

Estudio de conexión de un reactor nuclear de pequeña potencia a partir de su simulación en software especializado determinando su interacción con el sistema eléctrico de potencia.

Hamilton Arango González

Johnnatan Bohórquez

Cristián Camilo Espinoza

INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2025

Estudio de conexión de un reactor nuclear de pequeña potencia a partir de su simulación en software especializado determinando su interacción con el sistema eléctrico de potencia.

Hamilton Arango González

Johnnatan Bohórquez

Cristián Camilo Espinoza

Asesor Técnico

Santiago Bustamante Meza

Asesor Metodológico

Carlos Alberto Ocampo

INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2025

Tabla de contenido	
Abstract.....	7
CAPÍTULO 1 – INTRODUCCIÓN	7
1.1 Planteamiento del problema.....	8
1.2 Justificación.....	9
1.3 Objetivo general.....	11
1.4 Objetivos específicos.....	11
1.5 Alcance y limitaciones.....	11
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	12
2.1 El sistema eléctrico colombiano y su matriz energética.....	13
2.2 Reactores Modulares Pequeños (SMR).....	13
2.7 Casos similares.....	20
2.8. Comparativa IEEE 39 con Sistema Interconectado Nacional	21
CAPÍTULO 3 – METODOLOGÍA	22
3.1 Enfoque metodológico.....	22
3.2 Diseño metodológico.....	23
1. Construcción del sistema base	23
2. Incorporación del reactor modular pequeño (SMR)	23
3. Simulación del flujo de potencia.....	24
4. Estudio de cortocircuito	24
5. Evaluación bajo contingencias N-1.....	24
6. Estabilidad transitoria	25
3.3 Herramientas utilizadas	25
3.4 Matriz de trazabilidad	25
CAPÍTULO 4 RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	26
4.1 Resultados del flujo de potencia	26
4.1.1 Escenario base – Generadores.....	26
4.1.2 Escenario base – Flujos de potencia en líneas	28
4.1.3 Escenario con SMR – Generadores.....	29
4.1.4 Escenario con SMR – Flujos de potencia en líneas.....	31
4.1.5 Comparación entre escenarios (Base vs. SMR)	33
4.2 Resultados del estudio de cortocircuito	36
4.2.1 Escenario con SMR.....	39

4.2.3 Comparación entre escenarios	42
4.3 Resultados del criterio N-1	44
4.3.3 Comparación entre escenarios (Base vs SMR).....	48
4.4 Resultados del análisis de tensiones N-1 Base.	49
4.4.1 Escenario Base – Tensiones bajo contingencias N-1	49
4.4.2 Escenario con SMR – Tensiones bajo contingencias N-1.....	50
4.4.3 Comparación entre escenarios (Base vs SMR).....	51
4.4 Resultados de estabilidad transitoria	52
4.1 Comparación entre escenarios (Base vs SMR)	55
CAPÍTULO 5 – ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS	55
5.1 Análisis del flujo de potencia	56
5.1.1 Comportamiento del escenario base.....	56
5.1.2 Impacto del SMR en el régimen permanente	56
5.2 Análisis del estudio de cortocircuito	56
5.2.1 Comportamiento general del sistema base.....	56
5.2.2 Contribución del SMR a la corriente de falla.....	57
5.3 Análisis del criterio N-1	57
5.3.1 Escenario base: vulnerabilidades estructurales.....	57
5.3.2 Escenario con SMR: mejoras locales y redistribución de flujos.....	57
5.4 Análisis de la estabilidad transitoria.....	57
5.4.1 Escenario base: pérdida de sincronismo	57
5.4.2 Escenario con SMR: mejora sustancial de la respuesta dinámica	58
CAPÍTULO 6 – CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	58
6.1 Conclusiones generales.....	58
6.2 Recomendaciones.....	60
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	61

Tabla de Figuras

Figura 1 ,formula corriente falla.....	18
Figura 2, Diagramas de conexión de los segmentos hipotéticos para diferentes fallas a través de una impedancia. Adaptado de Saadat (1999) y Glover, Sarma & Overbye (2012).....	19
Figura 3, Perfil de generación del sistema IEEE 39 barras en el escenario base.	27
Figura 4, Flujos de potencia activa y reactiva en líneas del escenario base.....	28
Figura 5, Perfil de generación del sistema IEEE 39 barras con integración del SMR.	30
Figura 6, Flujos de potencia activa y reactiva en líneas con SMR,	31
Figura 7, Flujos de potencia activa y reactiva en líneas con SMR.	32
Figura 8, Comparación de flujos de potencia en líneas entre escenarios Base y SMR.	34
Figura 9, Representación gráfica del análisis de cortocircuito trifásico en el escenario base.	36
Figura 10, Representación gráfica del análisis de cortocircuito trifásico en el escenario SMR.	39
Figura 11, Comparación de niveles de cortocircuito entre escenario base y escenario SMR.	42
Figura 12, Criterio N-1 Base.	45
Figura 13, Comparación entre escenarios (Base vs SMR).	51
Figura 14, Comportamiento angulo de rotor Base.....	53
Figura 15, Comportamiento esperado del ángulo del rotor ante una falla.	54

Tabla de tablas

Tabla 1, Comparación cualitativa IEEE 39 y SIN-Colombia.	21
Tabla 2, Resultados del flujo de potencia de generadores en el escenario base.	27
Tabla 3, Resultados del flujo de potencia en líneas para el escenario base.	29
Tabla 4, Resultados del flujo de potencia de generadores con SMR.	30
Tabla 5, Resultados del flujo de potencia en líneas para el escenario con SMR.	33
Tabla 6, Comparativa de generación y tensiones entre escenarios Base y SMR.	34
Tabla 7, Comparativa de flujos de potencia en líneas (Base vs. SMR).	35
Tabla 8, Resultados del cortocircuito trifásico – Escenario base.	37
Tabla 9, Resultados del cortocircuito monofásico – Escenario base.	38
Tabla 10, Resultados del cortocircuito trifásico – Escenario con SMR.	40
Tabla 11, Resultados del cortocircuito monofásico – Escenario con SMR.	41
Tabla 12, Cambios porcentuales en la corriente de cortocircuito trifásica (Base vs. SMR).	42
Tabla 13, Cambios porcentuales en la corriente de cortocircuito monofásica (Base vs. SMR).	43
Tabla 14, Resumen esperado de comportamiento ante contingencias N-1 Base.	46
Tabla 15, Resumen esperado de comportamiento ante contingencias N-1 SMR.	47
Tabla 16, Resumen esperado de comportamiento ante contingencias N-1 Base.	49
Tabla 17, Resumen esperado de comportamiento ante contingencias N-1 SMR.	50

Abstract

This research proposes the integration of a Small Modular Reactor (SMR) into an electrical power system, using simulation tools to evaluate its technical impact. A standard IEEE 39-bus system was used as the base model to perform comparative studies under two scenarios: without and with the connection of a 300 MVA SMR. The simulations were carried out using PowerFactory DIgSILENT®, focusing on four key areas: power flow analysis, transient stability, N-1 contingency reliability, and short-circuit studies. Results showed that the SMR contributed to voltage profile improvement, load relief on critical lines, increased inertia during disturbances, and minor variations in short-circuit current levels. These findings support the idea that SMRs can provide technical benefits in power systems with high variability, as is the case in Colombia. The study provides a reference framework for future analyses considering the inclusion of nuclear-based generation in diversified energy matrices.

Keywords: Small Modular Reactor, power system simulation, transient stability, contingency analysis, nuclear integration.

CAPÍTULO 1 – INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico colombiano se ha caracterizado por depender en gran medida de la generación hidroeléctrica, la cual aporta alrededor del 65 % de la energía producida en el país (UPME, 2023). Esta condición ha permitido mantener una matriz limpia y eficiente durante años; sin embargo, también representa una vulnerabilidad, especialmente durante fenómenos climáticos como El Niño, que reducen significativamente la disponibilidad hídrica y ponen en riesgo la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En los últimos años se ha avanzado en la incorporación de fuentes de energía renovable no convencionales, como la solar y la eólica. Aunque estas tecnologías contribuyen a diversificar la matriz, su variabilidad natural genera desafíos en la regulación de frecuencia, el control de tensión y el soporte de inercia sincrónica. Estos efectos se hacen más evidentes en redes con alta penetración de generación basada en inversores, lo que obliga a buscar tecnologías capaces de aportar generación firme y estable.

En este escenario, los reactores modulares pequeños (Small Modular Reactors, SMR) han comenzado a destacarse internacionalmente como una opción viable para fortalecer la estabilidad operativa del sistema eléctrico. Los SMR presentan diseños compactos, potencias menores a 300 MWe y posibilidad de fabricación modular, además de operar de manera continua y aportar inercia y potencia reactiva al sistema (IAEA, 2021; OECD-NEA, 2020). Países como Estados Unidos y Canadá han desarrollado estudios en

los que se demuestra que los SMR pueden mejorar la respuesta del sistema ante fallas, aportar estabilidad angular y complementar la variabilidad renovable (NuScale Power, 2021).

Aunque esta tecnología ha tomado relevancia internacional, en Colombia no existen análisis técnicos que evalúen cómo se comportaría un sistema eléctrico al integrar un SMR. Por esta razón, este trabajo propone desarrollar un estudio basado en simulaciones utilizando una red de referencia ampliamente empleada en investigaciones: el sistema IEEE de 39 Barras. A partir de esta red, se comparan dos escenarios, uno sin la presencia del SMR y otro con su integración, con el propósito de analizar cambios en el flujo de potencia, el comportamiento dinámico, la confiabilidad bajo el criterio N-1 y los niveles de cortocircuito.

Este tipo de estudio permite comprender, mediante simulación, si un SMR podría contribuir positivamente a la estabilidad y operación de un sistema eléctrico similar al colombiano. Además, el análisis permite identificar cambios en perfiles de tensión, distribución de flujos, respuesta ante contingencias y variación de corrientes de falla, aspectos fundamentales para valorar el aporte potencial de esta tecnología en la transición energética.

1.1 Planteamiento del problema

La inclusión de la energía nuclear en la matriz energética de Colombia busca cumplir con los objetivos climáticos internacionales y las metas energéticas del país. Ofrece una opción con bajas emisiones de carbono, generación constante y sin interrupciones. Este estudio evalúa si es factible implementar Pequeños Reactores Modulares (SMR) como una alternativa para diversificar una matriz energética que actualmente depende mucho de la energía hidroeléctrica, la cual es vulnerable a eventos climáticos como El Niño. (Santander, 2025)

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia enfrenta desafíos para mantener su estabilidad y confiabilidad debido a la creciente integración de fuentes de energía renovables intermitentes. Aunque la diversificación de la matriz energética es crucial para la sostenibilidad, la variabilidad de fuentes alternativas como la eólica y la solar pueden afectar significativamente la estabilidad del sistema interconectado nacional. En este contexto, los reactores nucleares podrían llegar a ser un factor diferencial para

complementar las fuentes de generación de energía vigentes y con ello, garantizar un suministro eléctrico continuo. Sin embargo, su integración requiere un análisis exhaustivo para evitar impactos negativos en la estabilidad del sistema eléctrico teniendo en cuenta los recientes eventos en Chile y en la península ibérica. (UPME, 2025)

Realizar el estudio de conexión de una planta nuclear al sistema interconectado plantea varios interrogantes tanto técnicos como tecnológicos. de la estabilidad de sistemas de potencia mediante un reactor nuclear plantea interrogantes científicos significativos. El modelado preciso de las características dinámicas de los reactores nucleares y su interacción con el sistema eléctrico colombiano es un desafío científico. La investigación en este tipo de tecnologías contribuirá al avance del conocimiento en la ingeniería eléctrica nacional y permitirá profundizar en la comprensión de los fenómenos de estabilidad en sistemas híbridos. (UPME, 2025)

La necesidad de asegurar la estabilidad y confiabilidad del SIN es una preocupación constante. La unidad de planeación minero-energética de Colombia (UPME) en su plan de expansión de la generación 2023 - 2037 proyecta un incremento significativo de la capacidad instalada de energías renovables, lo que puede generar mayores desafíos en el equilibrio entre la oferta y la demanda y la estabilidad de la frecuencia. La integración de reactores nucleares podría contribuir con la resiliencia del sistema nacional. y reducir la dependencia de los sistemas de generación hídricos tradicionales en Colombia. (UPME, 2025)

Por tanto, surge la siguiente pregunta:

¿Cómo impacta la integración de Reactores Nucleares en la estabilidad dinámica y la confiabilidad operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia, considerando la creciente penetración de fuentes de energía renovable variable, la infraestructura existente en el país?

1.2 Justificación

La creciente demanda de energía eléctrica en Colombia, impulsada por el desarrollo económico y social, exige una expansión y diversificación de la matriz energética colombiana que garantice un suministro más confiable y sostenible. En este panorama, la integración de nuevas tecnologías de generación se vuelve imperativa. Si bien las fuentes de energía renovable variable (FERV) como la eólica y la solar, desempeñan un papel crucial en la reducción de emisiones y la descarbonización además en la diversificación energética, su naturaleza intermitente presenta desafíos significativos que podrían llevar a la inestabilidad operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La creciente penetración de las Fuentes de Energía Renovable Variables requiere una evaluación exhaustiva de sus impactos en la frecuencia y el voltaje del sistema, así como el desarrollo de estrategias efectivas para mitigar su variabilidad. (Pacheco et al., 2019)

La necesidad de asegurar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico se ha visto dramáticamente resaltada por eventos recientes de inestabilidad en sistemas eléctricos interconectados a nivel internacional como lo son:

En el sistema eléctrico de Honduras se presentó un fallo en el sistema eléctrico nacional dejó sin suministro eléctrico a miles de personas. Aunque se descartó una falla en la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán El Cajón, el incidente afectó también a Guatemala, El Salvador, Panamá y Nicaragua. (Swissinfo. 2025)

En México se presentó un apagón masivo que afectó a cuatro estados del país debido a una falla en el suministro de gas natural. (Swissinfo. 2025)

En Chile se presentó un apagón masivo el cual afectó a aproximadamente ocho millones de hogares en febrero de 2025. (Swissinfo. 2025)

En abril de 2025, la península ibérica experimentó el mayor apagón de su historia, dejando sin energía eléctrica a millones de personas. El incidente se debió a un fallo que se propagó en cascada lo que obligó a aislar las interconexiones del sistema. (Swissinfo. 2025)

1.3 Objetivo general

Realizar el estudio de conexión de un reactor nuclear de pequeña potencia tipo SMR, a partir de su simulación en software especializado DIGSILENT PowerFactory®. determinando la interacción con el sistema eléctrico de potencia de 39m barras mediante simulaciones de flujo de potencia, estudios de cortocircuito análisis de confiabilidad N-1 y estabilidad transitoria.

1.4 Objetivos específicos

- Simular el flujo de potencia del modelo en software de sistemas de potencia, tipo PowerFactory Digsilent®.
- Elaborar análisis de estabilidad transitoria del modelo empleando diferentes configuraciones de operación del Sistema de Potencia.
- Verificar el comportamiento del sistema con estudio de confiabilidad con n-1 componentes empleando software de simulación especializado
- Realizar estudio de corto circuito empleando software de simulación especializada PowerFactory Digsilent®..

1.5 Alcance y limitaciones

Alcance

- Construcción del sistema IEEE de 39 Barras.
- Inclusión de un generador tipo SMR de 300 MVA.
- Análisis de flujo de potencia, estabilidad, confiabilidad y cortocircuito.
- Comparación directa entre el escenario base y el escenario con SMR.

Limitaciones

- El sistema IEEE de 39 Barras no representa una red colombiana real.
- No se modelan controles avanzados del SMR.

- No se consideran factores económicos, sociales o ambientales.
- Las simulaciones se realizan bajo condiciones idealizadas de software.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

El análisis de flujo de potencia, también conocido como estudio de carga, es una herramienta fundamental en la operación, planificación y expansión de los sistemas eléctricos. Su objetivo principal es determinar el comportamiento del sistema en estado estable, proporcionando datos clave como la potencia activa y reactiva, así como los fasores de voltaje en cada nodo del sistema.

Este tipo de análisis permite evaluar si el sistema eléctrico puede satisfacer de forma continua y eficiente la demanda de los consumidores, respetando restricciones técnicas como niveles de voltaje, frecuencia y límites térmicos de los equipos. Además, contribuye a garantizar la calidad y fiabilidad del servicio eléctrico al menor costo posible.

Para llevar a cabo estos estudios, se utilizan métodos numéricos iterativos implementados mediante herramientas computacionales especializadas. Entre los más utilizados se encuentran los métodos de Gauss-Seidel y Newton-Raphson, que permiten resolver los complejos cálculos necesarios para representar las condiciones operativas del sistema.

La información obtenida de un estudio de flujo de potencia es crucial para la toma de decisiones en la operación del sistema eléctrico actual y para la planificación de futuras ampliaciones. Particularmente, se analiza el ángulo de fase del voltaje en cada nodo y la distribución de la potencia reactiva en las líneas.

Finalmente, es importante destacar que en el análisis convencional se asume un sistema equilibrado, lo cual es una aproximación válida en las redes de transmisión. Para llevar a cabo estos estudios de manera eficiente y precisa, se hace uso de herramientas digitales especializadas.

2.1 El sistema eléctrico colombiano y su matriz energética

La matriz energética colombiana se caracteriza por una alta participación de fuentes hidroeléctricas, las cuales históricamente han abastecido la mayor parte de la demanda del país debido a su disponibilidad y costos competitivos. No obstante, esta dependencia del recurso hídrico representa un riesgo operativo importante durante periodos de sequía o eventos climáticos extremos, como el fenómeno de El Niño, cuando se reduce de forma significativa la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas (UPME, 2023).

Ante esta situación, en los últimos años se han impulsado proyectos de generación solar y eólica con el fin de diversificar la matriz y disminuir la vulnerabilidad hídrica. Sin embargo, la integración masiva de fuentes renovables variables también ha generado desafíos en la operación del sistema, especialmente por su dependencia de condiciones ambientales y su limitada capacidad para aportar inercia sincrónica.

De esta forma, el sistema colombiano enfrenta la necesidad de incorporar tecnologías que ofrezcan generación firme, estable y con capacidad de soporte dinámico. En este contexto, las tecnologías nucleares modulares pequeñas (SMR) se perfilan como una posible alternativa que podría complementar la matriz, ya que operan de manera continua, aportan potencia activa y reactiva, y contribuyen a la estabilidad del sistema.

2.2 Reactores Modulares Pequeños (SMR)

Los Small Modular Reactors (SMR) son reactores nucleares de potencia reducida (generalmente menor a 300 MW) que se fabrican de manera modular, lo que simplifica su transporte e instalación. Su diseño compacto permite disminuir los tiempos de construcción, reducir los riesgos asociados a grandes obras civiles y facilitar la estandarización tecnológica (IAEA, 2021).

Los SMR cuentan con características relevantes para los sistemas eléctricos modernos:

- Operación continua y estable, con factores de capacidad superiores al 90 %.
- Aporte de inercia sincrónica, debido a que operan como generadores síncronos acoplados directamente a la red.
- Flexibilidad operativa, permitiendo ajustar su potencia en ciertos rangos.
- Alta seguridad inherente, por el uso de sistemas pasivos de enfriamiento y contención.

Estas características los hacen atractivos para sistemas eléctricos con alta penetración renovable, ya que pueden compensar la variabilidad de la generación solar y eólica, y aportar estabilidad ante perturbaciones. Países como Estados Unidos, Canadá, Reino Unido y China han desarrollado proyectos piloto y análisis de integración en redes eléctricas (OECD-NEA, 2020; NuScale Power, 2021).

Energía nuclear

La energía nuclear proviene del núcleo atómico, el cual está formado por protones y neutrones. La energía que se produce en este núcleo puede liberarse de dos maneras: mediante la fisión nuclear, que consiste en la división de los núcleos atómicos en fragmentos más pequeños, o a través de la fusión nuclear, que sucede cuando los componentes se combinan para formar un núcleo más grande. (Organización Internacional de Energía Atómica, OEIA, 2024^a)

Después de la Segunda Guerra Mundial, la energía nuclear se dirigió hacia usos pacíficos, como la producción de electricidad. El respaldo a la energía nuclear se fortaleció en 1953 con el discurso "Átomos para la paz" del presidente Eisenhower, que representó un compromiso internacional para aprovechar la energía nuclear de manera pacífica en ámbitos como la agricultura, la medicina y la generación de energía eléctrica. (Santander, 2025)

Estudio de Flujo de Potencia

El análisis de flujo de potencia, también conocido como estudio de carga, es una herramienta fundamental en la operación, planificación y expansión de los sistemas eléctricos. Su objetivo principal es determinar el comportamiento del sistema en estado estable, proporcionando datos clave como la potencia activa y reactiva, así como los fasores de voltaje en cada nodo del sistema. (Stevenson & Grainger, 1994).

Este tipo de análisis permite evaluar si el sistema eléctrico puede satisfacer de forma continua y eficiente la demanda de los consumidores, respetando restricciones técnicas como niveles de voltaje, frecuencia y límites térmicos de los equipos. Además, contribuye

a garantizar la calidad y fiabilidad del servicio eléctrico al menor costo posible. (Saadat, 2014, 1999)

Para llevar a cabo estos estudios, se utilizan métodos numéricos iterativos implementados mediante herramientas computacionales especializadas. Entre los más utilizados se encuentran los métodos de Gauss-Seidel y Newton-Raphson, que permiten resolver los complejos cálculos necesarios para representar las condiciones operativas del sistema. (Saadat, 1999)

La información obtenida de un estudio de flujo de potencia es crucial para la toma de decisiones en la operación del sistema eléctrico actual y para la planificación de futuras ampliaciones. Particularmente, se analiza el ángulo de fase del voltaje en cada nodo y la distribución de la potencia reactiva en las líneas. (Saadat, 1999)

Finalmente, es importante destacar que en el análisis convencional se asume un sistema equilibrado, lo cual es una aproximación válida en las redes de transmisión. Para llevar a cabo estos estudios de manera eficiente y precisa, se hace uso de herramientas digitales especializadas. (Saadat, 1999)

Estudio de Estabilidad en la red eléctrica

La estabilidad de un sistema de potencia se refiere a su capacidad para mantener el equilibrio durante condiciones normales y tras perturbaciones, alcanzando un nuevo estado estable. Un aspecto crucial es mantener la sincronización de las máquinas generadoras sincrónicas, ya que estas deben operar "en paso" para asegurar el funcionamiento adecuado del sistema. (Kundur, 1994)

La inestabilidad puede presentarse de distintas formas: pérdida de sincronización o colapso de tensión en cargas. Por eso, se distinguen varios tipos de estabilidad, principalmente la estabilidad de ángulo y la estabilidad de tensión. (Kundur, 1994)

El sistema debe responder adecuadamente tanto a perturbaciones pequeñas (como variaciones de carga) como a perturbaciones grandes (cortocircuitos, pérdida de líneas o generadores). La reacción del sistema involucra múltiples componentes, incluyendo reguladores de tensión, reguladores de velocidad, relés de protección, y dispositivos de control, que buscan mantener la frecuencia, tensión y potencia dentro de márgenes aceptables. (Kundur, 1994)

En los estudios de estabilidad se suelen hacer suposiciones simplificadoras para enfocarse en los elementos más relevantes del sistema ante el tipo de perturbación analizada, garantizando así la confiabilidad del sistema eléctrico. (Kundur, 1994)

Estudio de Confiabilidad N-1 componentes

El criterio N-1 es una regla básica para garantizar que nuestros sistemas eléctricos sean confiables y seguros. En resumen, esto requiere que el sistema continúe operando sin interferencia o daño si un solo componente falla inesperadamente, como una línea de transmisión, un transformador o un generador (Stevenson y Graingers, 1994; Wood y Wollenberg, 1996).

La confiabilidad en el acceso a la energía es crucial en todo el territorio colombiano, y el criterio N-1 es un estándar clave para garantizar la planificación y operación del sistema eléctrico colombiano. Sin embargo, el uso y el impacto de este criterio difieren significativamente entre las dos realidades del sistema eléctrico colombiano: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI).

Este criterio es importante porque, aunque los fallos son inevitables, queremos que el sistema sea lo suficientemente robusto para manejarlos. Esto se basa en que es mucho más probable que falle un solo elemento que varios a la vez (Billinton & Allan, 1996).

El N-1 se aplica en dos momentos claves:

1. Al diseñar las redes eléctricas, se asegura que haya suficiente redundancia (por ejemplo, líneas extra o generadores de respaldo) para que el sistema pueda resistir la pérdida de cualquier elemento importante (Wood & Wollenberg, 1996).
2. Para comprobar que el sistema N-1 componentes se cumple, se realizan análisis de contingencias. Esto significa simular, una por una, las fallas de cada componente clave. Se verifica que, después de la falla, no haya sobrecargas en las líneas ni problemas de tensión (Stevenson & Grainger, 1994).

Además, el N-1 es esencial para la estabilidad del sistema. Si un generador o una línea sale de servicio, el sistema debe poder mantener su equilibrio y no colapsar (por ejemplo, que los generadores no pierdan su sincronismo o que se pierda la tensión). Kundur (1994) explica cómo el diseño y la gestión del sistema garantizan la estabilidad contra las fallas N-1.

El uso de N-1 en Colombia requiere matices específicos debido a su dualidad de su sistema eléctrico: En el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con una red de transmisión amplia y múltiples centrales de generación, los criterios N-1 son estándares estrictamente utilizados para planificar, operar y expandirse. La redundancia y las complejas interconexiones le permiten absorber la pérdida de un componente sin afectar la continuidad del servicio en la mayoría de los casos. Las normativas y regulaciones están estrictamente en línea con este criterio para garantizar una alta estabilidad y una fiabilidad a gran escala.

En contraste, las Zonas No Interconectadas (ZNI) con sistemas eléctricos aislados y más pequeños a menudo enfrentan restricciones significativas para cumplir con un estricto criterio N-1. Al no contar con componentes redundantes (líneas, generadores), la ubicación geográfica y las restricciones de inversión pueden hacer inviable económicamente o técnicamente imposible la aplicación plena del N-1, lo que se traduce en una menor confiabilidad y una mayor vulnerabilidad ante la falla de componentes individuales.

Estudio de Corto Circuito

Análisis de cortocircuito Las fallas por cortocircuito predominan entre las causas más devastadoras que pueden afectar los circuitos eléctricos en una instalación, este efecto aumenta cuando en la etapa de diseño no se han realizado los estudios pertinentes para predecir el comportamiento de la falla. (Bermúdez Chacón, G. 2017).

Cuando se desarrolla una falla por cortocircuito en una instalación, la impedancia percibida en un punto de falla específico se reduce a valores cercanos a cero, y ante la diferencia de tensión que haya en el mismo, la magnitud de la corriente se comportará según la ley de ohm, es decir, ante una tensión constante y una impedancia cercana a cero, la magnitud de la corriente incrementará de manera abrupta. $I = \frac{V}{Z}$ (3) Se distinguen 4 principales tipos de fallas por cortocircuito, como lo ilustra (Grainger, 1996), las mismas son dependientes de la cantidad de líneas que se vean involucradas en el incidente, para cada una de las fallas mostradas en la Figura 5 se generan modelos dependientes de las impedancias de cada elemento. (Bermúdez Chacón, G. 2017).

$$I = \frac{V}{Z}$$

Figura 1 ,formula corriente falla.

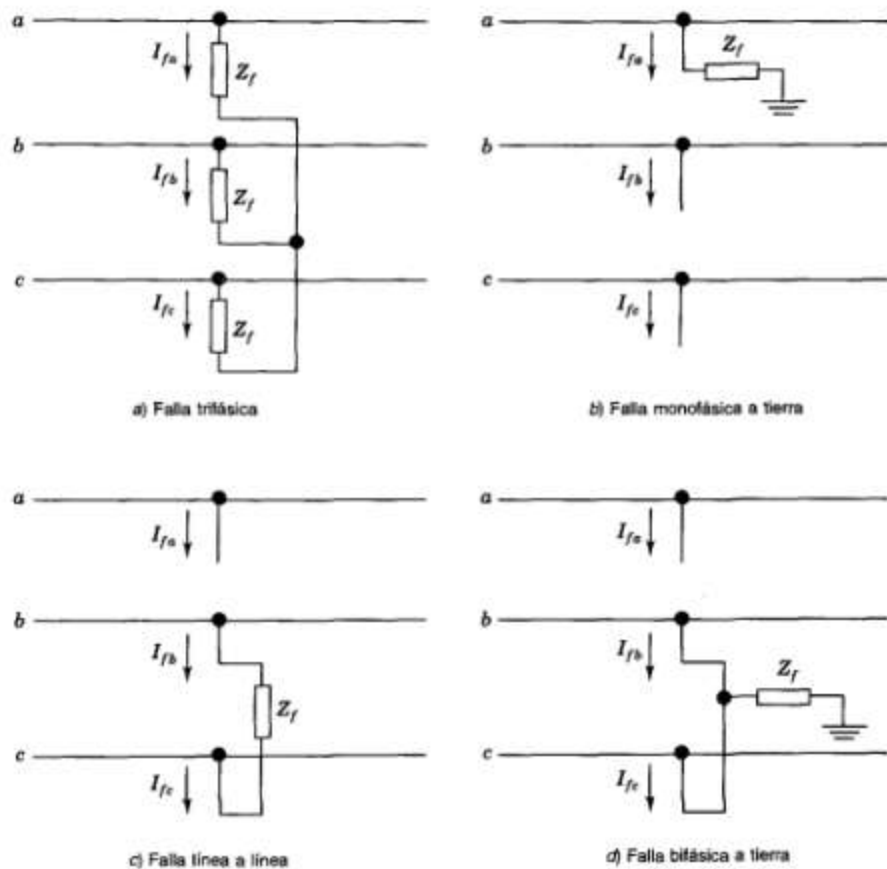


Figura 2, Diagramas de conexión de los segmentos hipotéticos para diferentes fallas a través de una impedancia. Adaptado de Saadat (1999) y Glover, Sarma & Overbye (2012).

Para el estudio de cortocircuito en conjunto con la figura anterior es requerido realizar el modelado por componentes simétricas, que describe las componentes de una falla como la suma vectorial de 3 componentes independientes, según la norma IEEE 141-1993 y sabiendo que la falla más crítica será la trifásica, será esta la requerida a estudiar para determinar la corriente de cortocircuito más dañina, el modelo para el estudio de dicha falla no requiere de las componentes simétricas, únicamente de la de secuencia positiva. (Bermúdez Chacón, G. 2017).

En caso de estudio de otras de las fallas presentes en la Figura 5 es requerido contemplar las conexiones a tierra de cada uno de los elementos, además de las impedancias tanto de secuencia negativa, positiva y secuencia cero, armar los 43 circuitos modelados con dichas

impedancias según lo establecido por el libro “Análisis de sistemas de potencia” (Stevenson & Grainger, 1994), como modelos para cada falla, y realizar las respectivas reducciones hasta ubicar el punto de falla, en comparación, al realizar los 4 tipos de fallas para un mismo punto en un mismo circuito, la falla de mayor magnitud será la trifásica, la norma IEEE 141-1993 se basa en este hecho para recomendar el estudio basado en falla trifásica.

Es importante recalcar que el estudio de corrientes de cortocircuito es uno de los pasos y no únicamente un fin, el CIEMI comenta en el archivo “Procedimientos para el planeamiento y diseño de instalaciones eléctricas en edificios comerciales, industriales e institucionales” como el paso inicial para realizar la coordinación de protecciones, además del estudio de arco eléctrico y siendo a su vez, un elemento informativo de vital importancia. (Bermúdez Chacón, G. 2017).

La norma IEEE 141-1993 indica los pasos y consideraciones para la realización de este estudio, tomando en cuenta la recolección de datos de los equipos involucrados en la instalación (v.g. motores, transformadores, conductores) además del concepto de sistema pu (por unidad), la reducción del circuito obedece al comportamiento eléctrico básico de los circuitos, considerando las componentes imaginarias en las impedancias que lo conforman. (Bermúdez Chacón, G. 2017).

Por todo esto, se considera el estudio de cortocircuito como el proceso de modelador del sistema unifilar con los elementos activos como impedancias aparentes en el momento de la falla, y el estudio del efecto de dichos elementos en el momento de una falla en un punto, siendo este en el que se dará la reducción de la red por medio de series y paralelos. (Bermúdez Chacón, G. 2017).

2.7 Casos similares

Diversos países han adelantado estudios y proyectos piloto relacionados con la integración de SMR en redes eléctricas. En Estados Unidos, NuScale ha demostrado que la integración de módulos SMR puede mejorar la estabilidad del sistema frente a variaciones renovables (NuScale Power, 2021). En Canadá, se han evaluado escenarios de conexión de SMR en regiones aisladas con alta dependencia de generación térmica y renovable.

Estos casos sirven como referencia para evaluar la posible aplicación de SMR en Colombia, donde su impacto podría ser relevante en términos de estabilidad transitoria y confiabilidad del sistema.

2.8. Comparativa IEEE 39 con Sistema Interconectado Nacional

El objetivo inicial del proyecto contemplaba la implementación del modelo de red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia. Sin embargo, el desarrollo del proyecto enfrentó restricciones de acceso a la información técnica detallada (parámetros de líneas, constantes de inercia de generadores y topología actualizada), debido a políticas de confidencialidad y propiedad intelectual de los operadores de red.

En consecuencia, se determinó utilizar el sistema de prueba IEEE 39 Bus System (New England Power System) como escenario de validación. Esta decisión se fundamenta en que el IEEE 39 es un estándar internacional de benchmarking para estudios de estabilidad dinámica y transitoria, ampliamente aceptado por la comunidad científica y la industria eléctrica.

El uso de este sistema estandarizado permite aislar y validar el comportamiento dinámico del reactor SMR y sus controles en un entorno controlado y robusto, eliminando la incertidumbre asociada a datos incompletos de una red real. De esta manera, el estudio garantiza la validación de la interacción SMR-Red, permitiendo extrapolar las conclusiones sobre estabilidad de frecuencia, voltaje y respuesta ante contingencias a sistemas de potencia con características operativas similares a las del sistema colombiano.

Tabla 1, Comparación cualitativa IEEE 39 y SIN-Colombia.

Criterio	Sistema IEEE 39 (New England)	Sistema Interconectado Nacional (SIN) - Colombia	Implicación para el Estudio del SMR
Topología de Red	Altamente enmallada (Meshed). Caminos redundantes y distancias eléctricas cortas.	Predominantemente radial y longitudinal, debido a la geografía andina.	El IEEE 39 presentará mayor estabilidad de voltaje. En Colombia, el SMR podría enfrentar escenarios de voltaje más críticos.
Matriz de Generación (Inercia)	Originalmente térmica (alta inercia constante).	Hidrotérmica (predominancia hidráulica). Inercia	La respuesta de frecuencia en IEEE 39 será más amortiguada. Los resultados serán

		variable según hidrología.	conservadores respecto a una red con baja inercia.
Niveles de Tensión	345 kV (Transmisión principal).	500 kV y 230 kV (Transmisión principal).	Aunque los niveles difieren, la dinámica de control de potencia reactiva (Q) y voltaje (V) mantiene los mismos principios físicos.
Robustez (SCR)	Generalmente alta (Red "Fuerte").	Variable. Zonas robustas (Centro) y zonas débiles (GCA, Sur).	Si el SMR se prueba en un nodo débil del IEEE 39, se simulan condiciones similares a las áreas periféricas del sistema colombiano.
Propósito del Modelo	Benchmark académico y de investigación para validación de algoritmos y equipos.	Operación real, despacho económico y seguridad del suministro.	El uso de IEEE 39 facilita la replicabilidad de los resultados, algo difícil con modelos propietarios del SIN.

CAPÍTULO 3 – METODOLOGÍA

Este capítulo describe el enfoque metodológico, las etapas que se llevaron a cabo para el desarrollo del trabajo y las herramientas utilizadas en la simulación del sistema eléctrico. La metodología se diseñó para permitir una comparación clara y objetiva entre el escenario base del sistema IEEE de 39 Barras y el escenario donde se incorpora un reactor modular pequeño (SMR) de 300 MVA, evaluando su interacción con el sistema en diferentes condiciones de operación.

3.1 Enfoque metodológico

El trabajo se realizó mediante un enfoque de tipo cuantitativo, sustentado en simulaciones computacionales dentro de un entorno controlado. No se realizaron pruebas de campo ni intervenciones reales en sistemas eléctricos; en su lugar, se construyó un modelo del sistema IEEE de 39 Barras para analizar su comportamiento ante distintos escenarios.

El estudio se desarrolló bajo un diseño no experimental, donde no se manipulan directamente variables físicas, sino que se observan los efectos derivados de incorporar un SMR dentro de un modelo previamente validado. Esto permite identificar variaciones en perfiles de tensión, flujos de potencia, capacidad de recuperación ante fallas y comportamiento bajo el criterio N-1.

Se utilizan dos escenarios principales:

Escenario 1 (Caso Base): Sistema IEEE 39 Barras sin el SMR.

Escenario 2 (Caso Alternativo): Sistema IEEE 39 Barras con un SMR conectado en una barra seleccionada.

Este enfoque comparativo facilita identificar cambios en la estabilidad, confiabilidad y flujo de potencia, permitiendo evaluar si la presencia del SMR contribuye de manera positiva al comportamiento global del sistema.

3.2 Diseño metodológico

El diseño metodológico se desarrolló siguiendo una secuencia de etapas que permiten asegurar la organización lógica del trabajo y la coherencia con los objetivos planteados. A continuación, se describe cada una de ellas:

1. Construcción del sistema base

Inicialmente se modeló el sistema IEEE de 39 Barras en el software DIGSILENT PowerFactory. Esta red se seleccionó porque es ampliamente utilizada en estudios académicos y de investigación, ya que contiene generadores, líneas, transformadores y cargas distribuidas que permiten simular condiciones reales de operación.

En esta etapa se verificaron las tensiones, los flujos de carga y el estado general de la red, garantizando que no existieran errores de conexión o sobrecargas en el sistema base antes de proceder con la incorporación del SMR.

2. Incorporación del reactor modular pequeño (SMR)

Una vez validado el sistema base, se procedió a integrar un generador adicional equivalente a un SMR de 300 MVA. Para ello, se seleccionó una barra del sistema adecuada para la conexión, tomando como referencia zonas de alta carga o de importancia estratégica dentro del sistema IEEE.

El SMR se modeló como un generador síncrono con parámetros eléctricos típicos, considerando su potencia nominal, tensión de operación, capacidad de generación de potencia reactiva y demás características necesarias para su integración en el software.

3. Simulación del flujo de potencia

Con ambos escenarios, se realizó el estudio de flujo de carga para analizar:

- Perfiles de tensión en todas las barras.
- Flujos de potencia activa y reactiva en las líneas.
- Pérdidas del sistema.
- Posibles sobrecargas.

El flujo de potencia permite observar si la presencia del SMR mejora o modifica la distribución de energía en el sistema y si aporta a mantener niveles de tensión dentro de los rangos adecuados.

4. Estudio de cortocircuito

Luego se efectuaron simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico en distintos puntos de la red. El propósito fue comparar:

- Corrientes de falla con y sin SMR.
- Incrementos o reducciones en barras específicas.
- Posible impacto del SMR en los dispositivos de protección.

Este análisis es importante porque los generadores síncronos aportan corriente de corto circuito y pueden modificar el comportamiento de la red ante fallas.

5. Evaluación bajo contingencias N-1

El análisis N-1 consistió en desconectar secuencialmente elementos críticos, como:

- Líneas de transmisión,
- Generadores,
- Barras principales.

Con ello se evaluó:

- Si el sistema continúa operando sin violar límites de carga o tensión.
- Si aparecen sobrecargas en líneas cercanas.
- Cómo cambia la distribución de flujos al integrar el SMR.

Este análisis permite determinar si la presencia del SMR contribuye a la confiabilidad del sistema.

6. Estabilidad transitoria

Finalmente, se realizaron simulaciones dinámicas para observar la respuesta del sistema ante fallas severas. Estas simulaciones permiten visualizar:

- Ángulo de rotor de los generadores.
- Recuperación o pérdida de sincronismo.
- Comportamiento dinámico de la frecuencia.

La estabilidad transitoria es clave para evaluar la capacidad del sistema de mantenerse operativo después de un evento de corta duración.

3.3 Herramientas utilizadas

Para el desarrollo de este trabajo se emplearon las siguientes herramientas:

DIgSILENT PowerFactory®

Software especializado para análisis de sistemas eléctricos. Permite realizar estudios de flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad transitoria y contingencias N-1. Es ampliamente utilizado en empresas del sector eléctrico por su precisión y versatilidad en modelamiento.

Sistema IEEE de 39 Barras

Red de prueba estándar que incluye múltiples generadores, cargas y líneas de transmisión. Su estructura permite analizar de manera rigurosa el comportamiento del sistema ante diferentes escenarios.

Estas herramientas proporcionan un entorno adecuado para evaluar el impacto técnico del SMR y permiten reproducir los estudios de manera precisa.

3.4 Matriz de trazabilidad

Objetivo específico	Actividad metodológica	Resultado esperado
Modelar el sistema IEEE 39 Barras	Construcción	del sistema base
Sistema validado sin errores		

Integrar SMR 300 MVA alternativo preparado	Incorporación del generador SMR	Sistema
Analizar flujo de potencia y flujos comparados	Simulación escenarios base y SMR	Perfiles de tensión
Evaluar estabilidad transitoria	Simulación dinámica ante fallas	Análisis de sincronismo y frecuencia
Evaluar confiabilidad N-1	Contingencias en líneas y generadores	Identificación de puntos vulnerables
Calcular corrientes de falla	Estudio de cortocircuito	Comparación niveles de cortocircuito

CAPÍTULO 4 RESULTADOS Y ANÁLISIS

Este capítulo presenta los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas sobre el sistema IEEE de 39 Barras en los dos escenarios definidos para este estudio: el escenario base y el escenario con la integración de un reactor modular pequeño (SMR) de 300 MVA. Los resultados se organizan por tipo de análisis y se presentan de forma descriptiva.

Los resultados incluyen imágenes, tablas y registros generados mediante el software DIgSILENT PowerFactory®. Estos elementos permiten visualizar el comportamiento del sistema en términos de flujo de potencia, niveles de cortocircuito, desempeño bajo contingencias N-1 y respuesta en estabilidad transitoria.

4.1 Resultados del flujo de potencia

El análisis de flujo de potencia es el punto de partida fundamental para comprender el comportamiento operativo del sistema IEEE de 39 barras tanto en el escenario base como en el escenario modificado con la integración del SMR de 300 MVA. En este apartado se presentan los resultados obtenidos en régimen permanente, incluyendo los perfiles de generación, niveles de tensión en barras y flujos de potencia activa y reactiva en las líneas. Esta información sirve como línea base para los análisis subsecuentes de cortocircuito, cargabilidad bajo contingencias N-1 y estabilidad transitoria, ya que cualquier modificación en el despacho o en la distribución de potencia se refleja directamente en estos estudios.

4.1.1 Escenario base – Generadores

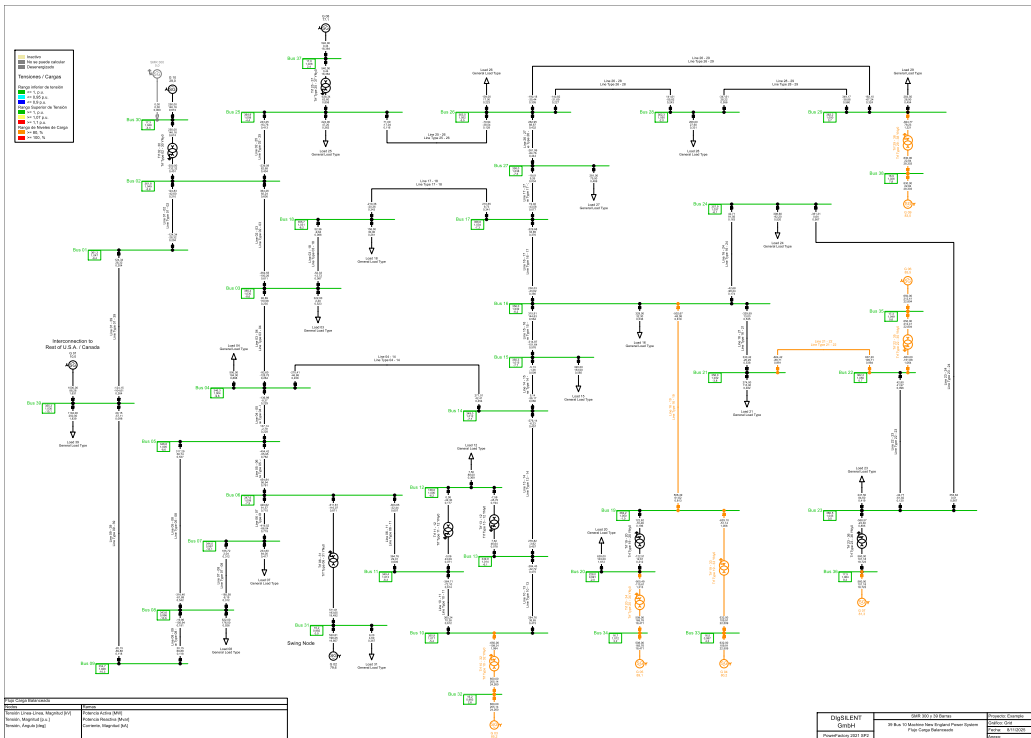


Figura 3, Perfil de generación del sistema IEEE 39 barras en el escenario base.

Tabla 2, Resultados del flujo de potencia de generadores en el escenario base.

Pot.Apar. [MVA]		Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Potencia Aparente [MVA]	u, Magnitud p.u	Factor de Potencia
Base	Nombre	Base	Base	Base	Base	Base
10000	G 01	1000	88,28	1003,89	1,030	0,996
700	G 02	521	198,25	557,27	0,982	0,935
800	G 03	650	205,14	681,60	0,983	0,954
800	G 04	632	109,91	641,49	0,997	0,985
600	G 05	508	165,76	534,36	1,012	0,951
800	G 06	650	212,41	683,83	1,049	0,951
700	G 07	560	101,18	569,07	1,064	0,984
700	G 08	540	0,44	540,00	1,028	1,000
1000	G 09	830	22,84	830,31	1,026	1,000
1000	G 10	250	146,16	289,59	1,048	0,863

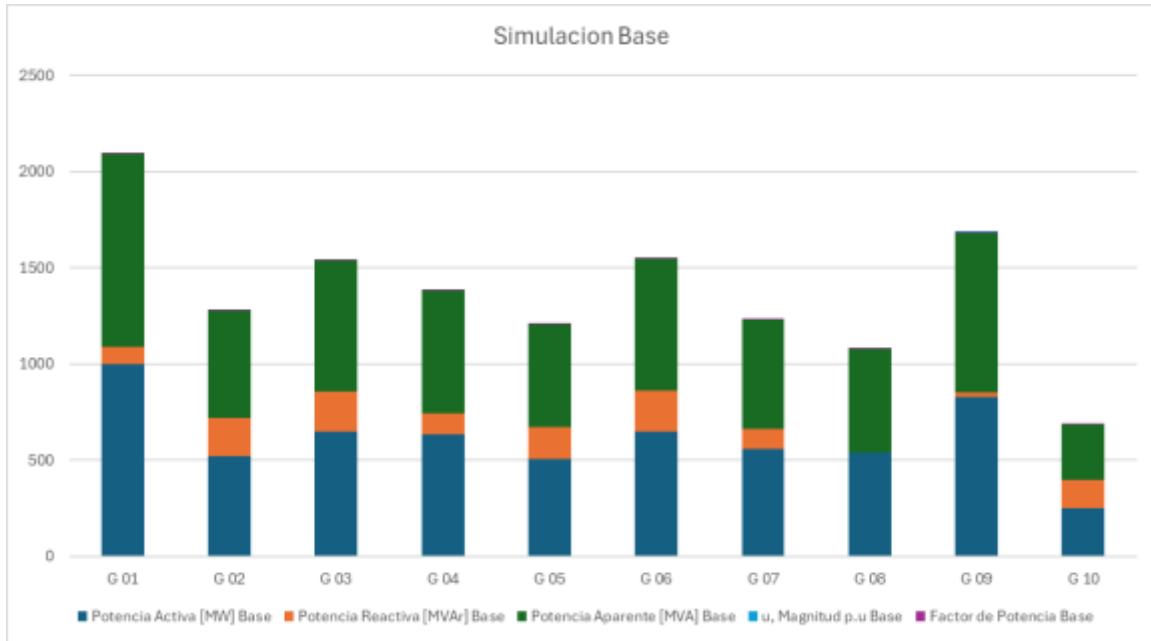


Figura 4, Flujos de potencia activa y reactiva en líneas del escenario base.

La Figura 3 presenta el perfil de generación del sistema IEEE de 39 barras en su configuración original, donde cada unidad síncrona opera con los valores definidos para el caso base. En esta figura se observan los niveles de tensión en las barras asociadas, así como la inyección de potencia activa y reactiva correspondiente a cada generador.

En la Tabla 2 se muestran los valores detallados del flujo de potencia en las unidades generadoras, especificando:

- Potencia activa generada
- Potencia reactiva generada
- Tensión en barra (p.u.)
- Factor de potencia

Este conjunto de resultados permite identificar los generadores que asumen la mayor participación en el soporte de tensión y en el suministro energético bajo condiciones normales. Es importante destacar que el generador equivalente del sistema, con potencia nominal de 250 MVA, cumple un rol importante en la estabilización del perfil general de tensiones, circunstancia que se modificará cuando se incorpora el SMR.

4.1.2 Escenario base – Flujos de potencia en líneas

Tabla 3, Resultados del flujo de potencia en líneas para el escenario base.

Nombre	Terminal i	Terminal j	u, Magnitud	u, Magnitud	Cargabilidad	Pérdidas Capacitivas
	Barras	Barras	Terminal i in p.u.	Terminal j in p.u.	%	Mvar
Line 01 - 02	Bus 01	Bus 02	1,047356352	1,048736257	21,04781	76,74527
Line 01 - 39	Bus 01	Bus 39	1,047356352	1,029999971	26,3778	80,91975
Line 02 - 03	Bus 02	Bus 03	1,048736257	1,03017286	61,10635	27,79178
Line 02 - 25	Bus 02	Bus 25	1,048736257	1,057567616	41,25247	16,1935
Line 03 - 04	Bus 03	Bus 04	1,03017286	1,003862753	26,43798	22,90363
Line 03 - 18	Bus 03	Bus 18	1,03017286	1,030931256	8,748926	22,7063
Line 04 - 05	Bus 04	Bus 05	1,003862753	1,005310848	22,8787	13,5434
Line 04 - 14	Bus 04	Bus 14	1,003862753	1,011733198	45,75156	14,03654
Line 05 - 06	Bus 05	Bus 06	1,005310848	1,007672441	76,21613	4,39655
Line 05 - 08	Bus 05	Bus 08	1,005310848	0,996019868	54,17676	14,78004
Line 06 - 07	Bus 06	Bus 07	1,007672441	0,997001247	71,88248	11,35321
Line 06 - 11	Bus 06	Bus 11	1,007672441	1,01269368	60,66505	14,17448
Line 07 - 08	Bus 07	Bus 08	0,997001247	0,996019868	31,21089	7,745675
Line 08 - 09	Bus 08	Bus 09	0,996019868	1,028226105	18,11237	38,97796
Line 09 - 39	Bus 09	Bus 39	1,028226105	1,029999971	11,83627	127,089
Line 10 - 11	Bus 10	Bus 11	1,017150596	1,01269368	61,43435	7,50924
Line 10 - 13	Bus 10	Bus 13	1,017150596	1,014307089	47,45456	7,521161
Line 13 - 14	Bus 13	Bus 14	1,014307089	1,011733198	45,68793	17,68167
Line 14 - 15	Bus 14	Bus 15	1,011733198	1,015383587	6,043283	37,59917
Line 15 - 16	Bus 15	Bus 16	1,015383587	1,031773793	57,59912	17,91708
Line 16 - 17	Bus 16	Bus 17	1,031773793	1,033555281	37,97528	14,31111
Line 16 - 19	Bus 16	Bus 19	1,031773793	1,049860895	81,90312	32,93465
Line 16 - 21	Bus 16	Bus 21	1,031773793	1,03176045	53,76161	27,12458
Line 16 - 24	Bus 16	Bus 24	1,031773793	1,037311113	17,37334	7,277977
Line 17 - 18	Bus 17	Bus 18	1,033555281	1,030931256	34,30695	14,05425
Line 17 - 27	Bus 17	Bus 27	1,033555281	1,037741296	7,699145	34,49391
Line 21 - 22	Bus 21	Bus 22	1,03176045	1,049794928	99,08445	27,78672
Line 22 - 23	Bus 22	Bus 23	1,049794928	1,044788661	12,04065	20,2475
Line 23 - 24	Bus 23	Bus 24	1,044788661	1,037311113	56,67618	39,12542
Line 25 - 26	Bus 25	Bus 26	1,057567616	1,052075422	12,8422	57,0792
Line 26 - 27	Bus 26	Bus 27	1,052075422	1,037741296	44,40484	26,16149
Line 26 - 28	Bus 26	Bus 28	1,052075422	1,050122182	24,25713	86,19694
Line 26 - 29	Bus 26	Bus 29	1,052075422	1,049942376	32,43954	113,6651
Line 28 - 29	Bus 28	Bus 29	1,050122182	1,049942376	55,99728	27,45403

En la Figura 4 se ilustran los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas del sistema IEEE 39 barras bajo la condición base. Esta representación gráfica permite visualizar los corredores de mayor transferencia de potencia, los cuales serán posteriormente críticos durante el análisis N-1.

La Tabla 3 complementa esta información con los flujos numéricos de potencia en cada línea, incluyendo pérdidas y direcciones de transferencia. En esta etapa se identifican líneas que operan con niveles elevados de flujo incluso en condiciones normales, lo que es coherente con los resultados posteriores de cargabilidad, donde estas mismas líneas aparecen como elementos críticos en sobrecarga.

4.1.3 Escenario con SMR – Generadores

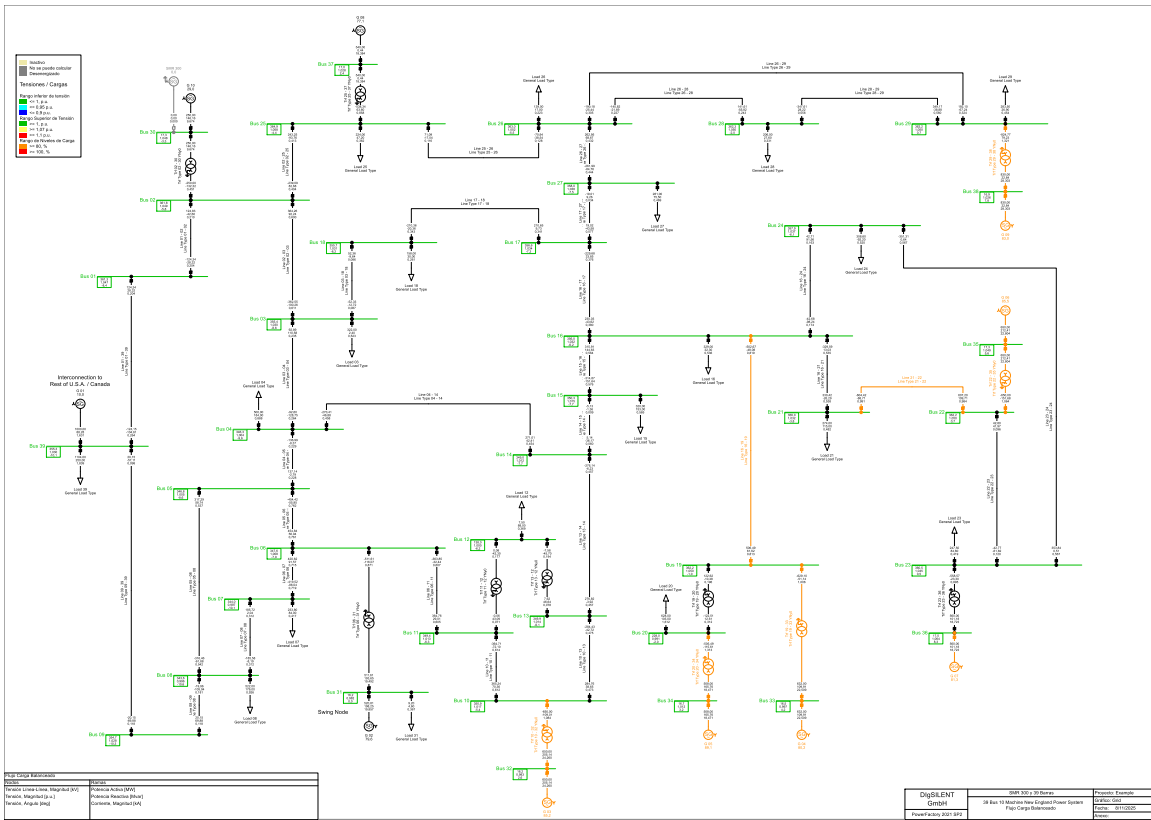


Figura 5, Perfil de generación del sistema IEEE 39 barras con integración del SMR.

Tabla 4, Resultados del flujo de potencia de generadores con SMR.

Pot.Apar. [MVA]		Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Potencia Aparente [MVA]	u, Magnitud p.u	Factor de Potencia
SMR	Nombre	SMR	SMR	SMR	SMR	SMR
10000	G 01	1000	86,76	1003,76	1,030	0,996
700	G 02	470,9892702	189,56	507,70	0,982	0,928
800	G 03	650	203,33	681,06	0,983	0,954
800	G 04	632	109,39	641,40	0,997	0,985
600	G 05	508	165,52	534,29	1,012	0,951
800	G 06	650	211,83	683,65	1,049	0,951
700	G 07	560	100,84	569,01	1,064	0,984
700	G 08	540	-1,31	540,00	1,028	1,000
1000	G 09	830	22,41	830,30	1,026	1,000
300	SMR 300	300	157,23	338,71	1,050	0,886

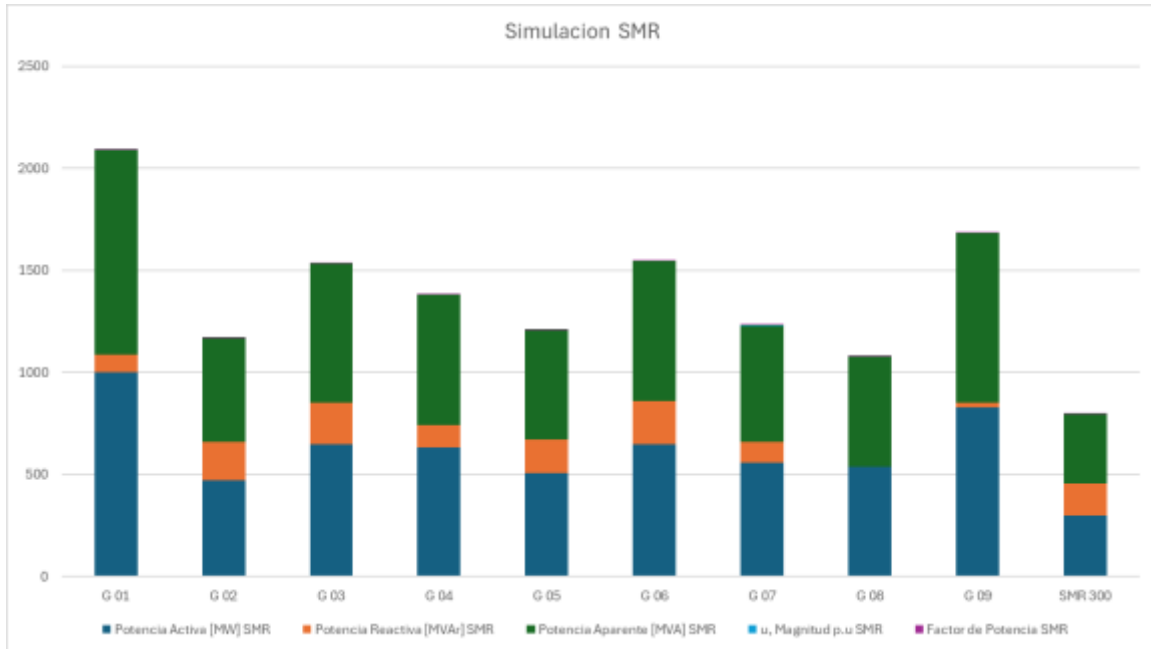


Figura 6, Flujos de potencia activa y reactiva en líneas con SMR,

La Figura 5 presenta el perfil de generación cuando se incorpora el SMR de 300 MVA en reemplazo de la máquina equivalente de 250 MVA. El aumento en la potencia nominal del generador principal introduce una variación en el reparto de cargas entre las unidades del sistema y genera un soporte adicional de potencia reactiva en la barra donde se ubica este generador.

La Tabla 4. resume los resultados del flujo de potencia en los generadores bajo este nuevo escenario. Los valores permiten apreciar:

- Un mayor nivel de tensión en la barra del SMR respecto al caso base
- Una redistribución de la potencia activa entre las máquinas
- Un leve fortalecimiento del perfil de tensiones del sistema

Este cambio también se evidencia posteriormente en los análisis de cargabilidad y estabilidad, donde el SMR demuestra una capacidad mayor para absorber perturbaciones y mejorar la rigidez del sistema.

4.1.4 Escenario con SMR – Flujos de potencia en líneas

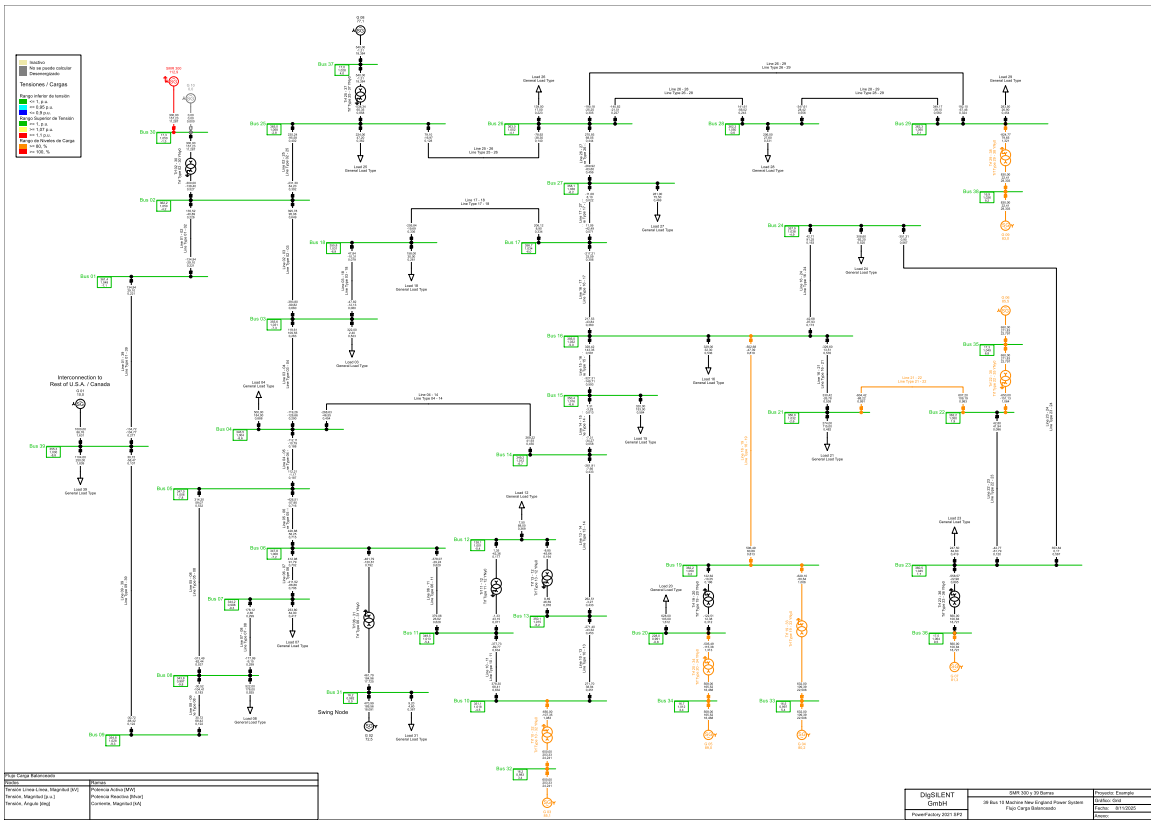


Figura 7, Flujos de potencia activa y reactiva en líneas con SMR.

Tabla 5, Resultados del flujo de potencia en líneas para el escenario con SMR.

Nombre	Terminal i Barra	Terminal j Barra	u, Magnitud SMR Terminal i in p.u.	u, Magnitud SMR Terminal j in p.u.	Cargabilidad % SMR	Pérdidas Capacitivas Mvar SMR
Line 01 - 02	Bus 01	Bus 02	1,0474	1,048736257	21,04781	76,74527
Line 01 - 39	Bus 01	Bus 39	1,0474	1,029999971	26,3778	80,91975
Line 02 - 03	Bus 02	Bus 03	1,0487	1,03017286	61,10635	27,79178
Line 02 - 25	Bus 02	Bus 25	1,0487	1,057567616	41,25247	16,1935
Line 03 - 04	Bus 03	Bus 04	1,0302	1,003862753	26,43798	22,90363
Line 03 - 18	Bus 03	Bus 18	1,0302	1,030931256	8,748926	22,7063
Line 04 - 05	Bus 04	Bus 05	1,0039	1,005310848	22,8787	13,5434
Line 04 - 14	Bus 04	Bus 14	1,0039	1,011733198	45,75156	14,03654
Line 05 - 06	Bus 05	Bus 06	1,0053	1,007672441	76,21613	4,39655
Line 05 - 08	Bus 05	Bus 08	1,0053	0,996019868	54,17676	14,78004
Line 06 - 07	Bus 06	Bus 07	1,0077	0,997001247	71,88248	11,35321
Line 06 - 11	Bus 06	Bus 11	1,0077	1,01269368	60,66505	14,17448
Line 07 - 08	Bus 07	Bus 08	0,9970	0,996019868	31,21089	7,745675
Line 08 - 09	Bus 08	Bus 09	0,9960	1,028226105	18,11237	38,97796
Line 09 - 39	Bus 09	Bus 39	1,0282	1,029999971	11,83627	127,089
Line 10 - 11	Bus 10	Bus 11	1,0172	1,01269368	61,43435	7,50924
Line 10 - 13	Bus 10	Bus 13	1,0172	1,014307089	47,45456	7,521161
Line 13 - 14	Bus 13	Bus 14	1,0143	1,011733198	45,68793	17,68167
Line 14 - 15	Bus 14	Bus 15	1,0117	1,015383587	6,043283	37,59917
Line 15 - 16	Bus 15	Bus 16	1,0154	1,031773793	57,59912	17,91708
Line 16 - 17	Bus 16	Bus 17	1,0318	1,033555281	37,97528	14,31111
Line 16 - 19	Bus 16	Bus 19	1,0318	1,049860895	81,90312	32,93465
Line 16 - 21	Bus 16	Bus 21	1,0318	1,03176045	53,76161	27,12458
Line 16 - 24	Bus 16	Bus 24	1,0318	1,037311113	17,37334	7,27977
Line 17 - 18	Bus 17	Bus 18	1,0336	1,030931256	34,30695	14,05425
Line 17 - 27	Bus 17	Bus 27	1,0336	1,037741296	7,699145	34,49391
Line 21 - 22	Bus 21	Bus 22	1,0318	1,049794928	99,08445	27,78672
Line 22 - 23	Bus 22	Bus 23	1,0498	1,044788661	12,04065	20,2475
Line 23 - 24	Bus 23	Bus 24	1,0448	1,037311113	56,67618	39,12542
Line 25 - 26	Bus 25	Bus 26	1,0576	1,052075422	12,8422	57,0792
Line 26 - 27	Bus 26	Bus 27	1,0521	1,037741296	44,40484	26,16149
Line 26 - 28	Bus 26	Bus 28	1,0521	1,050122182	24,25713	86,19694
Line 26 - 29	Bus 26	Bus 29	1,0521	1,049942376	32,43954	113,6651
Line 28 - 29	Bus 28	Bus 29	1,0501	1,049942376	55,99728	27,45403

La Figura 7 muestra los flujos de potencia activa y reactiva para el sistema con SMR. Al comparar con el escenario base, se observa una ligera redistribución de cargas, particularmente en los corredores cercanos al nodo donde se integró el SMR.

La Tabla 5 presenta los valores numéricos de estos flujos, permitiendo identificar:

- Líneas que reducen sus niveles de carga gracias al mayor soporte del SMR
- Corredores que no experimentan cambios significativos
- Áreas donde la potencia reactiva se estabiliza con mayor facilidad

Si bien los cambios no son drásticos, establecen una diferencia real en la operación del sistema.

4.1.5 Comparación entre escenarios (Base vs. SMR)

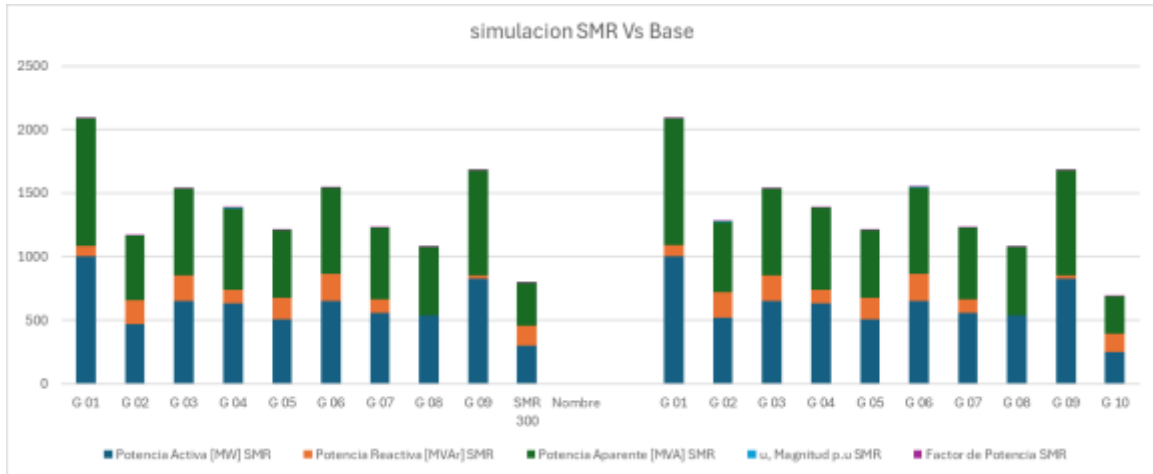


Figura 8, Comparación de flujos de potencia en líneas entre escenarios Base y SMR.

Tabla 6, Comparativa de generación y tensiones entre escenarios Base y SMR.

POTENCIA [kVA] %		Potencia Activa [MW]		POTENCIA [kVar]		u, Magnitud p.u		Factor de Potencia	
SMR	BASE	SMR	Base	SMR	BASE	SMR	Base	SMR	Base
10%	10%	1000	1000	86,76	88,28	1,030	1,030	0,996	0,996
73%	80%	471	521	189,56	198,25	0,982	0,982	0,928	0,935
85%	85%	650	650	203,33	205,14	0,983	0,983	0,954	0,954
80%	80%	632	632	109,39	109,91	0,997	0,997	0,985	0,985
89%	89%	508	508	165,52	165,76	1,012	1,012	0,951	0,951
85%	85%	650	650	211,83	212,41	1,049	1,049	0,951	0,951
81%	81%	560	560	100,84	101,18	1,064	1,064	0,984	0,984
77%	77%	540	540	-1,31	0,44	1,028	1,028	1,000	1,000
83%	83%	830	830	22,41	22,84	1,026	1,026	1,000	1,000
113%	29%	300	250	157,23	146,16	1,050	1,048	0,886	0,863

Tabla 7, Comparativa de flujos de potencia en líneas (Base vs. SMR).

Nombre	Terminal i Barra	Terminal j Barra	$\Delta\% u.\text{Base } i \neq u.\text{SMR } i$	$\Delta\% u.\text{Base } j \neq u.\text{SMR } j$	$\Delta\% \text{Cargabilidad Base} \neq \text{Cargabilidad SMR}$	$\Delta\% \text{Pérdidas Capacitivas Mvar Base} \neq \text{Pérdidas Capacitivas Mvar SMR}$
Line 01 - 02	Bus 01	Bus 02	0,020523948	0,102021268	0,067220306	0,122671234
Line 01 - 39	Bus 01	Bus 39	0,020523948	0	0,048715731	0,020868175
Line 02 - 03	Bus 02	Bus 03	0,102021268	0,050260753	0,073592052	0,153191624
Line 02 - 25	Bus 02	Bus 25	0,102021268	0,038120679	0,027093733	0,139552409
Line 03 - 04	Bus 03	Bus 04	0,050260753	0,051584386	0,087897644	0,101801503
Line 03 - 18	Bus 03	Bus 18	0,050260753	0,037635324	0,092279483	0,087871877
Line 04 - 05	Bus 04	Bus 05	0,051584386	0,057329968	0,219159585	0,10886433
Line 04 - 14	Bus 04	Bus 14	0,051584386	0,044328347	0,007165934	0,095800712
Line 05 - 06	Bus 05	Bus 06	0,057329968	0,055743363	0,064333588	0,113029007
Line 05 - 08	Bus 05	Bus 08	0,057329968	0,055754695	0,009332694	0,113065216
Line 06 - 07	Bus 06	Bus 07	0,055743363	0,056716531	0,017861666	0,112440711
Line 06 - 11	Bus 06	Bus 11	0,055743363	0,04259879	0,036140147	0,098249136
Line 07 - 08	Bus 07	Bus 08	0,056716531	0,055754695	0,042874241	0,112439476
Line 08 - 09	Bus 08	Bus 09	0,055754695	0,023836709	0,008455764	0,078572397
Line 09 - 39	Bus 09	Bus 39	0,023836709	0	0,0300286	0,023835877
Line 10 - 11	Bus 10	Bus 11	0,038382398	0,04259879	0,031749527	0,080941298
Line 10 - 13	Bus 10	Bus 13	0,038382398	0,041807944	0,046957661	0,080162664
Line 13 - 14	Bus 13	Bus 14	0,041807944	0,044328347	0,054628248	0,086116729
Line 14 - 15	Bus 14	Bus 15	0,044328347	0,025273486	0,043147482	0,069527629
Line 15 - 16	Bus 15	Bus 16	0,025273486	0,020854263	0,028760428	0,046080019
Line 16 - 17	Bus 16	Bus 17	0,020854263	0,028748492	0,055317692	0,04965701
Line 16 - 19	Bus 16	Bus 19	0,020854263	0,007540669	0,000330866	0,028169074
Line 16 - 21	Bus 16	Bus 21	0,020854263	0,014680255	2,17632E-05	0,035527095
Line 16 - 24	Bus 16	Bus 24	0,020854263	0,01890699	0,002881648	0,039747992
Line 17 - 18	Bus 17	Bus 18	0,028748492	0,037635324	0,022456098	0,066341572
Line 17 - 27	Bus 17	Bus 27	0,028748492	0,020053703	0,083100476	0,048767427
Line 21 - 22	Bus 21	Bus 22	0,014680255	0,007726331	0,000260351	0,022271867
Line 22 - 23	Bus 22	Bus 23	0,007726331	0,008035448	0,000358082	0,01575255
Line 23 - 24	Bus 23	Bus 24	0,008035448	0,01890699	8,50518E-05	0,026855118
Line 25 - 26	Bus 25	Bus 26	0,038120679	0,017820185	0,079465637	0,056031041
Line 26 - 27	Bus 26	Bus 27	0,017820185	0,020053703	0,02531298	0,037827567
Line 26 - 28	Bus 26	Bus 28	0,017820185	0,00923989	0,000398899	0,027070197
Line 26 - 29	Bus 26	Bus 29	0,017820185	0,006340155	0,000289994	0,02418803
Line 28 - 29	Bus 28	Bus 29	0,00923989	0,006340155	1,60722E-06	0,015587267

La Figura 8 y las Tablas 6 y 7 reúnen los resultados comparativos entre los dos escenarios. En esta comparación se destaca:

- Una redistribución ligera pero consistente de los flujos de potencia activa
- Un incremento en la capacidad reactiva disponible en la barra del SMR
- Una mejora general del perfil de tensiones, evidenciada por pequeñas elevaciones en los valores operativos de varias barras
- Un reparto de potencia más equilibrado, producto de la capacidad de 300 MVA del SMR, superior a los 250 MVA de la máquina base

Esta comparación constituye la base para comprender por qué, en el análisis de cargabilidad, se observan reducciones significativas en elementos como:

- el transformador 06–31
- la línea 05–06
- la línea 06–07

Tabla 8, Resultados del cortocircuito trifásico – Escenario base.

Nombre de la Barra	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE
	Ik"	Sk"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith	Rk, Re(Zk)	Xk, Im(Zk)
	kA	MVA	kA	kA	MVA	kA	kA	Ohm	Ohm
Bus 01	10,17861429	6082,307599	26,62240487	10,17861429	6082,307599	10,17861429	10,43531022	1,218309381	21,4914547
Bus 02	16,578309	9906,493353	41,54200212	16,26084329	9716,789332	16,26084329	16,84296487	1,262689092	13,1558748
Bus 03	13,73806889	8209,286496	35,24163788	13,73806889	8209,286496	13,73806889	14,01331044	1,141300547	15,90781819
Bus 04	13,02836406	7785,197031	33,98762491	13,02836406	7785,197031	13,02836406	13,34603977	0,972702182	16,78934032
Bus 05	13,6730891	8170,457334	35,91322032	13,50827399	8071,970821	13,50827399	14,03812557	0,844825964	16,00221565
Bus 06	14,25714824	8519,466265	37,54302798	13,97333227	8349,869899	13,97333227	14,65174598	0,781682418	15,34814784
Bus 07	10,99874817	6572,384774	28,76270416	10,96969668	6555,02484	10,96969668	11,27552093	1,113157554	19,88972638
Bus 08	11,3869037	6804,330033	29,79219697	11,36097111	6788,833819	11,36097111	11,6752814	1,068106263	19,21212394
Bus 09	9,975549903	5960,964946	26,39846049	9,975549903	5960,964946	9,975549903	10,2726448	1,032355954	21,939871
Bus 10	13,33054137	7965,765353	34,96579753	13,00182592	7769,338962	13,00182592	13,67981653	0,883867122	16,41249175
Bus 11	12,8529251	7680,36216	33,61891476	12,65997421	7565,062902	12,65997421	13,17729212	0,951260089	17,02048624
Bus 12	13,4971265	3226,123822	35,90043246	13,4971265	3226,123822	13,4971265	13,93317744	0,281224786	6,487272573
Bus 13	12,31592426	7359,473261	32,07715808	12,1737674	7274,52636	12,1737674	12,61014305	1,04888586	17,75938898
Bus 14	12,63176943	7548,208923	32,77862037	12,61238461	7536,625379	12,61238461	12,92015369	1,069567964	17,31249841
Bus 15	11,83614497	7072,777536	30,31129647	11,83614497	7072,777536	11,83614497	12,06904618	1,321751341	18,46422113
Bus 16	16,70427749	9981,766777	43,3425068	16,68682083	9971,335417	16,68682083	17,08521325	0,80744064	13,09179024
Bus 17	13,92108598	8318,649733	35,85310942	13,92108598	8318,649733	13,92108598	14,21235082	1,055869864	15,703576
Bus 18	11,90029376	7111,110128	30,53103082	11,90029376	7111,110128	11,90029376	12,13903009	1,291896396	18,36630232
Bus 19	13,29142707	7942,392313	34,60558644	12,62028961	7541,349072	12,62028961	13,6075407	0,972687315	16,45592107
Bus 20	14,35253029	5717,641685	37,60796916	13,77890753	5489,126622	13,77890753	14,72340219	0,551687904	10,16230926
Bus 21	11,20953176	6698,340096	29,34644906	11,17011725	6674,787656	11,17011725	11,4957816	1,073133873	19,51677989
Bus 22	12,70375157	7591,222393	33,63523795	12,20773035	7294,821178	12,20773035	13,08507408	0,804666132	17,22844165
Bus 23	11,53429781	6892,406492	30,46230613	11,28524969	6743,585916	11,28524969	11,86755142	0,920937022	18,97356854
Bus 24	12,24712578	7318,362216	31,94683352	12,24712578	7318,362216	12,24712578	12,54542484	1,029958614	17,86060125
Bus 25	13,36807009	7988,190923	30,58020161	13,13824111	7850,85489	13,13824111	13,48313523	3,09759514	16,09476088
Bus 26	9,834863107	5876,896493	24,66872442	9,834863107	5876,896493	9,834863107	9,993248941	2,008216117	22,18764378
Bus 27	9,320621312	5569,607436	23,69820054	9,320621312	5569,607436	9,320621312	9,491037667	1,826217876	23,4364484
Bus 28	6,433666652	3844,485944	16,34900251	6,420179774	3836,426759	6,420179774	6,550664786	2,662059144	33,95171684
Bus 29	8,521404861	5092,029629	21,97920389	8,163276617	4878,0274	8,163276617	8,702700248	1,720688387	25,65460325
Bus 30	306,7543775	8766,68376	806,2063365	257,132858	7348,558377	257,132858	315,0146095	0,001814327	0,034112365
Bus 31	225,8873891	6455,599172	603,8149024	191,1542734	5462,967074	191,1542734	233,836034	0,001841473	0,046353399
Bus 32	249,2483402	7123,228017	662,4376819	209,5517666	5988,746057	209,5517666	257,1960041	0,001842908	0,042001624
Bus 33	259,6790475	7421,325515	681,086443	219,9818902	6286,826875	219,9818902	266,4764525	0,002158755	0,04029552
Bus 34	194,3906999	5555,460384	511,0820378	164,6176632	4704,581583	164,6176632	199,65229	0,002786719	0,053834346
Bus 35	256,7450321	7337,474763	682,3405824	217,048455	6202,992705	217,048455	264,9275471	0,0017889	0,040775229
Bus 36	212,8108141	6081,88585	565,2001972	178,0761994	5089,210912	178,0761994	219,5197168	0,002181952	0,049192117
Bus 37	227,1108731	6490,564925	578,0803375	192,3944123	5498,408804	192,3944123	231,3091532	0,003698798	0,045991557
Bus 38	245,760122	7023,538793	641,4842156	196,1400668	5605,455258	196,1400668	232,3423072	0,002449943	0,04256832
Bus 39	96,24995716	57514,88653	253,4575246	72,7300633	43460,39688	72,7300633	89,98357025	0,115104177	2,273498776

Tabla 9, Resultados del cortocircuito monofásico – Escenario base.

Nombre de la Barra	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE	CASO BASE
	Ik" A kA	Sk" A MVA	ip A kA	Rk0, Re(Zk0) Ohm	Xk0, Im(Zk0) Ohm	Rk1, Re(Zk1) Ohm	Xk1, Im(Zk1) Ohm	Rk2, Re(Zk2) Ohm	Xk2, Im(Zk2) Ohm	U, Magnitud B kV	U, Magnitud C kV
Bus 01	2,14	426,36	5,60	3,87	264,03	1,22	21,49	1,14	21,49	341,25	339,56
Bus 02	2,50	497,48	6,26	2,13	236,83	1,26	13,16	1,08	13,16	352,56	350,22
Bus 03	2,48	493,34	6,35	1,38	233,55	1,14	15,91	1,01	15,91	347,02	344,82
Bus 04	2,44	486,54	6,37	1,39	235,50	0,97	16,79	0,82	16,79	345,43	343,72
Bus 05	2,43	483,73	6,38	1,63	238,64	0,84	16,00	0,66	16,01	347,02	345,73
Bus 06	2,44	486,07	6,43	1,65	238,64	0,78	15,35	0,58	15,36	348,11	346,99
Bus 07	2,32	461,70	6,06	2,01	243,76	1,11	19,89	0,94	19,90	341,19	339,47
Bus 08	2,33	464,38	6,10	1,99	243,48	1,07	19,21	0,90	19,22	342,26	340,58
Bus 09	2,13	423,90	5,63	3,38	264,94	1,03	21,94	0,95	21,94	340,52	339,16
Bus 10	2,42	482,30	6,35	1,71	238,61	0,88	16,41	0,65	16,42	346,26	345,01
Bus 11	2,41	479,22	6,29	1,75	239,14	0,95	17,02	0,74	17,03	345,33	343,91
Bus 12	0,00	0,00	0,00	2880653473,10	-160,83	0,28	6,49	0,25	6,49	151,80	151,80
Bus 13	2,40	478,22	6,25	1,69	238,23	1,05	17,76	0,84	17,77	344,04	342,38
Bus 14	2,44	485,51	6,33	1,39	235,02	1,07	17,31	0,91	17,32	344,53	342,63
Bus 15	2,44	485,18	6,24	1,26	232,90	1,32	18,46	1,18	18,47	342,53	340,00
Bus 16	2,59	515,57	6,72	0,76	227,75	0,81	13,09	0,65	13,09	351,32	349,79
Bus 17	2,51	500,29	6,47	0,95	230,28	1,06	15,70	0,92	15,70	346,93	344,84
Bus 18	2,43	484,12	6,24	1,26	233,69	1,29	18,37	1,17	18,37	342,79	340,30
Bus 19	2,42	482,73	6,31	1,58	238,29	0,97	16,46	0,65	16,46	346,15	344,88
Bus 20	0,45	59,19	1,17	0,47	962,78	0,55	10,16	0,36	10,17	249,17	249,01
Bus 21	2,38	474,09	6,23	1,30	237,11	1,07	19,52	0,87	19,52	340,91	339,18
Bus 22	2,39	475,62	6,32	1,50	240,80	0,80	17,23	0,49	17,24	344,92	344,03
Bus 23	2,34	465,98	6,18	1,65	243,00	0,92	18,97	0,62	18,98	342,32	341,21
Bus 24	2,44	486,95	6,38	1,04	233,13	1,03	17,86	0,87	17,86	343,29	341,44
Bus 25	2,41	480,51	5,52	4,49	240,06	3,10	16,09	2,89	16,12	349,24	343,21
Bus 26	2,29	456,14	5,74	2,65	242,58	2,01	22,19	1,83	22,20	338,12	334,66
Bus 27	2,29	456,38	5,83	1,88	239,96	1,83	23,44	1,68	23,44	335,66	332,40
Bus 28	1,94	387,17	4,94	5,06	270,10	2,66	33,95	2,29	33,97	325,44	322,44
Bus 29	2,05	407,68	5,28	4,99	269,73	1,72	25,65	1,25	25,67	335,75	334,25
Bus 30	0,00	0,01	0,00	27224,93	27165,11	0,00	0,03	0,00	0,03	18,15	18,15
Bus 31	0,00	0,01	0,00	38892,76	38807,27	0,00	0,05	0,00	0,05	18,15	18,15
Bus 32	0,00	0,01	0,00	34031,17	33956,37	0,00	0,04	0,00	0,04	18,15	18,15
Bus 33	0,00	0,01	0,00	34031,17	33956,37	0,00	0,04	0,00	0,04	18,15	18,15
Bus 34	0,00	0,00	0,00	45374,89	45275,12	0,00	0,05	0,00	0,05	18,15	18,15
Bus 35	0,00	0,01	0,00	34031,17	33956,37	0,00	0,04	0,00	0,04	18,15	18,15
Bus 36	0,00	0,01	0,00	38892,76	38807,27	0,00	0,05	0,00	0,05	18,15	18,15
Bus 37	0,00	0,01	0,00	38892,76	38807,27	0,00	0,05	0,00	0,05	18,15	18,15
Bus 38	0,00	0,01	0,00	27224,93	27165,11	0,00	0,04	0,00	0,04	18,15	18,15
Bus 39	2,40	478,76	6,33	3,69	268,90	0,12	2,27	0,01	2,27	374,75	374,81

En la Figura 9 se presenta la representación gráfica del análisis de cortocircuito trifásico correspondiente al escenario base. Esta figura muestra la magnitud de corriente que cada barra del sistema experimenta al aplicar una falla trifásica en sus terminales, bajo condiciones nominales de operación.

Los resultados detallados de corrientes de falla para este escenario se encuentran en la Tabla 8 (cortocircuito trifásico) y en la Tabla 9 (cortocircuito monofásico). Dichas tablas incluyen:

- Corriente de falla inicial $I_{k''}''$ / kIk''
- Corriente de estado transitorio
- Corriente de estado permanente
- Aportación de cada generador al punto de falla
- Impedancias equivalentes vistas desde la barra analizada

En general, los niveles de cortocircuito en el escenario base corresponden a los valores típicos del sistema IEEE de 39 barras, donde los generadores síncronos aportan corrientes

elevadas debido a su bajo nivel de impedancia subtransitoria. En este escenario, la máquina equivalente de 250 MVA presenta un aporte moderado, consistente con su menor potencia nominal respecto al SMR.

Estos valores representan la condición inicial de referencia para determinar posteriormente el impacto del SMR sobre la aportación subtransitoria de corriente de falla.

4.2.1 Escenario con SMR

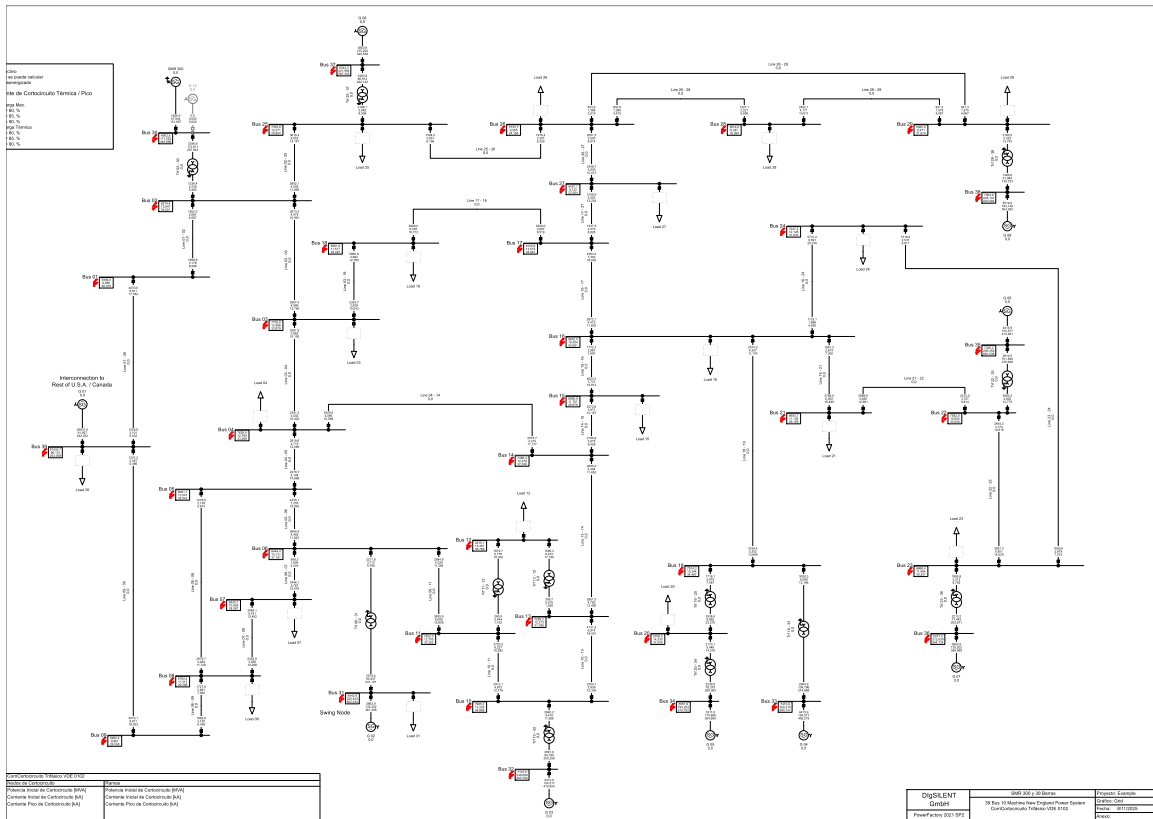


Figura 10, Representación gráfica del análisis de cortocircuito trifásico en el escenario SMR.

Tabla 10, Resultados del cortocircuito trifásico – Escenario con SMR.

Nombre de la Barra	CASO BASE + SMR	CASO BASE + SMR	CASO BASE + SMR	CASO BASE + SMR	CASO BASE + SMR	CASO BASE + SMR	CASO BASE + SMR	CASO BASE + SMR	CASO BASE + SMR
	Ik"	Sk"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith	Rk, Re(Zk)	Xk, Im(Zk)
	kA	MVA	kA	kA	MVA	kA	kA	Ohm	Ohm
Bus 01	9,98548009	5966,8988	26,0698389	9,98548009	5966,8988	9,98548009	10,2314087	1,27579948	21,9051822
Bus 02	13,8470627	8274,41654	34,0214852	13,4323166	8026,5819	13,4323166	14,0351214	1,76110036	15,7248608
Bus 03	12,895558	7705,83776	32,8788344	12,8537141	7680,83363	12,8537141	13,137982	1,30072975	16,9408282
Bus 04	12,7852038	7639,89479	33,2981045	12,7852038	7639,89479	12,7852038	13,0904833	1,01430103	17,1073008
Bus 05	13,5413567	8091,73962	35,5429069	13,3751455	7992,4189	13,3751455	13,8994753	0,86228289	16,1573973
Bus 06	14,1314542	8444,35685	37,1910484	13,8463474	8273,98913	13,8463474	14,5194302	0,7960477	15,4842846
Bus 07	10,9280318	6530,1277	28,5670187	10,8980793	6512,22931	10,8980793	11,2016698	1,12690305	20,0180675
Bus 08	11,3133613	6760,38421	29,588453	11,2864867	6744,32508	11,2864867	11,5984321	1,0814641	19,3366545
Bus 09	9,96121303	5952,39784	26,3584565	9,96121303	5952,39784	9,96121303	10,2575246	1,03537387	21,9713762
Bus 10	13,2288101	7904,97506	34,6878504	12,8990675	7707,93489	12,8990675	13,5739116	0,89550474	16,5384446
Bus 11	12,7552661	7622,0053	33,3518375	12,5603491	7505,53115	12,5603491	13,0756943	0,96393783	17,150499
Bus 12	13,4508249	3215,05668	35,7691058	13,4508249	3215,05668	13,4508249	13,8837422	0,28342703	6,50954999
Bus 13	12,2133647	7298,18805	31,7979831	12,0706061	7212,88155	12,0706061	12,503752	1,06377959	17,9081597
Bus 14	12,478054	7456,35513	32,3556058	12,4580192	7444,38319	12,4580192	12,7603926	1,09375385	17,525085
Bus 15	11,7074482	6995,8738	29,978634	11,7074482	6995,8738	11,7074482	11,9375675	1,33842995	18,6670393
Bus 16	16,4544941	9832,50684	42,6909339	16,4370375	9822,07549	16,4370375	16,829368	0,82091656	13,2904517
Bus 17	13,5715969	8109,80988	34,946642	13,5715969	8109,80988	13,5715969	13,8549738	1,08563672	16,1077934
Bus 18	11,5165678	6881,81182	29,4970888	11,5165678	6881,81182	11,5165678	11,7435216	1,36158363	18,9763649
Bus 19	13,2443891	7914,28443	34,4868535	12,5732512	7513,24091	12,5732512	13,5598109	0,97493639	16,5144361
Bus 20	14,3295643	5708,49271	37,5492806	13,7550589	5479,62599	13,7550589	14,7000408	0,55230954	10,1786106
Bus 21	11,1381219	6655,6686	29,158973	11,0983193	6631,88426	11,0983193	11,4224799	1,08055119	19,6418783
Bus 22	12,6547671	7561,95133	33,5061491	12,1584116	7265,35037	12,1584116	13,0347254	0,80770601	17,2951336
Bus 23	11,4940461	6868,3538	30,3567812	11,2441418	6719,02156	11,2441418	11,8262643	0,92395804	19,0400231
Bus 24	12,1280743	7247,22209	31,6332308	12,1280743	7247,22209	12,1280743	12,4231098	1,04173028	18,0358285
Bus 25	12,2713692	7332,84902	28,6843446	11,9581648	7145,6914	11,9581648	12,3907049	2,91608656	17,6151909
Bus 26	9,59516539	5733,66332	24,1642092	9,59516539	5733,66332	9,59516539	9,75537	1,97092429	22,7496619
Bus 27	9,13232275	5457,08821	23,264064	9,13232275	5457,08821	9,13232275	9,30252386	1,821703	23,922931
Bus 28	6,39106973	3819,03183	16,2602508	6,3770074	3810,62878	6,3770074	6,50868079	2,64145092	34,1809927
Bus 29	8,47111837	5061,98056	21,8736588	8,11298425	4847,97482	8,11298425	8,65362241	1,70449705	25,8086523
Bus 30	171,553427	4902,79766	449,895773	156,667145	4477,365	156,667145	176,036606	0,00339697	0,06098794
Bus 31	225,44186	6442,86647	602,444452	190,708652	5450,23173	190,708652	233,332649	0,00185551	0,04644459
Bus 32	248,697739	7107,49247	660,794545	209,001106	5973,00883	209,001106	256,592705	0,00185576	0,04209423
Bus 33	259,310324	7410,78783	680,140653	219,613164	6276,2891	219,613164	266,100977	0,00216102	0,04035286
Bus 34	194,262535	5551,79757	510,752291	164,489497	4700,91875	164,489497	199,521701	0,00278808	0,05386989
Bus 35	256,349998	7326,18514	681,237824	216,653404	6191,70261	216,653404	264,509563	0,00179407	0,04083796
Bus 36	212,638809	6076,97016	564,724497	177,904189	5084,29505	177,904189	219,338665	0,00218499	0,04923185
Bus 37	221,994152	6344,33497	567,355282	187,273122	5352,04829	187,273122	226,27077	0,00359634	0,04706633
Bus 38	245,106537	7004,86009	640,084354	195,486284	5586,77091	195,486284	231,723063	0,00243783	0,0426829
Bus 39	96,1140648	57433,683	253,057571	72,5941738	43379,1951	72,5941738	89,8382486	0,11557484	2,27669759

Tabla 11, Resultados del cortocircuito monofásico – Escenario con SMR.

Nombre de la Barra	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR	CASO SMR
	Ik' A	Sk' A	ip A	Rk0, Re(Zk0)	Xk0, Im(Zk0)	Rk1, Re(Zk1)	Xk1, Im(Zk1)	Rk2, Re(Zk2)	Xk2, Im(Zk2)	U, Magnitud B	U, Magnitud C	
	kA	MVA	kA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	kV	kV	
Bus 01	2,13	425,21	5,57	3,87	264,03	1,28	21,91	1,19	21,91	340,66	338,89	
Bus 02	2,45	487,92	6,02	2,13	236,83	1,76	15,72	1,55	15,73	348,29	344,95	
Bus 03	2,46	489,53	6,27	1,38	233,55	1,30	16,94	1,15	16,94	345,29	342,80	
Bus 04	2,44	485,39	6,35	1,39	235,50	1,01	17,11	0,86	17,11	344,90	343,12	
Bus 05	2,43	483,17	6,37	1,63	238,64	0,86	16,16	0,67	16,16	346,75	345,44	
Bus 06	2,44	485,58	6,42	1,65	238,64	0,80	15,48	0,59	15,49	347,88	346,73	
Bus 07	2,32	461,29	6,05	2,01	243,76	1,13	20,02	0,95	20,02	340,98	339,25	
Bus 08	2,33	463,97	6,09	1,99	243,48	1,08	19,34	0,91	19,34	342,06	340,37	
Bus 09	2,13	423,81	5,63	3,38	264,94	1,04	21,97	0,95	21,97	340,48	339,11	
Bus 10	2,42	481,86	6,34	1,71	238,61	0,90	16,54	0,66	16,55	346,04	344,78	
Bus 11	2,40	478,77	6,28	1,75	239,14	0,96	17,15	0,74	17,16	345,11	343,68	
Bus 12	0,00	0,00	0,00	2880653473,10	-160,83	0,28	6,51	0,25	6,51	151,80	151,80	
Bus 13	2,40	477,70	6,24	1,69	238,23	1,06	17,91	0,85	17,92	343,79	342,12	
Bus 14	2,43	484,75	6,31	1,39	235,02	1,09	17,53	0,93	17,53	344,17	342,24	
Bus 15	2,43	484,45	6,23	1,26	232,90	1,34	18,67	1,19	18,67	342,18	339,64	
Bus 16	2,58	514,77	6,71	0,76	227,75	0,82	13,29	0,66	13,29	350,93	349,39	
Bus 17	2,50	498,74	6,45	0,95	230,28	1,09	16,11	0,94	16,11	346,20	344,08	
Bus 18	2,42	481,94	6,20	1,26	233,69	1,36	18,98	1,22	18,98	341,78	339,18	
Bus 19	2,42	482,52	6,31	1,58	238,29	0,97	16,51	0,65	16,52	346,04	344,78	
Bus 20	0,45	59,19	1,17	0,47	962,78	0,55	10,18	0,36	10,18	249,16	249,00	
Bus 21	2,38	473,66	6,23	1,30	237,11	1,08	19,64	0,87	19,65	340,70	338,97	
Bus 22	2,39	475,39	6,32	1,50	240,80	0,81	17,30	0,49	17,30	344,80	343,91	
Bus 23	2,34	465,76	6,18	1,65	243,00	0,92	19,04	0,62	19,05	342,20	341,10	
Bus 24	2,44	486,31	6,37	1,04	233,13	1,04	18,04	0,87	18,04	342,98	341,13	
Bus 25	2,39	475,23	5,58	4,49	240,06	2,92	17,62	2,67	17,64	346,27	340,88	
Bus 26	2,28	454,37	5,74	2,65	242,58	1,97	22,75	1,78	22,76	337,16	333,84	
Bus 27	2,28	454,84	5,82	1,88	239,96	1,82	23,92	1,67	23,93	334,87	331,66	
Bus 28	1,94	386,65	4,94	5,06	270,10	2,64	34,18	2,26	34,20	325,12	322,18	
Bus 29	2,04	407,29	5,28	4,99	269,73	1,70	25,81	1,22	25,83	335,51	334,06	
Bus 30	148,01	1410,03	388,17	0,00	0,09	0,00	0,06	0,00	0,06	11,38	11,16	
Bus 31	0,00	0,01	0,00	38892,76	38807,27	0,00	0,05	0,00	0,05	18,15	18,15	
Bus 32	0,00	0,01	0,00	34031,17	33956,37	0,00	0,04	0,00	0,04	18,15	18,15	
Bus 33	0,00	0,01	0,00	34031,17	33956,37	0,00	0,04	0,00	0,04	18,15	18,15	
Bus 34	0,00	0,00	0,00	45374,89	45275,12	0,00	0,05	0,00	0,05	18,15	18,15	
Bus 35	0,00	0,01	0,00	34031,17	33956,37	0,00	0,04	0,00	0,04	18,15	18,15	
Bus 36	0,00	0,01	0,00	38892,76	38807,27	0,00	0,05	0,00	0,05	18,15	18,15	
Bus 37	0,00	0,01	0,00	38892,76	38807,27	0,00	0,05	0,00	0,05	18,15	18,15	
Bus 38	0,00	0,01	0,00	27224,93	27165,11	0,00	0,04	0,00	0,04	18,15	18,15	
Bus 39	2,40	478,75	6,33	3,69	268,90	0,12	2,28	0,01	2,28	374,74	374,80	

La Figura 10 muestra la representación gráfica del análisis de cortocircuito trifásico cuando se integra el SMR de 300 MVA en sustitución de la máquina equivalente de 250 MVA. Esta figura permite visualizar los incrementos locales de corriente y cómo se modifican las aportaciones de los generadores ante un disturbio severo.

Los resultados completos del escenario con SMR se presentan en:

- Tabla 10: Corrientes de cortocircuito trifásico con SMR
- Tabla 11: Corrientes de cortocircuito monofásico con SMR

En estas tablas se aprecia que la incorporación del SMR, debido a su potencia nominal de 300 MVA, incrementa ligeramente la corriente subtransitoria disponible en la barra donde se conecta. Este comportamiento es coherente con el modelo del generador, ya que una máquina de mayor capacidad aporta una menor impedancia equivalente durante los primeros ciclos de la falla.

Es importante aclarar que, aunque el SMR incrementa localmente la magnitud del cortocircuito, no se evidencian aumentos significativos que comprometan los niveles máximos permitidos para los equipos del sistema. La variación es pequeña.

4.2.3 Comparación entre escenarios

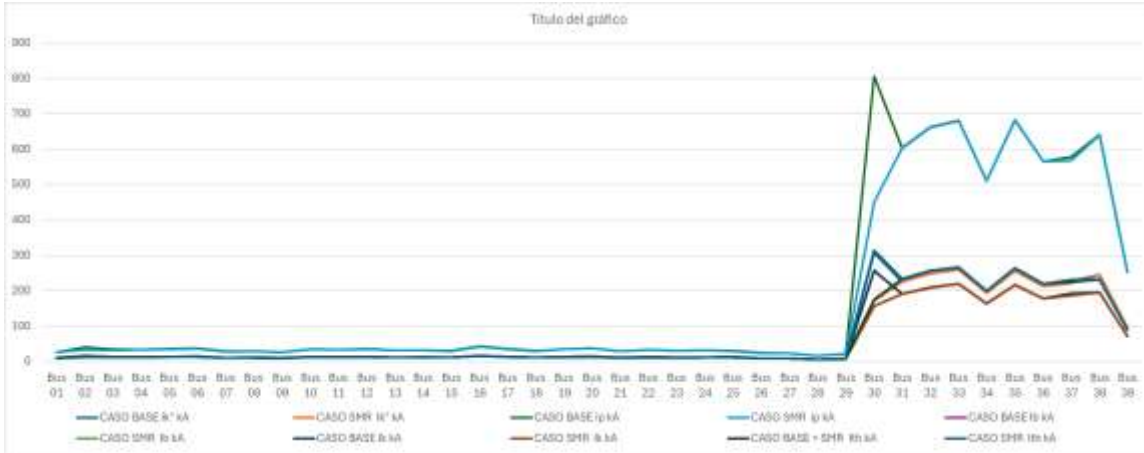


Figura 11, Comparación de niveles de cortocircuito entre escenario base y escenario SMR.

Tabla 12, Cambios porcentuales en la corriente de cortocircuito trifásica (Base vs. SMR).

Nombre de la Barra	%Δ Diferencia [ik"]	%Δ Diferencia [sk"]	%Δ Diferencia [ip]	%Δ Diferencia [ib]	%Δ Diferencia [sb]	%Δ Diferencia [ik]	%Δ Diferencia [ith]	Diferencia [Rk, Re(Z, Diferencia [Xk, Im(Z
Bus 01	-1,897450832	1,897450836	2,075567593	1,897450832	1,897450836	1,897450832	1,953957407	-4,718842037
Bus 02	-16,47481864	16,47481864	18,10340517	17,39471109	17,39471109	17,39471109	16,67071978	-39,47220851
Bus 03	-6,132673431	6,132673435	6,704579118	6,437256962	6,437256962	6,437256962	6,246407243	-13,96908158
Bus 04	-1,866391266	1,866391263	2,028739622	1,866391266	1,866391263	1,866391266	1,914848984	-4,276627236
Bus 05	-0,96344314	0,963443141	1,031134122	0,985532845	0,985532845	0,985532845	0,987669624	-2,068333671
Bus 06	-0,881621176	0,881621172	0,937536336	0,908765937	0,908765938	0,908765937	0,903071765	-1,837738793
Bus 07	-0,642948806	0,642948807	0,680344289	0,65286601	0,652866016	0,65286601	0,654968267	-1,234820619
Bus 08	-0,645850873	0,645850873	0,683883576	0,655616833	0,655616829	0,655616833	0,658222113	-1,250609482
Bus 09	-0,143720074	0,143720075	0,151539132	0,143720074	0,143720075	0,143720074	0,14718856	-0,292333385
Bus 10	-0,763144461	0,763144456	0,794911461	0,790338431	0,790338431	0,790338431	0,774169389	-1,316670374
Bus 11	-0,759819187	0,759819188	0,794425483	0,786929999	0,78693	0,786929999	0,771006517	-1,33273127
Bus 12	-0,343047574	0,343047571	0,365808145	0,343047574	0,343047571	0,343047574	0,354802429	-0,783090221
Bus 13	-0,832739053	0,832739052	0,870323313	0,847406465	0,847406468	0,847406465	0,843694188	-1,419956868
Bus 14	-1,216895225	1,216895223	1,290519678	1,223919043	1,22391904	1,22391904	1,236526576	-2,261276376
Bus 15	-1,087320081	1,087320086	1,097486808	1,087320081	1,087320086	1,087320081	1,089387455	-1,261856515
Bus 16	-1,495325835	1,495325834	1,503311433	1,496890052	1,496890049	1,496890052	1,49746612	-1,668967109
Bus 17	-2,51050185	2,51050185	2,528281077	2,51050185	2,51050185	2,51050185	2,514552692	-2,819178651
Bus 18	-3,224507914	3,224507913	3,386528271	3,224507914	3,224507914	3,224507914	3,25815576	-5,394181284
Bus 19	-0,353896897	0,353896901	0,3431033	0,372720662	0,372720665	0,372720662	0,350759568	-0,231222636
Bus 20	-0,160013172	0,160013166	0,156053468	0,173080957	0,173080954	0,173080957	0,158668423	-0,112679634
Bus 21	-0,637045762	0,637045763	0,63883741	0,642767998	0,642767994	0,642767998	0,637640358	-0,691182842
Bus 22	-0,385590963	0,385590959	0,38379045	0,403996301	0,403996305	0,403996301	0,38477919	-0,37780755
Bus 23	-0,348973762	0,348973762	0,346411669	0,364262459	0,364262455	0,364262459	0,347899179	-0,328037709
Bus 24	-0,972077074	0,972077077	0,981639385	0,972077074	0,972077077	0,972077074	0,974977161	-1,142925777
Bus 25	-8,203883806	8,203883808	6,199622435	8,981996218	8,981996215	8,981996218	8,102198084	5,859661306
Bus 26	-2,437224765	2,437224766	2,045161344	2,437224765	2,437224766	2,437224765	2,380396449	-1,859662584
Bus 27	-2,020236154	2,020236154	1,831938958	2,020236154	2,020236155	2,020236154	1,98622972	0,247225523
Bus 28	-0,68209405	0,682094048	0,542856777	0,672448022	0,672448023	0,672448022	0,640912003	0,774146136
Bus 29	-0,590119753	0,590119752	0,480204163	0,616080631	0,616080629	0,616080631	0,563938057	0,940980425
Bus 30	-44,07466048	44,07466048	44,19595175	39,07151889	39,07151889	39,07151889	44,11795501	-87,23037011
Bus 31	-0,19723507	0,197235068	0,226965397	0,233121448	0,233121447	0,233121448	0,215272613	-0,762417735
Bus 32	-0,220904737	0,220904737	0,24804395	0,262779994	0,262779992	0,262779994	0,234567925	-0,697237103
Bus 33	-0,141991972	0,141991974	0,138864839	0,167616822	0,167616822	0,167616822	0,14090385	-0,104841811
Bus 34	-0,065931806	0,065931807	0,06451938	0,077856682	0,077856677	0,077856682	0,065408351	-0,048681511
Bus 35	-0,153862514	0,153862511	0,161614138	0,18201051	0,182010512	0,18201051	0,157772838	-0,289065798
Bus 36	-0,080825131	0,080825134	0,084164916	0,09659379	0,09659379	0,09659379	0,082476537	-0,130195266
Bus 37	-2,252961899	2,252961896	1,855287972	2,661870383	2,661870385	2,661870383	2,178203063	2,77005637
Bus 38	-0,265944359	0,26594436	0,218222264	0,333324405	0,333324409	0,333324405	0,266522523	0,494258889
Bus 39	-0,141186956	0,141186955	0,15779915	0,186840834	0,186840834	0,186840834	0,161497979	-0,408902058

Tabla 13, Cambios porcentuales en la corriente de cortocircuito monofásica (Base vs. SMR).

Nombre de la Barra	%Δ Diferencia [Ik']	%Δ Diferencia [sk']	%Δ Diferencia [Ip]	%Δ Diferencia [Rk0, Re(Zk0)]	%Δ Diferencia [Xk0, Im(Zk0)]	%Δ Diferencia [Xk1, Re(Zk1)]	%Δ Diferencia [Xk1, Im(Zk1)]	%Δ Diferencia [Rk2, Re(Zk2)]	%Δ Diferencia [Xk2, Im(Zk2)]	%Δ Diferencia U, Magnitud B [kV]	%Δ Diferencia U, Magnitud C [kV]
Bus 01	0,269403186	0,27%	0,45%	0,00%	0,00%	-5%	-2%	-4%	-2%	0,17%	0,20%
Bus 02	1,921278203	1,92%	3,83%	0,00%	0,00%	-39%	-20%	-43%	-20%	1,21%	1,50%
Bus 03	0,774122971	0,77%	1,38%	0,00%	0,00%	-14%	-6%	-14%	-6%	0,50%	0,59%
Bus 04	0,236206361	0,24%	0,40%	0,00%	0,00%	-4%	-2%	-4%	-2%	0,15%	0,17%
Bus 05	0,114745821	0,11%	0,18%	0,00%	0,00%	-2%	-1%	-2%	-1%	0,08%	0,08%
Bus 06	0,101153874	0,10%	0,16%	0,00%	0,00%	-2%	-1%	-2%	-1%	0,07%	0,07%
Bus 07	0,090611909	0,09%	0,13%	0,00%	0,00%	-1%	-1%	-1%	-1%	0,06%	0,06%
Bus 08	0,088429577	0,09%	0,13%	0,00%	0,00%	-1%	-1%	-1%	-1%	0,06%	0,06%
Bus 09	0,020433141	0,02%	0,03%	0,00%	0,00%	0%	0%	0%	0%	0,01%	0,01%
Bus 10	0,0928514	0,09%	0,12%	0,00%	0,00%	-1%	-1%	-1%	-1%	0,06%	0,07%
Bus 11	0,095242866	0,10%	0,13%	0,00%	0,00%	-1%	-1%	-1%	-1%	0,06%	0,07%
Bus 12	0	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	-1%	0%	0%	0%	0,00%	0,00%
Bus 13	0,108745066	0,11%	0,15%	0,00%	0,00%	-1%	-1%	-1%	-1%	0,07%	0,08%
Bus 14	0,157694464	0,16%	0,23%	0,00%	0,00%	-2%	-1%	-2%	-1%	0,10%	0,11%
Bus 15	0,150244646	0,15%	0,16%	0,00%	0,00%	-1%	-1%	-1%	-1%	0,10%	0,11%
Bus 16	0,156283276	0,16%	0,16%	0,00%	0,00%	-2%	-2%	-1%	-2%	0,11%	0,11%
Bus 17	0,308173369	0,31%	0,33%	0,00%	0,00%	-3%	-3%	-2%	-3%	0,21%	0,22%
Bus 18	0,449822965	0,45%	0,62%	0,00%	0,00%	-5%	-3%	-5%	-3%	0,29%	0,33%
Bus 19	0,043095023	0,04%	0,03%	0,00%	0,00%	0%	0%	0%	0%	0,03%	0,03%
Bus 20	0,003312206	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0%	0%	0%	0,00%	0,00%
Bus 21	0,090541487	0,09%	0,09%	0,00%	0,00%	-1%	-1%	0%	-1%	0,06%	0,06%
Bus 22	0,0484182	0,05%	0,05%	0,00%	0,00%	0%	0%	0%	0%	0,03%	0,03%
Bus 23	0,047267386	0,05%	0,04%	0,00%	0,00%	0%	0%	0%	0%	0,03%	0,03%
Bus 24	0,130236288	0,13%	0,14%	0,00%	0,00%	-1%	-1%	-1%	-1%	0,09%	0,09%
Bus 25	1,097616787	1,10%	-1,06%	0,00%	0,00%	6%	-9%	7%	-9%	0,85%	0,68%
Bus 26	0,389058527	0,39%	-0,01%	0,00%	0,00%	2%	-3%	3%	-3%	0,29%	0,24%
Bus 27	0,337690818	0,34%	0,15%	0,00%	0,00%	0%	-2%	1%	-2%	0,24%	0,22%
Bus 28	0,134622405	0,13%	0,01%	0,00%	0,00%	1%	-1%	1%	-1%	0,10%	0,08%
Bus 29	0,095192865	0,10%	-0,02%	0,00%	0,00%	1%	-1%	2%	-1%	0,07%	0,06%
Bus 30	-18108003,36	-18108003,36%	-18068730,38%	100,00%	100,00%	-87%	-79%	-220%	-79%	37,29%	38,52%
Bus 31	3,49542E-07	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	-1%	0%	-1%	0%	0,00%	0,00%
Bus 32	3,0585E-07	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	-1%	0%	-1%	0%	0,00%	0,00%
Bus 33	1,52925E-07	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0%	0%	0%	0,00%	0,00%
Bus 34	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0%	0%	0%	0,00%	0,00%
Bus 35	3,0585E-07	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0%	0%	0%	0%	0,00%	0,00%
Bus 36	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%	0%	0%	0%	0,00%	0,00%
Bus 37	2,4468E-06	0,00%	-0,41%	0,00%	0,00%	3%	-2%	8%	-2%	0,00%	0,00%
Bus 38	2,4468E-07	0,00%	-0,05%	0,00%	0,00%	0%	0%	3%	0%	0,00%	0,00%
Bus 39	0,002348926	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0%	0%	-2%	0%	0,00%	0,00%

La Figura 11 presenta la comparación directa de los niveles de corrientes de cortocircuito entre los escenarios base y con SMR, permitiendo visualizar de forma gráfica los incrementos o reducciones en cada barra del sistema.

La Tabla 12 resume los cambios porcentuales en la corriente de cortocircuito trifásica, mientras que la Tabla 13 del documento recoge las variaciones para el caso monofásico. Ambos cuadros permiten identificar:

- Incrementos de corriente en la barra donde se conecta el SMR (debido a la mayor potencia MVA)
- Mínimas variaciones en barras alejadas
- Comportamientos prácticamente idénticos en barras no asociadas al entorno eléctrico inmediato del generador

Los resultados evidencian que:

1. El SMR eleva ligeramente la corriente de falla local, pero no genera incrementos significativos que comprometan el nivel de aislamiento o la capacidad interruptiva de los equipos.

2. Las barras periféricas mantienen niveles casi idénticos en ambos escenarios, lo cual indica que el SMR no modifica de forma sustancial la impedancia equivalente del sistema visto desde zonas lejanas.
3. La distribución relativa de aportes de los generadores permanece estable, aunque se observa una mayor participación del SMR en los primeros ciclos de la falla.

Este punto es especialmente relevante, ya que en sistemas reales la integración de generadores síncronos con mayor potencia suele requerir un ajuste de protecciones, aunque en este caso el cambio es lo suficientemente pequeño para no representar un riesgo inmediato.

4.3 Resultados del criterio N-1

El criterio N-1 permite evaluar la capacidad del sistema para soportar la salida inesperada de un elemento sin comprometer la continuidad del servicio ni provocar sobrecargas severas. En esta sección se presentan los resultados obtenidos para el sistema IEEE de 39 barras tanto en el escenario base como en el escenario con integración del SMR. Los valores mostrados corresponden a la cargabilidad de líneas y transformadores bajo contingencias simples, expresados en términos de porcentaje de carga continua y de corta duración.

Estos resultados son fundamentales porque permiten identificar las ramas más exigidas, los cuellos de botella estructurales del sistema y los elementos que presentan riesgo de sobrecarga ante la pérdida de una línea crítica. De igual forma, permiten cuantificar en qué medida la integración del SMR de 300 MVA modifica o no la respuesta del sistema ante dichas contingencias.

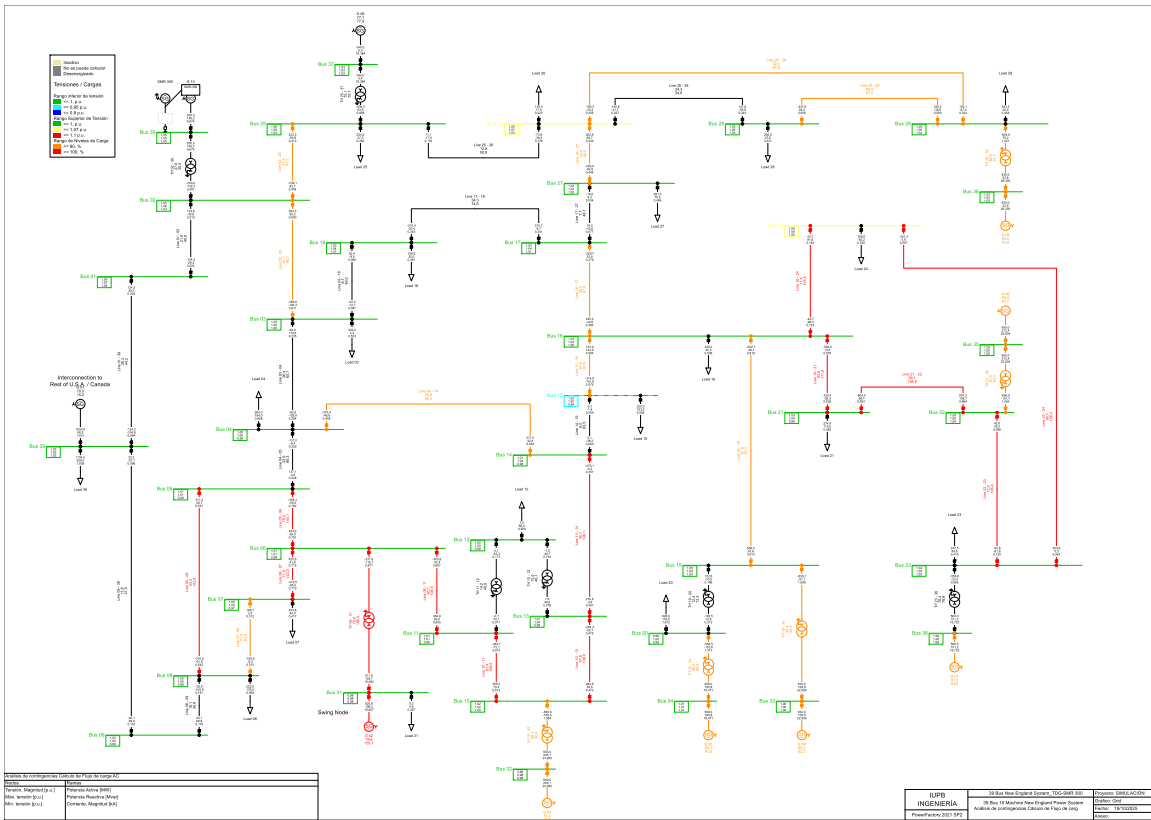


Figura 12, Criterio N-1 Base.

Tabla 14, Resumen esperado de comportamiento ante contingencias N-1 Base.

	Componente	Carga Continua [%]	Carga de Corta Duración [%]	Carga de Caso Base [%]	Número de Contingencia	Nombre de la Contingencia	Base y Carga Continua [0,0 % - 158,3]
1	Line 23 - 24	158,2810203	158,2810203	56,67618463	27	Line 21 - 22	
2	Line 21 - 22	156,9212032	156,9212032	99,08444875	29	Line 23 - 24	
3	Trf 06 - 31	156,4677882	156,4677882	79,58025151	22	Line 16 - 19	
4	Line 05 - 06	144,0893388	144,0893388	76,21613072	11	Line 06 - 07	
5	Line 06 - 07	123,4606382	123,4606382	71,88248303	9	Line 05 - 06	
6	Line 05 - 08	122,6411675	122,6411675	54,17676398	11	Line 06 - 07	
7	Line 06 - 07	122,3400796	122,3400796	71,88248303	10	Line 05 - 08	
8	Line 05 - 06	120,6559651	120,6559651	76,21613072	22	Line 16 - 19	
9	Line 05 - 06	116,3119797	116,3119797	76,21613072	18	Line 13 - 14	
10	Line 16 - 21	111,7988166	111,7988166	53,76161472	29	Line 23 - 24	
11	Line 23 - 24	110,8678569	110,8678569	56,67618463	23	Line 16 - 21	
12	Line 10 - 11	108,4871371	108,4871371	61,43434514	17	Line 10 - 13	
13	Line 22 - 23	108,3981024	108,3981024	12,04065023	27	Line 21 - 22	
14	Line 10 - 13	107,9677628	107,9677628	47,45456008	16	Line 10 - 11	
15	Line 21 - 22	107,3032489	107,3032489	99,08444875	24	Line 16 - 24	
16	Line 06 - 11	106,5146755	106,5146755	60,66504623	18	Line 13 - 14	
17	Line 21 - 22	106,1093938	106,1093938	99,08444875	28	Line 22 - 23	
18	Line 13 - 14	106,0949323	106,0949323	45,68792956	12	Line 06 - 11	
19	Line 16 - 24	105,4819647	105,4819647	17,37333694	27	Line 21 - 22	
20	Line 05 - 06	105,3292063	105,3292063	76,21613072	13	Line 07 - 08	
21	Line 05 - 06	104,1200103	104,1200103	76,21613072	17	Line 10 - 13	
22	Line 05 - 06	103,9261663	103,9261663	76,21613072	8	Line 04 - 14	
23	Line 10 - 11	102,9467098	102,9467098	61,43434514	18	Line 13 - 14	
24	Line 10 - 13	102,4593537	102,4593537	47,45456008	12	Line 06 - 11	
25	Line 21 - 22	100,9339394	100,9339394	99,08444875	22	Line 16 - 19	
26	Line 21 - 22	100,5594984	100,5594984	99,08444875	3	Line 02 - 03	
27	Line 21 - 22	100,5006468	100,5006468	99,08444875	31	Line 26 - 27	

En este escenario, los resultados del análisis de cargabilidad muestran que varias líneas del sistema superan el 100 % de carga continua cuando ocurre la apertura de ciertos corredores principales. La Tabla 14 presenta los elementos más críticos, ordenados según su nivel de cargabilidad ante cada contingencia.

Los resultados más relevantes incluyen:

- Línea 23–24: hasta 158.28 % de carga continua
- Línea 21–22: hasta 156.92 %
- Transformador 06–31: 156.46 %
- Línea 05–06: valores entre 104 % y 144 % según la contingencia
- Línea 06–07: valores desde 122 % hasta 123 %

Este comportamiento indica que el sistema base no cumple el criterio N-1, especialmente en los corredores 21–22 y 23–24, que muestran una relación recíproca: la falla de una implica la sobrecarga extrema de la otra. El corredor 05–06–07–08 también presenta vulnerabilidad estructural, ya que aparece repetidamente con altos niveles de carga.

La información obtenida en este escenario establece la línea de base para realizar la comparación con el caso SMR y determinar si la nueva máquina disminuye las sobrecargas en ciertas zonas o aporta mejoras en la redistribución de flujos.

Tabla 15, Resumen esperado de comportamiento ante contingencias N-1 SMR.

	Componente	Carga Continua [%]	Carga de Corta Duración [%]	Carga de Caso Base [%]	Número de Contingencia	Nombre de la Contingencia	Caso Base y Carga Continua [0,0 % - 158,3 %]
1	Line 23 - 24	158,2505849	158,2505849	56,67135519	27	Line 21 - 22	
2	Line 21 - 22	156,8888446	156,8888446	99,05866194	29	Line 23 - 24	
3	Trf 06 - 31	148,5059002	148,5059002	72,36731516	22	Line 16 - 19	
4	Line 05 - 06	138,2787902	138,2787902	71,60925224	11	Line 06 - 07	
5	Line 05 - 08	120,9327456	120,9327456	53,6758184	11	Line 06 - 07	
6	Line 06 - 07	120,5987749	120,5987749	70,62107093	10	Line 05 - 08	
7	Line 06 - 07	119,0296665	119,0296665	70,62107093	9	Line 05 - 06	
8	Line 05 - 06	115,7160509	115,7160509	71,60925224	22	Line 16 - 19	
9	Line 16 - 21	111,7883075	111,7883075	53,76044053	29	Line 23 - 24	
10	Line 23 - 24	110,8549398	110,8549398	56,67135519	23	Line 16 - 21	
11	Line 05 - 06	109,4946443	109,4946443	71,60925224	18	Line 13 - 14	
12	Line 22 - 23	108,3785531	108,3785531	12,03634475	27	Line 21 - 22	
13	Line 10 - 11	108,3585481	108,3585481	63,44881769	17	Line 10 - 13	
14	Line 10 - 13	107,9508179	107,9508179	45,32615413	16	Line 10 - 11	
15	Line 21 - 22	107,2675649	107,2675649	99,05866194	24	Line 16 - 24	
16	Line 06 - 11	106,4075478	106,4075478	62,93969778	18	Line 13 - 14	
17	Line 13 - 14	106,095402	106,095402	43,32136101	12	Line 06 - 11	
18	Line 21 - 22	106,081642	106,081642	99,05866194	28	Line 22 - 23	
19	Line 16 - 24	105,4591644	105,4591644	17,32341586	27	Line 21 - 22	
20	Line 10 - 11	102,8224742	102,8224742	63,44881769	18	Line 13 - 14	
21	Line 02 - 03	102,7963409	102,7963409	65,96052063	31	Line 26 - 27	
22	Line 10 - 13	102,4598927	102,4598927	45,32615413	12	Line 06 - 11	
23	Line 21 - 22	100,8097549	100,8097549	99,05866194	22	Line 16 - 19	
24	Line 21 - 22	100,6223701	100,6223701	99,05866194	3	Line 02 - 03	
25	Line 21 - 22	100,4817599	100,4817599	99,05866194	31	Line 26 - 27	

Con la integración del SMR, la cargabilidad del sistema presenta variaciones importantes, aunque los dos elementos más críticos siguen sin cambiar su posición en el ranking:

- Línea 23–24: 158.25 %
- Línea 21–22: 156.89 %

La similitud entre estos valores y los del escenario base confirma que estas sobrecargas dependen directamente de la topología del sistema más que de la capacidad de generación instalada.

Sin embargo, sí se observan mejoras claras en varios elementos del sistema:

- Transformador 06–31: reducción de 156.46 % → 148.51 %
- Línea 05–06: reducción de 144.08 % → 138.28 %
- Línea 06–07: reducción de 123.46 % → 119.03 %
- Línea 05–08: reducción de 122.64 % → 120.93 %

Estas reducciones demuestran que el SMR contribuye a redistribuir parte de los flujos de potencia en la zona central del sistema, disminuyendo el estrés térmico en ciertos

corredores que, en el escenario base, operaban de manera muy exigida incluso bajo contingencias moderadas.

4.3.3 Comparación entre escenarios (Base vs SMR)

La comparación entre escenarios muestra que la integración del SMR genera mejoras puntuales y consistentes en algunos elementos del sistema, aunque no resuelve totalmente las limitaciones estructurales del mismo.

Las observaciones más importantes son:

1. Los dos elementos más críticos permanecen iguales en ambos escenarios

Las líneas 23–24 y 21–22 siguen presentando valores superiores a 150 %, lo cual demuestra que el problema no está relacionado con la capacidad de generación, sino con la forma en que estos corredores distribuyen la potencia en la topología del IEEE 39 barras.

2. El SMR reduce significativamente la carga de los corredores secundarios

Esto beneficia especialmente:

- Transformador 06–31
- Línea 05–06
- Línea 06–07
- Línea 05–08

La reducción es suficiente para demostrar un efecto positivo directo del SMR en la operación ante contingencias, ya que disminuye la exigencia térmica en los elementos más cercanos a su barra de conexión.

3. El sistema sigue sin cumplir completamente el criterio N–1

Aunque el SMR aporta mayor capacidad y mejor reparto de flujos, las sobrecargas en los corredores principales siguen siendo altas, lo que sugiere que el cumplimiento del criterio N–1 requeriría:

- Reconfiguración de red
- Refuerzos en líneas
- O cambios en los corredores críticos

4. El SMR aporta beneficios, pero no modifica la topología

El SMR no altera la estructura del sistema; por ello solo mejora lo que está a su alcance “eléctrico”, es decir, los corredores que están más acoplados a su posición dentro de la red.

4.4 Resultados del análisis de tensiones N-1 Base.

El análisis de tensiones bajo el criterio N-1 permite identificar los buses que experimentan incrementos significativos en su nivel de tensión después de la apertura de una línea crítica. Aunque el sistema IEEE de 39 barras normalmente mantiene niveles de tensión estables, las contingencias pueden producir variaciones bruscas, especialmente en áreas donde la transferencia de potencia es elevada.

En este apartado se presentan los valores de tensión base (antes de la falla), tensión máxima (posterior a la contingencia) y paso de tensión ΔV , tanto para el escenario base como para el escenario con la integración del SMR de 300 MVA. Estas variables permiten determinar cuáles barras operan más cerca del límite superior permitido (1.08 p.u.) y en qué medida el SMR contribuye a mejorar o modificar el perfil de tensiones del sistema.

4.4.1 Escenario Base – Tensiones bajo contingencias N-1

Tabla 16, Resumen esperado de comportamiento ante contingencias N-1 Base.

	Componente	Rama, subestación o Sitio	Tensión Máxima [p.u.]	Paso de Tensión [p.u.]	Tensión Base [p.u.]	Número de Contingencia	Nombre de la Contingencia	Caso Base y Tensión Posterior [1,037 p.u. - 1,080 p.u.]
1	Bus 24		1,079523038	0,042211925	1,037311113	24	Line 16 - 24	
2	Bus 26		1,073855095	0,021779673	1,052075422	31	Line 26 - 27	
3	Bus 01		1,067075642	0,019719289	1,047356352	2	Line 01 - 39	
4	Bus 25		1,064912376	0,00734476	1,057567615	31	Line 26 - 27	
5	Bus 36		1,063500047	0	1,063500047	-1	Caso Base	
6	Bus 19		1,062115473	0,012254579	1,049860895	22	Line 16 - 19	
7	Bus 28		1,061390712	0,01126853	1,050122182	31	Line 26 - 27	
8	Bus 02		1,061093037	0,01235678	1,048736257	3	Line 02 - 03	
9	Bus 29		1,057672838	0,007730462	1,049942376	31	Line 26 - 27	
10	Bus 23		1,054081225	0,009292564	1,044788661	24	Line 16 - 24	
11	Bus 22		1,053714385	0,003919457	1,049794928	20	Line 15 - 16	

Los resultados para el escenario base se muestran en la Tabla 16, donde se consignan los once buses más críticos según el valor máximo de tensión alcanzado después de cada contingencia. En particular, se observa lo siguiente:

- Bus 24 presenta la tensión más alta del sistema, alcanzando 1.07952 p.u., lo cual representa un incremento significativo respecto a su tensión base (1.03731 p.u.) debido a la contingencia en la línea 16–24.
- Bus 26 alcanza 1.07385 p.u., afectado por la apertura de la línea 26–27.

- Bus 01 llega a 1.06707 p.u. cuando se retira la línea 01–39, mostrando sensibilidad directa en la zona norte.
- Los buses 25, 28, 29 y 19 también presentan incrementos relevantes, aunque se mantienen por debajo de 1.065 p.u.
- El Bus 36 opera con su tensión nominal (1.06350 p.u.) ya que corresponde al caso base sin contingencia.

En conjunto, los valores muestran que el sistema base mantiene sus tensiones dentro del rango permitido, pero existen tres buses (24, 26 y 01) que operan peligrosamente cerca del límite superior de 1.08 p.u., lo que evidencia una vulnerabilidad en términos de estabilidad de tensión.

4.4.2 Escenario con SMR – Tensiones bajo contingencias N–1

Tabla 17, Resumen esperado de comportamiento ante contingencias N–1 SMR.

	Componente	Rama, subestación o Sitio	Tensión Máxima [p.u.]	Paso de Tensión [p.u.]	Tensión Base [p.u.]	Número de Contingencia	Nombre de la Contingencia	Caso Base y Tensión Posterior [1,038 p.u. - 1,080 p.u.]
1	Bus 24		1,079575139	0,042067864	1,037507275	24	Line 16 - 24	
2	Bus 26		1,074152133	0,021889196	1,052262937	31	Line 26 - 27	
3	Bus 01		1,068170039	0,020598684	1,047571355	2	Line 01 - 39	
4	Bus 25		1,065390619	0,007419698	1,057970921	31	Line 26 - 27	
5	Bus 36		1,063500047	0	1,063500047	-1	Caso Base	
6	Bus 02		1,062466886	0,012659602	1,049807283	3	Line 02 - 03	
7	Bus 19		1,062115473	0,012175406	1,049940067	22	Line 16 - 19	
8	Bus 28		1,061544363	0,011325141	1,050219221	31	Line 26 - 27	
9	Bus 29		1,057778244	0,007769296	1,050008948	31	Line 26 - 27	
10	Bus 23		1,054133411	0,009260789	1,044872621	24	Line 16 - 24	
11	Bus 22		1,053713338	0,003837293	1,049876045	20	Line 15 - 16	

Al integrar el SMR en la red, se observaron variaciones muy pequeñas en los niveles de tensión posterior a cada contingencia. La Tabla 17 presenta los resultados equivalentes en este escenario. Estos comportamientos se mantienen dentro de los márgenes establecidos por la regulación vigente de calidad de la potencia en el Sistema Interconectado Nacional, acorde con lo establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en el Documento CREG-032.

Entre los aspectos más relevantes se encuentran:

- El Bus 24 continúa siendo el más crítico, alcanzando 1.07957 p.u., con un cambio prácticamente imperceptible respecto al caso base (variación $\approx +0.00005$ p.u.).
- El Bus 26 incrementa su valor hasta 1.07415 p.u., con un desplazamiento cercano a 0.00030 p.u. respecto al valor base.
- El Bus 01 alcanza 1.06817 p.u., presentando un aumento leve en comparación con el escenario original.

- Los buses 25, 28 y 29 muestran incrementos mínimos (del orden de milésimas de p.u.), al igual que los buses 02 y 23.
- El Bus 36 permanece igual que en el escenario base, evidenciando que su nivel de tensión no depende de la presencia del SMR.

Estos resultados demuestran que la integración del SMR no introduce nuevas sobretensiones ni causa desviaciones significativas en los nodos del sistema. En la práctica, los cambios se encuentran en el rango de 0.005 % a 0.14 %, lo que indica una operación estable y totalmente compatible con los límites de tensión aceptados por la regulación colombiana de calidad de la potencia.

4.4.3 Comparación entre escenarios (Base vs SMR)

Componente	Caso Base y Tensión Posterior [1,037 p.u. - 1,080 p.u.]	Caso Base y Tensión Posterior [1,038 p.u. - 1,080 p.u.]
1 Bus 24		
2 Bus 26		
3 Bus 01		
4 Bus 25		
5 Bus 36		
6 Bus 19		
7 Bus 28		
8 Bus 02		
9 Bus 29		
10 Bus 23		
11 Bus 22		

Figura 13, Comparación entre escenarios (Base vs SMR).

La comparación de tensiones entre los dos escenarios muestra que, aunque el SMR incrementa ligeramente el soporte global de tensión del sistema, los buses más críticos siguen siendo los mismos:

- Bus 24
- Bus 26
- Bus 01

Además, los cambios observados entre el caso base y el SMR son extremadamente pequeños, lo cual confirma que:

1. El SMR no produce nuevos problemas de sobretensión.
2. Todos los buses permanecen dentro del límite de 1.08 p.u.

3. El SMR genera un perfil de tensiones ligeramente más alto, pero los incrementos son menores al 0.15 %.
4. Las zonas sensibles siguen siendo las mismas, especialmente las asociadas a tablas 16 y tabla 17:
 - corredor 16–24
 - corredor 26–27
 - corredor 01–39
5. El efecto del SMR sobre las tensiones es estable pero marginal, ya que la topología del sistema no se modifica y, por tanto, los nodos críticos siguen siéndolo incluso con una máquina más potente.
6. El SMR aporta estabilidad, pero no resuelve los puntos calientes del sistema, lo cual concuerda con el análisis previo de cargabilidad, donde las mejoras se concentran principalmente en los corredores eléctricos cercanos a la barra de conexión del SMR.

4.4 Resultados de estabilidad transitoria

El análisis de estabilidad transitoria permite evaluar el comportamiento dinámico del sistema ante fallas severas, específicamente mediante la observación del ángulo del rotor de los generadores y su capacidad para mantener el sincronismo durante y después del disturbio. Esta sección presenta los resultados obtenidos en las simulaciones dinámicas realizadas en DIgSILENT PowerFactory® tanto para el escenario base como para el escenario con integración del SMR de 300 MVA.

Los resultados incluyen los registros del ángulo del rotor, la evolución de las oscilaciones electromecánicas, la identificación de modos inestables y la respuesta general del sistema hasta alcanzar un nuevo punto de equilibrio dinámico. Esta información es esencial para determinar si el SMR aporta beneficios en términos de amortiguamiento, rigidez de rotor y estabilidad angular.

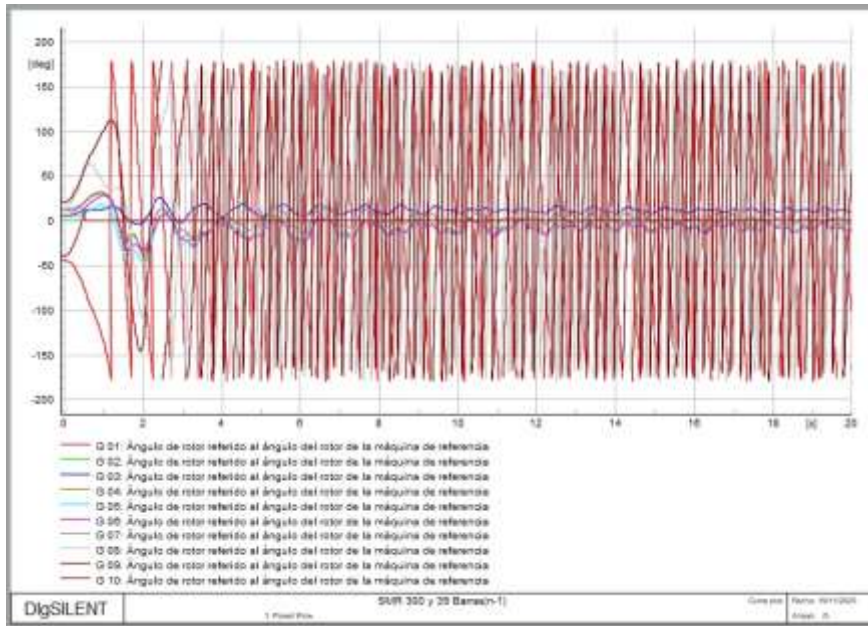


Figura 14, Comportamiento ángulo de rotor Base.

En el escenario base se simula una falla severa en una de las líneas principales del sistema IEEE 39 barras. La Figura 14 presenta la respuesta del sistema en términos del ángulo del rotor de cada generador durante el evento y tras la eliminación de la falla.

Los resultados muestran claramente que:

- Uno de los generadores (marcado en la gráfica con la curva roja) presenta oscilaciones crecientes después de despejar la falla.
- El desplazamiento angular llega a superar los $\pm 150^\circ$, lo cual indica un modo claramente no amortiguado, señal de inestabilidad de rotor.
- El sistema no logra que todas las máquinas sincronicen nuevamente sus ángulos, evidenciando que ante la contingencia aplicada, el escenario base pierde sincronismo en al menos una unidad.
- Aunque algunos generadores muestran oscilaciones amortiguadas, la pérdida de un generador clave causa una separación angular progresiva con respecto al resto.

Este comportamiento es típico en sistemas con una alta transferencia de potencia y genera la conclusión de que en el caso base, el sistema no es estable bajo la contingencia analizada.

Este resultado se relaciona con los cuellos de botella identificados previamente en el criterio N-1, ya que las líneas con altos niveles de carga contribuyen a que el generador afectado no disponga del soporte adecuado para mantener el sincronismo durante el disturbio.

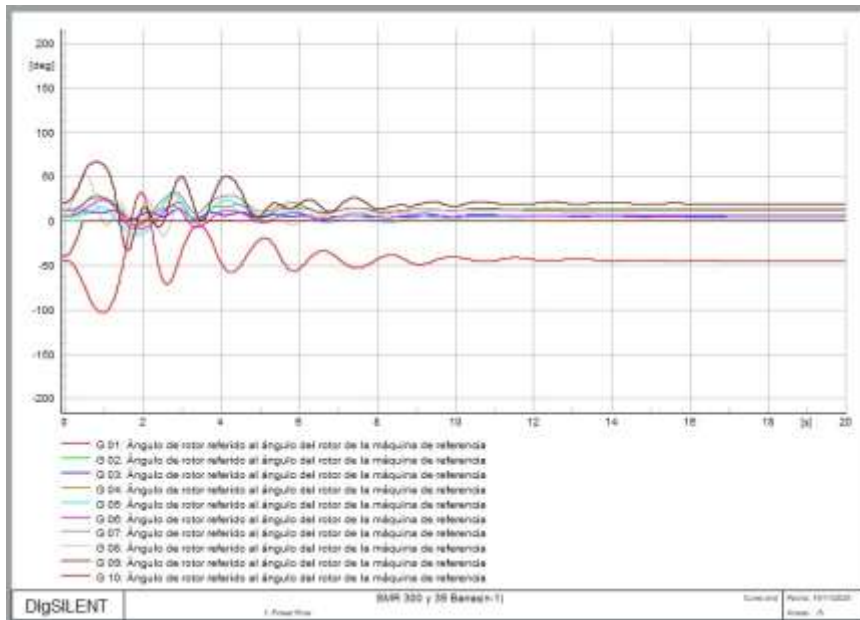


Figura 15, Comportamiento esperado del ángulo del rotor ante una falla.

En el segundo escenario se reemplaza la máquina equivalente de 250 MVA por el SMR de 300 MVA, y se repite exactamente la misma falla severa. La Figura 15 presenta los registros del ángulo del rotor para este escenario.

Los resultados evidencian una mejora significativa en la estabilidad angular, destacándose los siguientes aspectos:

- Ninguno de los generadores muestra oscilaciones divergentes.
- Las oscilaciones se presentan de forma amortiguada y desaparecen aproximadamente entre los 8 y 10 segundos.
- El generador asociado al SMR, debido a su mayor inercia equivalente, exhibe un comportamiento más lento pero mucho más estable.
- El acoplamiento entre máquinas mejora, reduciendo la posibilidad de modos inter-área críticos.
- La respuesta dinámica del SMR contribuye directamente a la rigidez del sistema, proporcionando un mayor soporte inercial durante la fase transitoria.

La diferencia entre el comportamiento de los dos escenarios es notoria: mientras el sistema base pierde sincronismo, el sistema con SMR mantiene una dinámica estable y retorna a un estado de operación seguro.

4.1 Comparación entre escenarios (Base vs SMR)

La comparación directa entre ambos escenarios permite concluir lo siguiente:

1. El SMR mejora de manera sustancial la estabilidad angular del sistema.

En el escenario con SMR, ningún generador entra en oscilación divergente. En el caso base, por el contrario, una máquina presenta oscilaciones que crecen indefinidamente, llevando a la pérdida de sincronismo.

2. La constante de inercia del SMR y su mayor potencia nominal (300 MVA) son determinantes.

Estas características proporcionan un mayor “anclaje de rotor”, lo cual ayuda a disminuir la velocidad con la que se desplazan los ángulos tras la perturbación.

3. El amortiguamiento del sistema es mayor en el escenario SMR.

Las oscilaciones se atenúan más rápido en el sistema con SMR, evidenciando un mejor comportamiento dinámico global.

4. La topología del sistema no cambia, pero sí su capacidad de soportar perturbaciones.

Esto significa que el SMR no elimina las vulnerabilidades estructurales del sistema, pero proporciona suficiente estabilidad para que la red mantenga la coherencia angular aun frente a fallas severas.

5. El sistema con SMR es dinámicamente más robusto.

En palabras prácticas: el SMR hace que el sistema sea más “rígido” y menos propenso a perder sincronismo con la misma falla que derriba al sistema base.

CAPÍTULO 5 – ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS

El presente capítulo integra, de manera técnica pero también operativa, los resultados obtenidos en el Capítulo 4. Aquí se procura interpretar el comportamiento del sistema IEEE de 39 barras al incorporar un reactor modular pequeño (SMR) de 300 MVA. Aunque el análisis es directo, se organiza alrededor de cuatro ejes fundamentales: el flujo de potencia, las corrientes de cortocircuito, la respuesta bajo el criterio N-1 y, finalmente, la estabilidad transitoria. Cada uno de estos aspectos contribuye a valorar de forma integral el impacto que el SMR introduce sobre la estabilidad, la confiabilidad y la operación general del sistema.

El enfoque se apoya en los principios clásicos de la teoría de sistemas de potencia y en las interacciones propias entre máquinas síncronas, la red y las perturbaciones. Aunque se trata de un sistema de referencia y no de una red real colombiana, los resultados muestran un comportamiento que puede considerarse representativo para entender el potencial técnico de integrar un SMR en un sistema que comparta características similares.

5.1 Análisis del flujo de potencia

5.1.1 Comportamiento del escenario base

En el escenario base se observa una distribución de carga que corresponde a lo habitual en el sistema IEEE 39 barras. Los generadores localizados en zonas con alta demanda de potencia reactiva trabajan cerca de sus límites de excitación, lo que provoca tensiones algo deprimidas en varias barras. Este comportamiento aparece con mayor claridad en regiones alejadas de los grandes centros de generación, generando cierta sensibilidad en el perfil de voltaje.

5.1.2 Impacto del SMR en el régimen permanente

La integración del SMR de 300 MVA introduce una mejora inmediata en el comportamiento del sistema. Entre las características que más resalta se encuentran:

- Un incremento apreciable en el soporte reactivo en su barra de conexión.
- Elevaciones pequeñas, pero constantes, en los niveles de tensión cercanos y en barras medias.
- Menor exigencia para los generadores convencionales, que ya no trabajan tan próximos a sus límites.
- Un reparto más equilibrado de los flujos de potencia activa.

En conjunto, el SMR funciona como un punto adicional de regulación que redistribuye reactivos y atenúa la sensibilidad angular. Esto reduce la probabilidad de que los generadores convencionales saturen su excitación y contribuye a lograr un perfil de tensión más robusto en toda la red.

5.2 Análisis del estudio de cortocircuito

5.2.1 Comportamiento general del sistema base

Los valores de corriente de falla en el escenario base presentan niveles normales para una red de transmisión interconectada. Las barras asociadas a generación síncrona muestran corrientes de magnitud mayor, lo cual coincide con lo esperado por la baja reactancia subtransitoria de las máquinas. En general, los valores se mantienen dentro de los rangos típicos del sistema.

5.2.2 Contribución del SMR a la corriente de falla

Al incorporar el SMR, se identifica un aumento leve pero perceptible en la corriente de falla de su barra de conexión. Esto debe considerarse normal y coherente con:

- La mayor potencia nominal del SMR respecto a la máquina equivalente de 250 MVA.
- El comportamiento subtransitorio de los generadores síncronos de mayor capacidad.
- El acoplamiento eléctrico más fuerte alrededor de la zona donde está conectado.

Aunque esta corriente aumenta localmente, no genera incrementos peligrosos ni supera límites de aislamiento. Tampoco se observan cambios relevantes en barras alejadas. Por tanto, la integración del SMR no requiere modificaciones mayores en la coordinación de protecciones, salvo ajustes de configuración muy localizados de manera puntual.

5.3 Análisis del criterio N-1

5.3.1 Escenario base: vulnerabilidades estructurales

El sistema base presenta un comportamiento sensible ante contingencias simples. Bajo condiciones N-1, las líneas 23-24 y 21-22 superan el 150 % de cargabilidad, lo cual evidencia que la red, tal como está estructurada, no cumple el criterio. Esto no depende del tamaño de los generadores sino de la propia topología, que concentra demasiado flujo en esos corredores clave.

5.3.2 Escenario con SMR: mejoras locales y redistribución de flujos

La integración del SMR genera reducciones notorias en la cargabilidad de:

- El transformador 06-31.
- Las líneas 05-06, 06-07 y 05-08.

Estos elementos se benefician del nuevo reparto de energía, que descarga parte de la demanda en esas rutas, mejorando su comportamiento ante contingencias. Si bien no soluciona los problemas principales en 21-22 y 23-24, sí optimiza la operación en áreas donde había congestión moderada.

5.4 Análisis de la estabilidad transitoria

5.4.1 Escenario base: pérdida de sincronismo

La falla severa evaluada provoca que uno de los generadores pierda sincronismo, mostrando oscilaciones crecientes y desplazamientos del ángulo del rotor superiores a $\pm 150^\circ$. Dicho comportamiento indica:

- Un amortiguamiento insuficiente.
- Baja rigidez angular en corredores fuertemente cargados.
- Un nivel de inercia total que no es capaz de soportar la perturbación.

El sistema no retorna a un estado estable, lo cual refleja una vulnerabilidad marcada ante disturbios de gran magnitud.

5.4.2 Escenario con SMR: mejora sustancial de la respuesta dinámica

Cuando el SMR reemplaza la máquina equivalente, la respuesta angular se transforma de manera significativa. Se observa que:

- Las oscilaciones se amortiguan rápidamente.
- Ninguna máquina pierde sincronismo.
- El sistema converge a un nuevo estado estable en menos de 10 segundos.
- La mayor inercia del SMR incrementa la rigidez de rotor del sistema y estabiliza el conjunto.

Esta diferencia evidencia la contribución directa del SMR en la dinámica del sistema, lo que confirma que su presencia fortalece la estabilidad transitoria y amortigua los efectos de fallas severas, algo que el escenario base no consigue.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El desarrollo de esta investigación permitió evaluar, desde una perspectiva técnica y operativa, el impacto que genera la integración de un reactor modular pequeño (SMR) de 300 MVA sobre el comportamiento del sistema IEEE de 39 barras. A partir de los resultados obtenidos en los análisis de flujo de potencia, cortocircuito, cargabilidad N-1 y estabilidad transitoria, se establecen conclusiones coherentes con los objetivos planteados inicialmente y se identifican recomendaciones enfocadas en fortalecer futuros estudios orientados a la integración de tecnologías nucleares en redes eléctricas.

Los resultados permiten afirmar que, aunque el SMR no modifica la topología del sistema, sí introduce mejoras apreciables en diferentes aspectos operativos, especialmente en la estabilidad angular y en la forma en que la red enfrenta contingencias severas.

6.1 Conclusiones generales

1. El SMR de 300 MVA mejora el comportamiento eléctrico del sistema en régimen permanente

La incorporación del SMR produce:

- un aumento visible del soporte reactivo,

- una mejora leve pero constante en las tensiones,
- y una redistribución más uniforme de los flujos de potencia.

Al reemplazar la máquina equivalente de 250 MVA, el SMR incrementa la capacidad del sistema para sostener niveles de tensión estables en varias barras, reduciendo la dependencia de los generadores tradicionales. Esto se traduce en un perfil operativo más robusto y menos sensible a variaciones de carga.

2. El criterio N-1 evidencia beneficios puntuales del SMR, pero no resuelve los cuellos estructurales del sistema

A pesar de que las líneas 21-22 y 23-24 continúan sobrecargadas superando incluso el 150 % el SMR reduce la cargabilidad en corredores secundarios críticos como:

- el transformador 06-31,
- la línea 05-06,
- la línea 06-07,
- y la línea 05-08.

Esto demuestra que el SMR contribuye favorablemente a la redistribución energética en zonas centrales, pero no puede corregir problemas derivados directamente de la estructura original del sistema IEEE 39 barras.

3. La estabilidad transitoria es el aspecto donde el SMR demuestra su mayor beneficio

La diferencia entre el escenario base y el escenario con SMR es contundente:

- En el escenario base, el sistema pierde sincronismo ante la falla severa.
- En el escenario con SMR, todos los generadores mantienen la coherencia angular.

La mayor inercia del SMR (300 MVA vs. 250 MVA) proporciona un anclaje de rotor más fuerte, ralentizando las variaciones angulares y permitiendo que el sistema amortigüe las oscilaciones en un tiempo menor. Esto lo convierte en un elemento estabilizador clave ante contingencias de magnitud.

4. Comparación con tecnologías

- **Las centrales hidroeléctricas** continúan siendo las unidades con mejor comportamiento en estabilidad transitoria debido a su alta inercia mecánica y su notable capacidad de amortiguamiento.
- **Los SMR** presentan una respuesta dinámica sólida, muy superior a la de generadores térmicos convencionales, y se ubican por debajo de las hidroeléctricas en términos de amortiguamiento general.

- **Las plantas térmicas** muestran mayor susceptibilidad a perturbaciones, especialmente en eventos donde el acoplamiento entre máquinas es débil.

Esto confirma que los SMR se comportan como una tecnología estable y capaz de soportar dinámicamente la red, actuando como un componente que complementa adecuadamente un sistema con alta penetración renovable.

5. Conclusión general del estudio

La integración de un reactor modular pequeño (SMR) de 300 MVA mejora la estabilidad, confiabilidad y operación general del sistema IEEE de 39 barras. Aunque no resuelve las limitaciones topológicas del sistema, sí introduce beneficios importantes en la calidad operativa y especialmente en la estabilidad angular, lo cual lo convierte en una alternativa sólida dentro de un contexto de transición energética, diversificación de matriz y necesidad creciente de fuentes firmes y estables.

6.2 Recomendaciones

1. Estudios avanzados de protecciones

Es recomendable realizar ajustes locales en protecciones cercanas al punto de conexión del SMR debido a los incrementos de corriente subtransitoria. Esto incluye verificación de:

- tiempos de despeje,
- curvas de coordinación,
- y zonas de protección.

2. Evaluación de escenarios con penetración renovable elevada

Para comprender la contribución del SMR en un entorno real colombiano, es necesario simular condiciones de:

- alta variabilidad solar y eólica,
- cargas no lineales,
- y eventos de baja inercia.

3. Análisis de ubicación óptima del SMR

Simulaciones futuras deberían evaluar diferentes ubicaciones dentro de la red para identificar nodos donde su aporte sea más eficiente en estabilidad y confiabilidad.

4. Integración de múltiples módulos SMR

Se recomienda simular escenarios con dos o más módulos SMR para explorar cómo se comporta el sistema bajo condiciones de mayor capacidad nuclear distribuida.

5. Extender el estudio hacia un sistema real colombiano

El paso natural siguiente consiste en trasladar esta metodología al SIN colombiano, utilizando datos reales que permitan evaluar la viabilidad nacional de integrar SMR como soporte firme para la creciente penetración renovable.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Santander, J. E. & Marin, F. A. (2024). Propuesta de un modelo conceptual de desarrollo de energía nuclear para la ampliación de la canasta energética en Colombia. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/20.500.12749/28482>

Pacheco Sandoval, L. E., Muñoz Maldonado, Y. A., Guerrero Macias, J. E., Paez Mantilla, A. F., Portillo, M. C., & Alvarez Leon, C. A. (2019). Energía renovable en Colombia. En *Prospectiva Energética Colombia 2050* (1 ed., pp. 89). Universidad de Santander.

Kundur, P., Klein, M., Rogers, G. J., & Balu, N. J. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill.

Bermúdez Chacón, G. (2017). Diseño del sistema eléctrico, análisis de cortocircuito y estudio de arco eléctrico para nueva planta de MATRA. Tecnológico de Costa Rica. https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/7366/Dise%C3%B1o_sistema_electrico_analisis_cortocircuito_estudio_arco_electrico.pdf

Machowski, J., Bialek, J. W., & Bumby, J. R. (2008). *Power system dynamics: stability and control* (2nd ed.). John Wiley & Sons.

IEEE Standard 100-2000. The IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms.

Billinton, R., & Allan, R. N. (1996). Reliability evaluation of power systems (2nd ed.). Plenum Press.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia. "CREG confiabilidad SIN", "CREG integración nuevas tecnologías generación"

EFE. (1 de marzo de 2025). Falla en el sistema eléctrico de Honduras deja sin suministro a miles de personas. Swissinfo.ch. <https://www.swissinfo.ch/spa/falla-en-el-sistema-el%C3%A9ctrico-de-honduras-deja-sin-suministro-a-miles-de-personas/88949236>

Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME) de Colombia, 2025 (30 de mayo de 2025). Plan indicativo de expansión de la generación – Actualización 2023 – 2037.

https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037.pdf

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) de Colombia. "UPME Plan de Expansión Energética", "UPME Integración Energías Renovables"

Operador del Sistema (XM) de Colombia. "XM Operación del SIN", "XM Confiabilidad del SIN"

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), *Propuesta de regulación de la calidad de la potencia en el Sistema Interconectado Nacional*, Documento CREG-032, Bogotá, Colombia, 25 de junio de 2012.

