



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DINÁMICO DE LOS SISTEMAS
DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS SISTEMAS DE
SUBTRANSMISIÓN A 69KV DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: GEOVANNA ELIZABETH CAZHO CHIMBORAZO
JORGE PATRICIO ORTIZ RODRÍGUEZ
TUTOR: ING. FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE, MSC.

Cuenca - Ecuador

2025

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Geovanna Elizabeth Cazho Chimborazo con documento de identificación N° 0107162992 y Jorge Patricio Ortiz Rodríguez con documento de identificación N° 0106235518, manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 27 de junio del 2025

Atentamente,



Geovanna Elizabeth Cazho Chimborazo
0107162992



Jorge Patricio Ortiz Rodríguez
0106235518

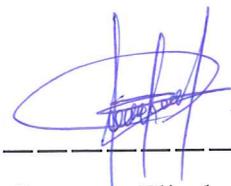
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Geovanna Elizabeth Cazho Chimborazo con documento de identificación N° 0107162992 y Jorge Patricio Ortiz Rodríguez con documento de identificación N° 0106235518, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: Análisis del impacto dinámico de los sistemas de generación distribuida en los sistemas de subtransmisión a 69kV de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 27 de junio del 2025

Atentamente,



Geovanna Elizabeth Cazho Chimborazo
0107162992



Jorge Patricio Ortiz Rodríguez
0106235518

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ANÁLISIS DEL IMPACTO DINÁMICO DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN A 69KV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A., realizado por Geovanna Elizabeth Cazho Chimborazo con documento de identificación N° 0107162992 y Jorge Patricio Ortiz Rodríguez con documento de identificación N° 0106235518, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico, que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 27 de febrero del 2025

Atentamente,

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque, Msc.

0102257482

AGRADECIMIENTO

A mi madre, por ser mi guía, mi ejemplo de lucha y amor incondicional. Sin su esfuerzo y sacrificio, no habría llegado hasta aquí. Este triunfo es también suyo.

Geovanna E. Cazho Chimborazo

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, quienes han sido mi mayor apoyo a lo largo de este camino. Su amor incondicional y sus sacrificios constantes me han brindado la fuerza y la motivación necesarias para alcanzar mis metas. Cada consejo, cada palabra de aliento, ha sido un impulso que me ha permitido seguir adelante, incluso en los momentos más difíciles. A mis hermanos, gracias por ser siempre mis cómplices y por compartir conmigo risas y momentos inolvidables. Su presencia en mi vida ha hecho que cada desafío se sienta más ligero. Juntos hemos creado recuerdos que atesoraré para siempre, y su apoyo ha sido fundamental en mi crecimiento personal y académico. Quiero agradecer también a mis amigos, quienes han estado a mi lado en esta travesía. Sus palabras de aliento y comprensión me han ayudado a mantener el equilibrio entre el estudio y el bienestar emocional. Cada uno de ustedes ha aportado algo especial a mi vida, y por ello, estoy eternamente agradecido. Un agradecimiento muy especial va dirigido a mi tutor, Flavio. Su guía y experiencia han sido cruciales en el desarrollo de esta tesis. Su paciencia y dedicación para orientarme en cada etapa del proceso han enriquecido mi aprendizaje y me han permitido explorar nuevos horizontes en mi investigación. Gracias por creer en mí y por inspirarme a dar lo mejor de mí. Finalmente, a todos aquellos que han contribuido de alguna manera a mi formación, les agradezco de corazón. Cada palabra, cada gesto de apoyo ha sumado en este camino hacia la culminación de este trabajo. Esta tesis no solo refleja mi esfuerzo, sino también el amor y la dedicación de todos ustedes que han estado a mi lado.

Jorge P. Ortiz Rodríguez

DEDICATORIA

A DIOS por brindarme salud y vida.

A mi MAMÁ, Rosa Amparito Urgiles Calle, ángel de mi vida, fuente de mi inspiración y amor incondicional. Tu presencia en mi vida ha sido un regalo divino. Este logro es tanto como tuyo como mío, porque sin tu sacrificio y sin tu apoyo este camino hubiera sido imposible. Mamá cada esfuerzo, cada desvelo y cada meta alcanzada tienen tu nombre grabado en ellos. Gracias por enseñarme a luchar, a creer en mí y a nunca rendirme por más difícil que sea el camino, por enseñarme la humildad, a trabajar duro por un sueño, a ser quien soy hoy en día.

Todo lo que soy y todo lo que lograré, siempre será en honor a ti, Mamá Chochita.

A mi HIJO Thiago Fernando, mi más grande inspiración, la razón por la que cada esfuerzo ha valido la pena. Todo lo que hago es para darte el mejor ejemplo y demostrarte que con esfuerzo, dedicación y amor, todo es posible. Este logro es para ti, para que un día puedas ver en él el reflejo de lo que juntos hemos construido con amor y perseverancia.

Al amor de mi vida, gracias por estar apoyándome desde el inicio de mi carrera, por darme ánimos cuando me quería dar por vencida y por impulsarme a salir adelante. Gracias por estar hasta el final.

A mi leal Chelita, quien con su amor inquebrantable me acompañaba todo el momento en todo este largo proceso.

A Flavio mi gran amigo y docente expreso mi más sincero agradecimiento por su apoyo y dirección durante la realización de esta tesis. Su enfoque y su capacidad para transmitir conocimientos han enriquecido enormemente mi aprendizaje y me han inspirado a seguir explorando este campo de estudio. Gracias por todos los consejos recibidos, gracias por ser un amigo y confidente.

Geovanna E. Cazho Chimborazo

Dedico esta tesis a mis amados padres, quienes con su amor incondicional y sacrificios constantes han sido mi mayor fuente de inspiración. Su fe en mis capacidades y su apoyo en cada paso de este camino académico me han motivado a superar obstáculos y perseguir mis sueños. A mis hermanos, gracias por ser mis compañeros de vida, por compartir risas y momentos de aprendizaje que han enriquecido mi trayecto. Cada uno de ustedes ha contribuido a forjar la persona que soy hoy, y esta dedicación es un humilde reconocimiento de su invaluable influencia en mi vida.

Jorge P. Ortiz Rodríguez

GLOSARIO

- **AGPE:** Autogeneración a Pequeña Escala
- **ARCONEL:** Agencia de Regulación y Control de Electricidad
- **CHP:** producción combinada de calor y electricidad (Combined Heat and Power)
- **CNO:** Consejo Nacional de Operación
- **CPUC:** Comisión de Servicios Públicos de California (California Public Utilities Commission)
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- **DER:** Recursos de Energía Distribuida (Distributed Energy Resources)
- **EEG:** Ley de Energía Renovable de Alemania (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
- **Eo:** Eólico.
- **FERC:** Comisión Federal Reguladora de Energía (Federal Energy Regulatory Commission)
- **GD:** Generación Distribuida
- **HVRT:** high voltage ride through (capacidad de mantenerse conectado ante aumentos de tensión)
- **IBR:** Recursos basados en inversores.
- **IEEE:** Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
- **IOU:** Empresas de Servicios Públicos Propiedad de Inversores (Investor-Owned Utilities)
- **LVRT:** low voltage ride through (capacidad de mantenerse conectado ante caídas de tensión)
- **MCI:** motores de Combustión Interna
- **MT:** media tensión
- **P, Q y S:** Potencias activa, reactiva y aparente; respectivamente.
- **SDGE:** San Diego Gas & Electric

- **SED:** Sistema Eléctrico de Distribución
- **SEP:** Sistema Eléctrico de Potencia
- **SGF:** Sistemas de Generación Fotovoltaica
- **SIG:** Sistema de Información Georreferenciado
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- **SPB:** sistema de potencia a gran escala
- **SPT:** sistemas de puesta a tierra
- **tm:** tiempo mínimo de disparo
- **tM:** tiempo máximo de respuesta
- **V, BV y MV:** voltaje, bajo voltaje y medio voltaje.
- **VDE:** Asociación de la Industria Electrotécnica, Electrónica y de Tecnologías de la Información de Alemania (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik)

RESUMEN

El presente trabajo analiza el impacto dinámico de la Generación Distribuida (GD) en los sistemas de subtransmisión a 69 kV de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. en Cuenca, Ecuador. La integración de fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica y eólica plantea desafíos técnicos que afectan la estabilidad de la red, generando fluctuaciones de voltaje, armónicos y variaciones en el flujo de potencia. Por tanto, se revisa la normativa vigente, incluyendo estándares internacionales como el IEEE 2800 y regulaciones locales de la ARCONEL, que establecen requisitos técnicos para la conexión de GD a la red. Se analiza el comportamiento de los sistemas de generación mediante simulaciones computacionales, considerando eventos como cambios en irradiancia, desconexión de líneas, variaciones de carga y de cortocircuito. El estudio práctico - teórico demuestra que la incorporación de GD en la red de subtransmisión es aplicable y, por tanto, son de gran relevancia para la planificación energética en Ecuador, ya que permiten optimizar la infraestructura de subtransmisión y fortalecer la transición hacia un modelo energético más sostenible.

Palabras clave: análisis dinámico, energía solar fotovoltaica, energía eólica, sistemas de generación distribuida, sistemas de subtransmisión.

ABSTRACT

This paper analyzes the dynamic impact of Distributed Generation (DG) on the 69 kV subtransmission systems of Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. in Cuenca, Ecuador. The integration of renewable sources such as solar photovoltaic and wind energy poses technical challenges that affect grid stability, generating voltage fluctuations, harmonics, and variations in power flow. Therefore, current regulations are reviewed, including international standards such as IEEE 2800 and local ARCONEL regulations, which establish technical requirements for the connection of DG to the grid. The behavior of the generation systems is analyzed through computational simulations, considering events such as changes in irradiance, line disconnections, load variations, and short circuits. The practical and theoretical study demonstrates that the incorporation of DG in the subtransmission network is applicable and, therefore, is of great relevance to energy planning in Ecuador, since it allows for the optimization of the subtransmission infrastructure and strengthens the transition to a more sustainable energy model.

Keywords: dynamic analysis, solar photovoltaic energy, wind energy, distributed generation systems, subtransmission systems.

ÍNDICE GENERAL

GLOSARIO	VI
RESUMEN.....	VIII
ABSTRACT.....	IX
1 GENERALIDADES	1
1.1 Delimitación del problema.....	1
1.2 Antecedentes	1
1.3 Justificación.....	3
1.4 Grupo objetivo	3
1.5 Objetivos	4
1.5.1 General	4
1.5.2 Específicos.....	4
2 MARCO TEÓRICO	5
2.1 Generación distribuida GD.....	5
2.2 Sistemas de generación fotovoltaica	6
2.2.1 Parámetros fundamentales	7
2.2.2 Componentes SGF.....	8
2.2.3 Protecciones SGF	9
2.3 Sistemas de generación eólica.....	10
2.3.1 Recurso eólico	11
2.3.2 Clasificación de aerogeneradores.....	12
2.3.3 Sistemas eólicos conectados a la red.....	13
2.4 Análisis dinámico en el SEP	15
2.5 Contingencias	15
2.6 Estabilidad en el SEP	16
2.6.1 Estabilidad de tensión.....	17
2.6.2 Estabilidad de ángulo.....	18
2.6.3 Estabilidad de mediano y largo plazo	19
2.7 Regulaciones y normativas para GD.....	19
2.7.1 IEEE std 1547	19
2.7.2 IEEE 2800	20
2.7.3 ARCONEL-001/24.....	26

2.7.4	ARCONEL-006/24.....	27
2.8	Procesos de conexión GD.....	27
2.8.1	Alemania.....	27
2.8.2	Estados Unidos.....	28
2.8.3	Colombia.....	29
3	CATEGORIZACIÓN - CRITERIOS ABET	32
3.1	Cumplimientos.....	32
3.2	Estándares relevantes.....	33
3.3	Elementos del proceso.....	33
4	METODOLOGÍA	34
4.1	E.E. Regional Centro Sur C.A.....	34
4.2	Modelos GD.....	35
4.2.1	Modelo del sistema fotovoltaico SGF.....	36
4.2.2	Modelo del sistema eólico.....	37
4.3	Interfaz de los sistemas GD en la red.....	39
4.4	Eventos del GD.....	40
4.4.1	Eventos del SGF.....	41
4.4.2	Eventos del sistema eólico.....	43
5	ANÁLISIS Y RESULTADOS	44
5.1	Resultados con el SGF.....	44
5.1.1	Estabilidad de voltaje - SGF.....	48
5.1.2	Estabilidad de frecuencia - SGF.....	54
5.1.3	Estabilidad de ángulo - SGF.....	58
5.2	Resultados con el sistema eólico.....	59
5.2.1	Estabilidad de voltaje - Eo.....	62
5.2.2	Estabilidad de frecuencia - Eo.....	67
5.2.3	Estabilidad de ángulo - Eo.....	71
5.3	Análisis beneficio/costo (B/C).....	72
6	DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
6.1	Discusión.....	73
6.2	Conclusiones.....	74
6.3	Recomendaciones.....	75
	BIBLIOGRAFÍA.....	76
A	E.E. Centro Sur C.A	81
B	Parámetros del SGF	82

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	GD con energía renovable [14].....	6
2.2	Tipos y usos de los SGF [15]	7
2.3	Punto de máxima potencia [16]	8
2.4	MPP a diferentes temperaturas [17]	8
2.5	SGF conectado a la red [14]	9
2.6	Protecciones SGF [14]	10
2.7	Conversión de energías en el sistema eólico [18]	11
2.8	Sistema de generación eólica a gran escala [18]	14
2.9	Estabilidad del SEP [20]	17
2.10	Curvas P-T [26].....	18
2.11	Capacidad de inyección en el RPA [29].....	22
2.12	Capacidad de absorción en el RPA [29].....	22
2.13	Capacidad mínima de potencia reactiva Q vs V [29].....	23
2.14	Categorías EGAH [14].....	26
2.15	Estabilidad de voltaje - Categorías B y C[30]	27
4.1	Subestación eléctrica S/E 14.....	35
4.2	Conexión de los sistemas GD conectados a la red	36
4.3	Conexión del SGF a la red	37
4.4	Modelo del sistema eólico.....	38
4.5	Turbina de otra planta.....	39
4.6	Proceso para la simulación de eventos	39
4.7	Estructura general de los eventos.....	40
4.8	Simulaciones RMS y EMT	41
4.9	Eventos del SGF y sistema de subtransmisión	42
4.10	Eventos del SGF y sistema de subtransmisión	43
5.1	Cambios de irradiancia en el SGF - P vs t.....	45
5.2	Desconexión de línea - P vs t.....	46
5.3	Variabilidad de las cargas en la S/E 14 - SGF.....	47
5.4	Potencias SGF ante el evento de cortocircuito y desconexión	48
5.5	Cambios de irradiancia - V vs t.....	49
5.6	Desconexión de línea - V vs t.....	50

5.7	Aumentos de cargas - V vs t	51
5.8	Decremento de carga - V vs t	52
5.9	Falla trifásica y desconexión de línea - V vs t	53
5.10	Eventos del SGF	55
5.11	Variabilidad de las cargas en la S/E 14 - SGF	56
5.12	Falla trifásica - f vs t	57
5.13	Estabilidad transitoria - SGF en el SEP.....	59
5.14	Desconexión de línea - P vs t	60
5.15	Variabilidad de las cargas en la S/E 14 - E_o	61
5.16	Potencia sobre el bus1	62
5.17	Desconexión de línea - V vs t - E_o	63
5.18	Aumentos de cargas - V vs t - E_o	64
5.19	Reducción de cargas - V vs t - E_o	65
5.20	Falla trifásica y desconexión de línea - V vs t - E_o	66
5.21	Eventos del sistema E_o	68
5.22	Aumento de cargas - F vs t - E_o	69
5.23	Falla trifásica y desconexión de línea - f vs t - E_o	70
5.24	Evento de falla trifásica y desconexión de línea - E_o	71

ÍNDICE DE TABLAS

2.1	Categorías bajo condiciones anormales del SPB [28].....	20
2.2	Paso de voltaje con sistema eólico [29].....	24
2.3	Paso de voltaje con SGF [29].....	25
2.4	Paso de frecuencia [29]	25
2.5	Costo nivelado de la energía para las centrales de GD [31].....	27
2.6	Documentación para los procesos de conexión GD en SIN [38].....	29
2.7	Inspecciones visuales del sistema GD [39].....	29
2.8	Temporización mínima (tm) de disparos [41].....	30
3.1	Límites permitidos para la estabilidad de voltaje y frecuencia.....	33
4.1	Cargas de la S/E 14.....	42
5.1	Potencias del SGF	44
5.2	Voltaje en p.u. - Evento irradiancia.....	49
5.3	Voltaje en p.u. - Evento desconexión de línea	51
5.4	Voltaje en p.u. - Evento aumento de cargas	52
5.5	Voltaje en p.u. - Evento disminución de cargas	53
5.6	Voltaje en p.u. - Evento falla y desconexión pt1	54
5.7	Voltaje en p.u. - Evento falla y desconexión pt2	54
5.8	Frecuencia en Hz- Eventos SGF.....	57
5.9	Frecuencia en Hz- Evento falla y desconexión	58
5.10	Potencias del sistema eólico	59
5.11	Voltaje en p.u. - Evento desconexión de línea - Eo.....	64
5.12	Voltaje en p.u. - Evento aumento de carga - Eo	65
5.13	Voltaje en p.u. - Evento disminución de carga - Eo.....	66
5.14	Voltaje - Evento falla y desconexión pt1 - Eo	67
5.15	Voltaje - Evento falla y desconexión pt2 - Eo	67
5.16	Frecuencia en Hz- Eventos Eo.....	69
5.17	Frecuencia en Hz- Evento falla y desconexión - Eo	70

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1. Delimitación del problema

La problemática del objeto de estudio se orienta a la integración de la Generación Distribuida GD en el sistema de Subtransmisión proveniente de la Empresa Eléctrica Centro Sur C.A. de la ciudad de Cuenca. Con ello, surge la necesidad de comprender cómo esta incorporación impacta de forma específica en las líneas de Subtransmisión, afectando algunos aspectos técnicos como el voltaje, la corriente, y la variación del flujo de potencia. Estas provocan inestabilidades en la red y dar origen a problemas operativos, afectando así a la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico. Además, la investigación se delimita al análisis de los fenómenos dinámicos y a la generación de armónicos dentro del sistema, empleando plataformas de simulación para modelar con precisión estos. Finalmente, el alcance se reduce a las condiciones operativas actuales de la red de subtransmisión de la E.E. Centro Sur, considerando también escenarios proyectados de expansión y mayor penetración de GD.

1.2. Antecedentes

A pesar de que el carbón, gas natural y petróleo, son considerados como combustibles para la generación de energía eléctrica. El cambio climático empeorará cada vez más y más, debido al aumento de emisiones contaminantes como el dióxido de carbono CO_2 [1]. Por lo que se busca generar electricidad a través de otros medios como las energías renovables.

En Ecuador, los clientes finales utilizan energía eléctrica a través de la generación

hidroeléctrica, siendo uno de los mayores recursos renovables en el país. Este tipo de energía abarca aproximadamente el 58,56 % en comparación al resto de energías renovables (biomasa, eólica, fotovoltaica, biogas) y no renovables (motores de combustión interna MCI, turbogas y turbovapor) para el año 2022 [2].

A medida que crece la población, existe mayor demanda eléctrica por lo que este recurso en un futuro tendrá inconvenientes para abastecer el consumo a los usuarios finales [3]. Sin embargo, en la actualidad presenta déficit de energía a falta de lluvias. Por lo que se requiere la incorporación de otras fuentes de energías renovables. Gracias a los recursos del planeta, Ecuador cuenta con abundantes energías provenientes del sol, viento, entre otros; los cuales son favorables para su explotación [4]. Dentro del marco energético, la GD se convierte es un factor clave en las redes eléctricas. Según la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables ARCERNR 006/23, la GD se refiere a centrales de generación de baja escala; las cuales se conectan a la red de la distribuidora y se implementan cerca del consumo [5]. Además, se conoce que la E.E. Regional Centro Sur C.A, ha realizado trabajos GD, con la inserción de fuentes fotovoltaicas y eólicas. Estas energías de tipo renovable ofrecen beneficios como la disminución del CO_2 y a la sostenibilidad [6].

Debido a que la naturaleza es impredecible, tanto la energía fotovoltaica como eólica provocan inestabilidades cuando se integran a la red eléctrica [7], [8]. Además, pueden causar distorsiones armónicas que afectan notablemente a la precisión de los medidores de energía [9]. No obstante, a nivel técnico presentan una serie de desafíos como aumentos de voltaje, intermitencias y vibraciones [10]. Por tanto, es crucial entender el comportamiento de los dos sistemas antes mencionados, lo que hace necesario un análisis dinámico que evalúe la estabilidad, la respuesta transitoria y el rendimiento a largo plazo de estas instalaciones.

El Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) del país debe garantizar una buena estabilidad de la red eléctrica. Esto incluye generación, líneas de transmisión, protecciones y mecanismos de control de tensión [11]. El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) cuenta con varias líneas que operan a 138, 230 y 500 kV. Además, los sistemas de distribución comercializan el servicio de energía eléctrica por medio de empresas distribuidoras, cuya infraestructura contempla líneas de subtransmisión a 46, 69 y 138 kV, subestaciones, líneas de medio voltaje (MV), redes de bajo voltaje (BT), transformadores, alumbrado público y medidores de energía [2].

La E.E. Centro Sur posee una red de subtransmisión de 69 kV y al implementarse una GD involucra procesos complejos que requiere evaluaciones técnicas específicas. La

red de subtransmisión se puede considerar como un intermediario entre la transmisión y distribución y la transmisión, facilitando la interconexión de estas energías locales de generación con el S.N.I.

Para abordar el tema de impacto dinámico en la GD, se analiza la capacidad de la red para aceptar la generación aditiva, abordando factores como la calidad de energía, estabilidad de voltaje y las protecciones del sistema [12]. Además, tener un enfoque integral y análisis dinámico son cruciales para asegurar que esta implementación contribuya a la sostenibilidad y resiliencia del futuro energético en el Ecuador.

1.3. Justificación

La presente investigación busca contribuir al análisis del impacto dinámico en el sistema eléctrico de la E.E. Centro Sur, al insertar GD (solar y fotovoltaica) en base a las regulaciones vigentes del país, las cuales imponen ciertas características técnicas para la calidad y operación de la red. Si bien la GD brinda mejoras en la resiliencia, sostenibilidad y eficiencia del sistema, también introduce varios obstáculos que deben ser minorados o eliminados para evitar impactos negativos en la red de Subtransmisión.

Este estudio es vital para la E.E. Centro Sur, debido a que proporcionará un análisis específico del modelo GD sobre su red. Por ende, se mitigarán posibles problemas operativos conforme a las exigencias regulatorias. Además, estos hallazgos ofrecerán una base sólida ante la integración de energías renovables en la red de subtransmisión y formar con ello un sistema más robusto y alineado con los objetivos de sostenibilidad del país.

1.4. Grupo objetivo

El beneficiario va directo a la E.E. Regional Centro Sur C.A, que se verá favorecida por la optimización y mejora en la incorporación de la GD en los sistemas de subtransmisión. Estos resultados contribuirán a mejorar la estabilidad y eficiencia del servicio eléctrico. Además, se espera que el proyecto proporcione una base sólida para futuras expansiones de la GD dentro del área de concesión de la empresa.

1.5. Objetivos

1.5.1. General

Análizar el impacto dinámico de los sistemas de generación distribuida en los sistemas de subtransmisión a 69 kV de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., abarcando aspectos técnicos y operativos para determinar su influencia en la estabilidad de la red eléctrica.

1.5.2. Específicos

- Analizar la red de subtransmisión incluyendo los parámetros técnicos de estado estable y régimen dinámico del sistema.
- Proponer una metodología para la incorporación y el análisis en los sistemas eólicos y fotovoltaicos del sistema de subtransmisión a 69 kV, teniendo en cuenta los parámetros de estabilidad de frecuencia, voltaje y ángulo.
- Validar los resultados de la red eléctrica mediante simulaciones que consideren los efectos dinámicos, con el fin de optimizar la integración de la generación distribuida, y compararlos con la normativa vigente para asegurar su conformidad.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Generación distribuida GD

La generación distribuida (GD) es un sistema a pequeña escala capaz de generar energía eléctrica próxima a los clientes finales. Además, ofrece 4 aspectos cruciales como la confiabilidad del servicio, menor costo, mayor independencia y eficiencia energética. La GD puede incluir recursos renovables como los sistemas fotovoltaicos, eólicos, mareomotrices, undimotrices e hidroeléctricas. También se puede emplear en energías de tipo no renovables, microturbinas, turbinas de vapor o combustión y plantas de calor/energía (CHP). No obstante, los sistemas más empleados en el mundo son de tipo fotovoltaicos, eólicos y plantas CHP [13].

Los modos de operación en una GD pueden ser conectados o no a la red eléctrica. Cuando se trate de una conexión a la red, esta dependerá del voltaje y frecuencia del sistema. Mientras que para el modo aislado, la GD atiende directamente la demanda y controla a su vez los 2 parámetros eléctricos mencionados de la microrred servida. La inserción de GD presenta las siguientes obstáculos [13]:

- Generación: debido a la falta de inercia, ocurre afectaciones a la estabilidad del sistema.
- Distribución: como ahora posee un flujo bidireccional de energía eléctrica, deben cambiar las filosofías existentes.
- Presenta problemas en la calidad de energía eléctrica, principalmente en los perfiles de voltaje, armónicos y parpadeos.

En esta sección se va a describir la GD en base a los sistemas de generación fotovoltaica (SGF) y eólica previo a la integración hacia el sistema de subtransmisión a 69 kV. En la Figura 2.1 se observa un ejemplo de ello.

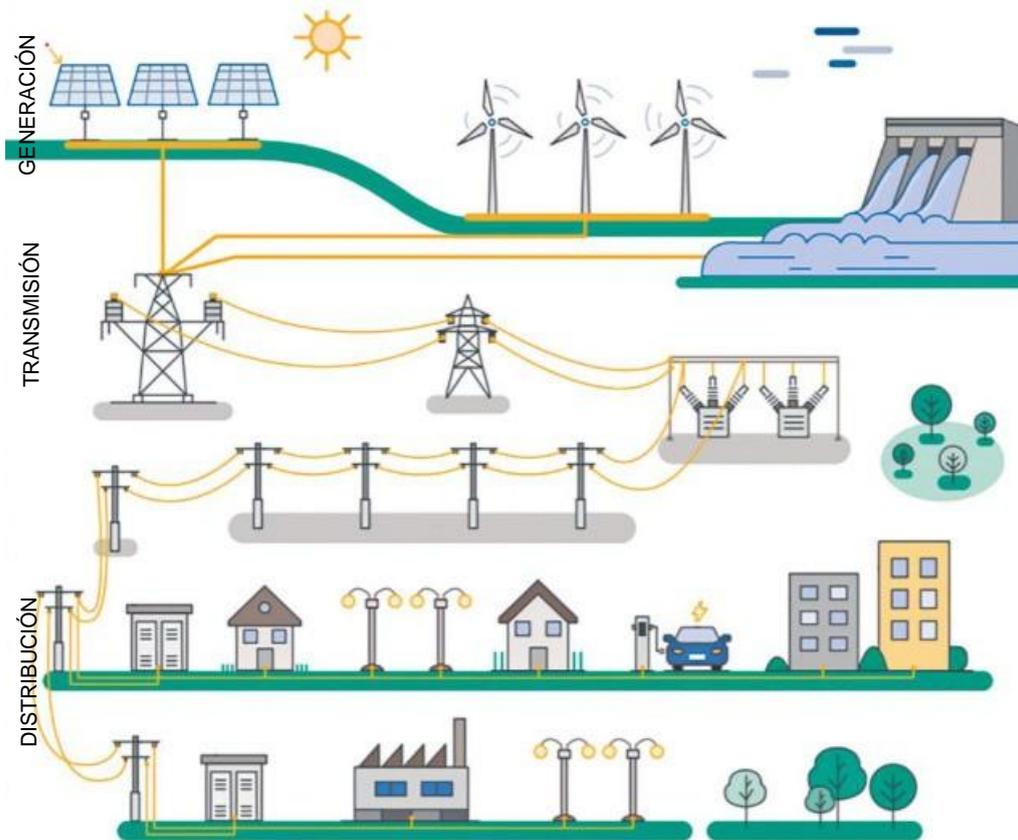


FIGURA 2.1: GD con energía renovable [14]

2.2. Sistemas de generación fotovoltaica

Estos sistemas utilizan la energía proveniente de la radiación solar (R_s) y la convierten a corriente eléctrica. La R_G incide sobre la tierra y a pesar de ser carentes de masa, viene en forma de fotones, los cuales son partículas que forman la energía. Cuando el fotón llega al elemento semiconductor (formado por dos mallas metálicas o electrodos) y excita a los electrones, generando cargas eléctricas internas, con el objeto de crear una corriente eléctrica para alimentar alguna carga [15]. Los SGF poseen varias configuraciones, ya sea que estén aisladas o conectadas a la red; cada uno se puede aplicar en zonas residenciales, agrícolas, huertos y otros indicados en la Figura 2.2 [14].

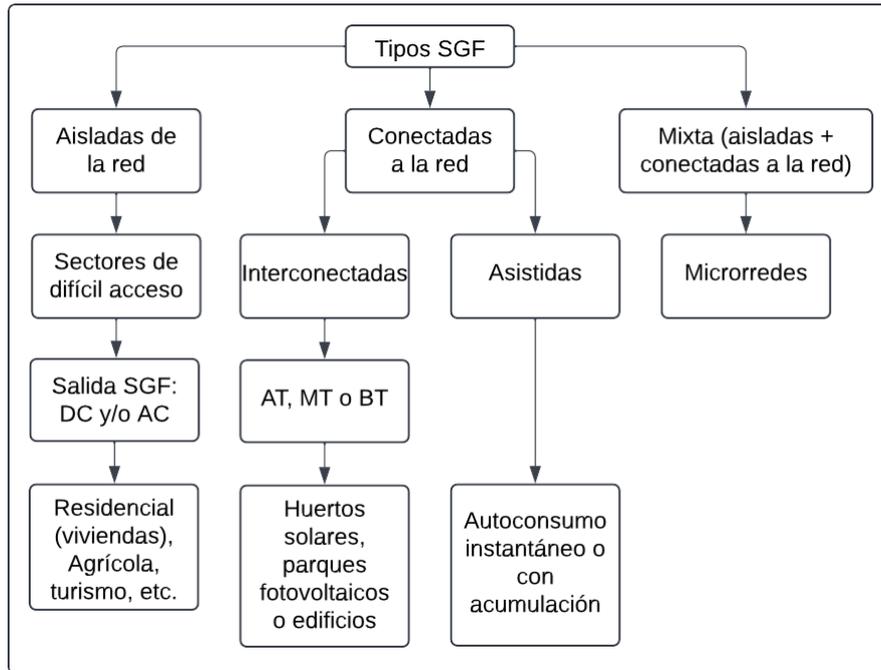


FIGURA 2.2: Tipos y usos de los SGF [15]

2.2.1. Parámetros fundamentales

En un SGF se requiere conocer ciertos parámetros característicos de voltajes (tensiones), corrientes y potencias [14]:

- Cuando el SGF está sin carga, se mide en los extremos del panel solar un voltaje, ese es la tensión en circuito abierto, denominado como V_{oc} .
- La corriente máxima que circula a través de la celda fotovoltaica cuando están sus terminales en cortocircuito se denomina I_{sc} . Por tanto, el voltaje y potencia son nulos bajo este comportamiento.
- La corriente de carga I_L .
- En el punto máximo de potencia (MPP) se tiene una tensión V_{mp} , la cual es inferior a V_{oc} . Así mismo, la corriente en el MPP es inferior a la I_{sc} , tal como se indica en la Figura 2.3.
- Bajo condiciones estandarizadas, se tiene la potencia máxima o pico P_m . Esta es la que brinda el panel fotovoltaico y con ello se puede determinar la cantidad necesaria para satisfacer la demanda.

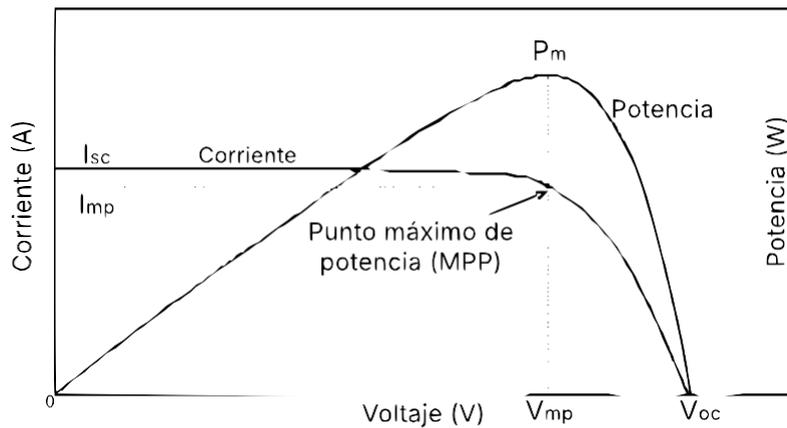


FIGURA 2.3: Punto de máxima potencia [16]

- El valor del MPP influye mucho dependiendo de su operación. Los valores a condiciones normales suelen ser: irradiancia y temperatura de 1000 W/m^2 y 25°C ; respectivamente. Pero si se incrementa la temperatura el MPP variará y disminuirá, tal como se ilustra en la Figura 2.4.

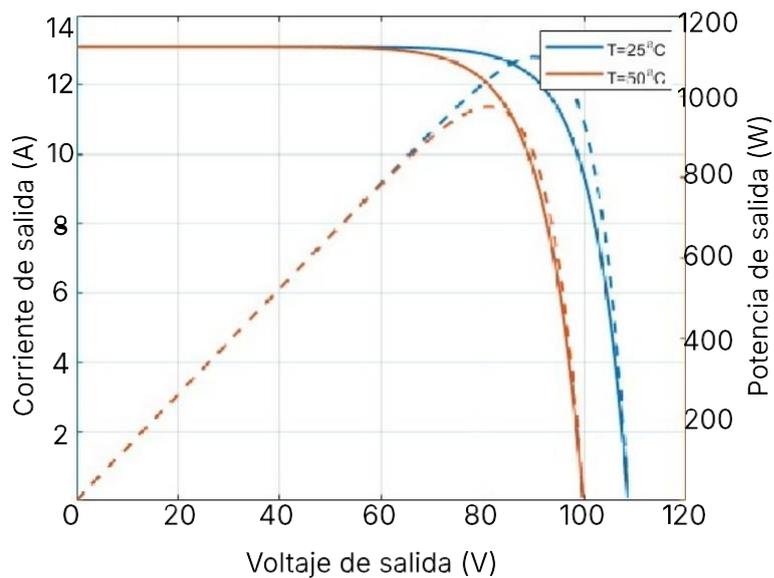


FIGURA 2.4: MPP a diferentes temperaturas [17]

2.2.2. Componentes SGF

En la Figura 2.5 se observa un SGF conectado a la red, este se compone de los siguientes elementos [14]:

- Presenta un generador compuesto de varios paneles fotovoltaicos conectados en serie y paralelo.

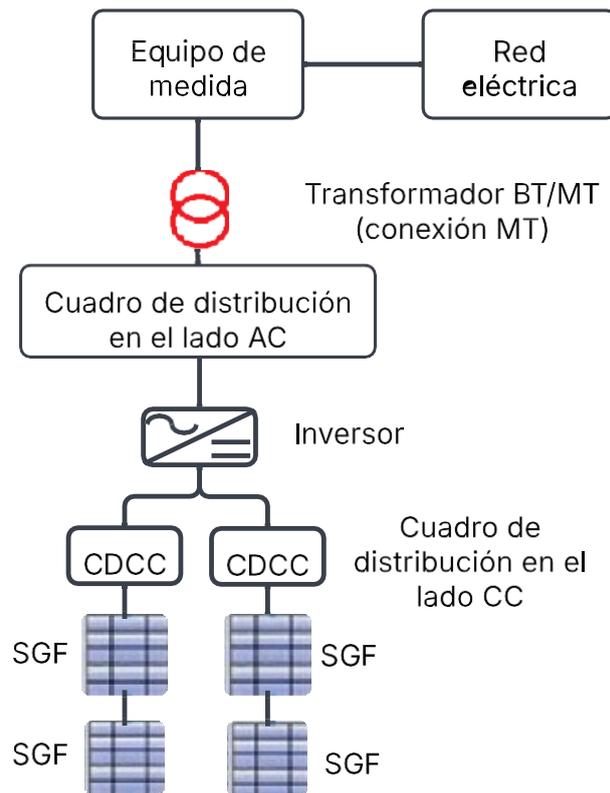


FIGURA 2.5: SGF conectado a la red [14]

- Un convertidor que convierte la corriente continua a alterna, también denominado inversor.
- 2 cuadros de distribución (maniobra y protección), uno en el lado de alterna y otro de continua.
- Un centro de transformación en media tensión (MT).
- Sistemas de puesta a tierra (SPT).
- Conexionado entre los elementos del SGF y la red.
- Otros servicios como alumbrado, alarmas, telecomunicaciones, etc.

2.2.3. Protecciones SGF

En la Figura 2.6 se observa varias protecciones al sistema. Entre ellas, se destacan las siguientes [14], [16]:

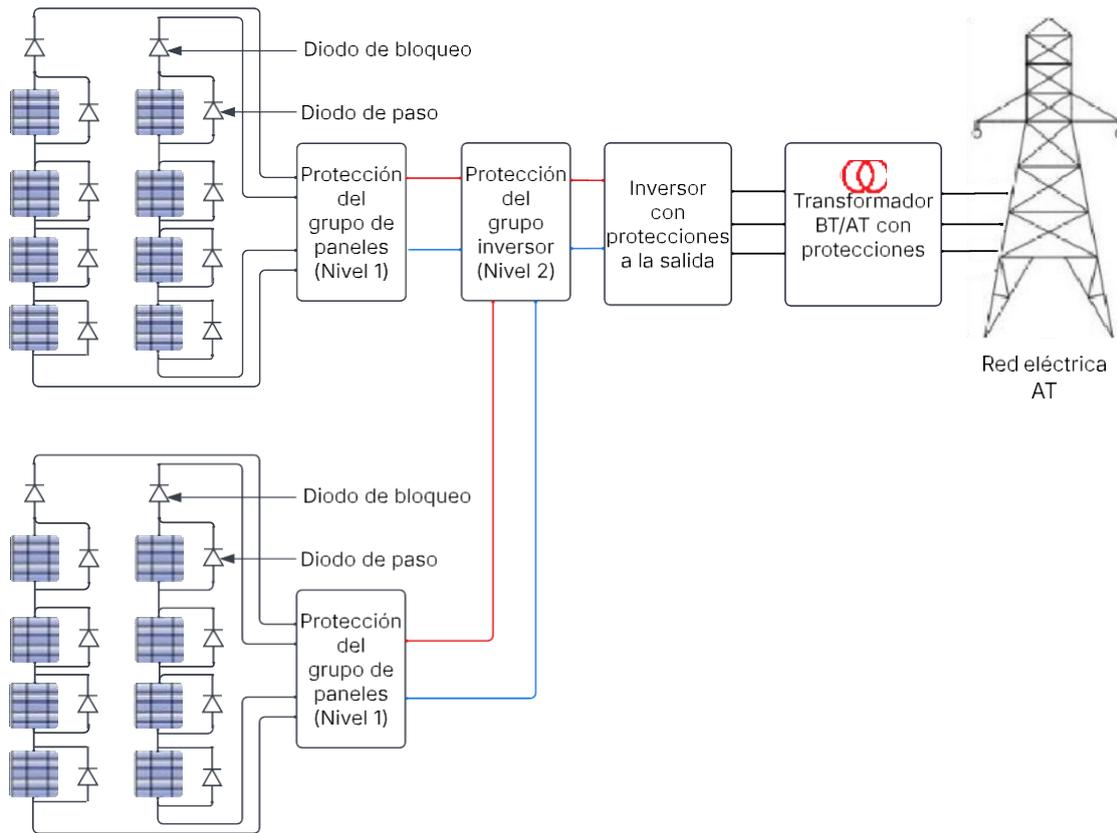


FIGURA 2.6: Protecciones SGF [14]

- Diodos de bloqueo y de paso que se instalan en la salida y caja de conexiones; respectivamente, del panel fotovoltaico. Los diodos de bloqueo se colocan para evitar el retorno de corriente y los de paso se usan para minimizar el sombreado.
- Se emplean interruptores automáticos o fusibles para proteger el cableado entre el panel e inversor. Estas protecciones son considerados de nivel I.
- El inversor debe ser protegido contra picos de tensión, corrientes excesivas. Entre los posibles dispositivos, se colocan interruptores de desconexión en el lado de continua (nivel II) para situaciones de emergencia o paradas de mantenimiento. También puede tener protecciones contra la inversión de polaridad, detección de fugas de corriente y térmica para evitar daños por el sobrecalentamiento.

2.3. Sistemas de generación eólica

Otro recurso para emplear energía eléctrica, es aprovechar el recurso proveniente del viento. La conversión se lleva a cabo mediante un aerogenerador que capta la

energía cinética del viento a través de un rotor aerodinámico; con ello se obtiene energía mecánica. Luego, se transmite a un generador para tener energía eléctrica, tal como se observa en la Figura 2.7. El aerogenerador nace a finales del siglo XIX, donde el primero aerogenerador fue en 1892. Esta máquina consta de un gran rotor cuadripala (radio = 12,5 m) que abarcan potencias de 5 y 25 kW. Décadas después salieron más aerogeneradores con una mayor potencia [18].

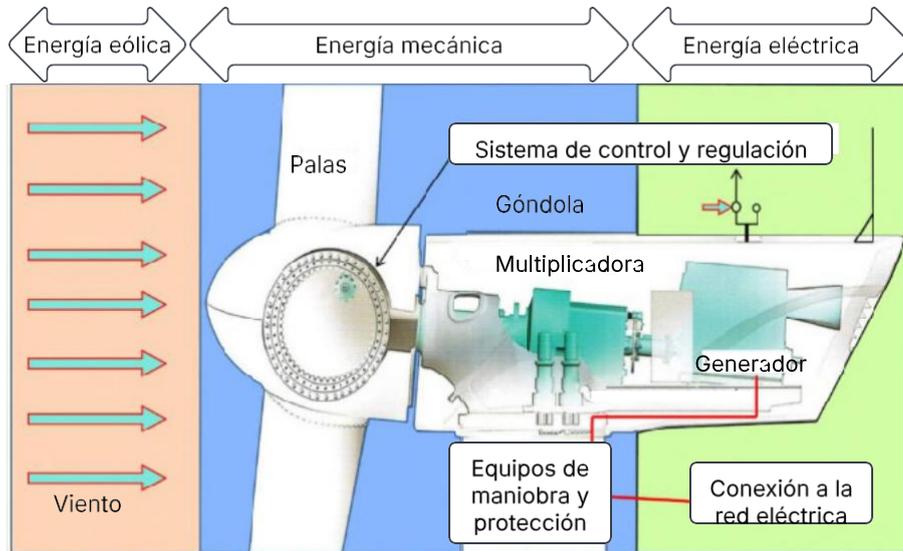


FIGURA 2.7: Conversión de energías en el sistema eólico [18]

Las turbinas eólicas actuales poseen una torre y una góndola giratoria. Por medio de las aspas regulan la presión y dirección del viento. Además, existen sistemas electrónicos capaces de realizar este proceso, salvo que detectan las condiciones climáticas en tiempo real y que actúan sobre el sistema hidráulico de la góndola y el buje acoplador de las palas [18].

2.3.1. Recurso eólico

El viento al ser un elemento esencial del aerogenerador necesita de ciertas características dependiendo del sitio de instalación. A fin de conocer el potencial de la energía del viento, es prudente conocer los datos reales de la velocidad, dirección y variabilidad del viento. Ante ello, se pueden realizar mediciones en campo y utilizar bases de datos de las estaciones meteorológicas con el objeto de obtener información relevante a corto y largo plazo. A continuación, se establecen 3 componentes que determinan la potencia en un sistema eólico [18]:

- La velocidad del viento V_v es variable ya que a mayor altura, mayor rapidez.

Además, la potencia cambia en función del cubo de la velocidad del viento. Cabe mencionar que el aerogenerador pequeño y grande necesita una velocidad mínima de 3,5 y 6 m/s para poder operar.

- Existen modelos con los cuales se puede mostrar si un recurso eólico es utilizable o no con la adaptación de turbulencias.
- La densidad del aire ρ depende de la temperatura. Si es bajo, su densidad es alta, por lo que hay mayor movimiento de las partículas en un volumen de aire definido.
- Por tanto, la potencia P_v es directamente proporcional a la densidad del aire, velocidad del viento y otros parámetros como la superficie barrida y coeficiente de potencia C_p [19].

2.3.2. Clasificación de aerogeneradores

Los aerogeneradores se pueden clasificar de diversas maneras, descritas a continuación [18]:

- Potencia eléctrica:
 - De baja escala, menores a 30 kW.
 - Tamaño medio, cuyos rangos de potencia oscilan entre 30 a 600 kW. Engloba la mayoría de instalaciones conectadas a la red.
 - Potencias superiores a 1 MW, donde esos aerogeneradores van aplicados hacia una gran producción de electricidad.
- Ejes del aerogenerador:
 - Si es vertical, eso quiere decir que el eje de rotación está con posición perpendicular al suelo. Se denominan VAWT (*vertical axis wind turbine*) y suelen ser máquinas pequeñas. Este tipo presenta dos ventajas, una que no necesita de un sistema de orientación y que no debe soportar el peso del generador y de la caja multiplicadora.
 - Es de tipo horizontal cuando el eje de rotación se encuentra en posición paralela al suelo, estos se denominan HAWT (*horizontal axis wind turbines*). Además, son los más aplicados y debido al peso de sus elementos se hace necesario el uso de un sistema de orientación.

- Posición con respecto al viento:
 - Barlovento: son aerogeneradores HAWT cuyo rotor está en una posición de cara al viento; mientras que la turbina y góndola están detrás de las palas.
 - Sotavento: similares al caso anterior, pero los elementos antes mencionados se encuentran en posición inversa al Barlovento. Este tipo no requiere de un sistema de orientación, ya que el rotor y la góndola hace dicha función. Sin embargo, es afectado por las turbulencias que crea la torre.

- Por el número de palas:
 - Monopala, son económicas y ofrece velocidades de rotación altas. Sin embargo, existe ruido y necesita de un contrapeso para evitar simetrías de las cargas.
 - Bipala, cuyo costo es menor al tripala.
 - Tripala, es la más empleada en el mundo. Además, presenta pocas oscilaciones en cada vuelta, eso implica una reducción en las vibraciones y posee un mejor equilibrio de fuerzas. Las únicas desventajas son el peso y la instalación compleja.
 - Multipala, mayores a 3 palas, por ende el peso se incrementa. Presenta mejoras con respecto a los 3 anteriores con relación al ruido y posee un diseño sencillo.

2.3.3. Sistemas eólicos conectados a la red

Existen diversas configuraciones en los sistemas de generación eólica. No obstante, se va a tratar los que van conectados a la red. Pueden ser de dos tipos, pequeñas y a gran escala. Los sistemas pequeños habitualmente se colocan en zonas cercanas al centro de consumo. Si el aerogenerador produce energía en exceso, ese excedente debe ser enviado a la red eléctrica; caso contrario se toma de la red. Este tipo de conexión se denomina *net-metering* (que significa, red compartida). Además, son aplicados en entornos urbanos, la inclusión de un sistema de almacenamiento es opcional, pero se exige que tanto como con inversores y rectificadores cumplan con las normativas de las empresas distribuidoras de energía [18].

En la Figura 2.8 se observa un sistema a gran escala, el cual es un parque eólico formado por una serie de aerogeneradores que envían la electricidad mediante

una línea de transmisión eléctrica. Posee una tecnología similar a la baja escala, salvo la adición de decenas o cientos aerogeneradores en un sitio cuyas condiciones meteorológicas deben ser favorables. A medida que se mejore la estabilidad del voltaje y frecuencia de la red, se obtiene una buena calidad de energía.

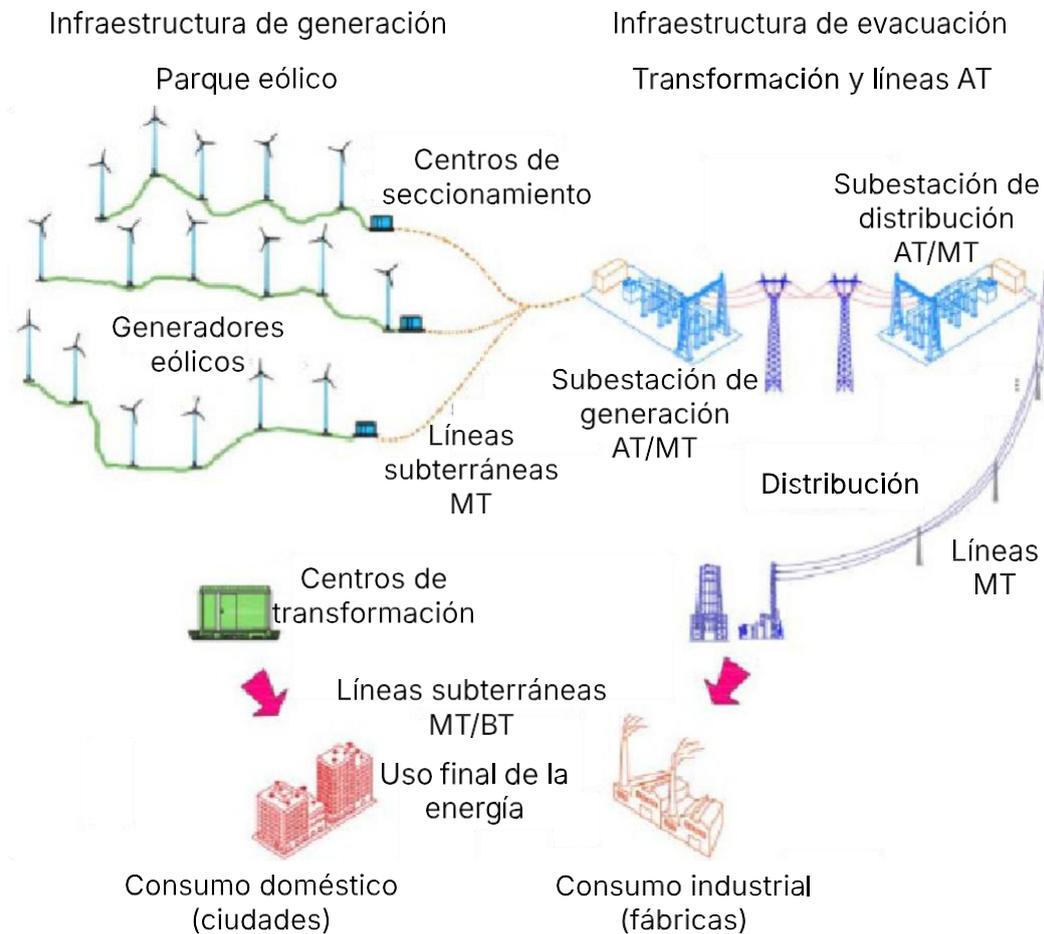


FIGURA 2.8: Sistema de generación eólica a gran escala [18]

La infraestructura de origen eléctrico se conforma de los componentes que van desde los aerogeneradores hasta la salida AT. Ante ello, se destaca los siguientes grupos [18]:

- La infraestructura en el grupo de generación incluye los circuitos hidráulicos, eléctricos, dispositivos de medición, control y seguridad, es decir, todos los elementos de la góndola.
- La infraestructura de potencia en MT que se forma por los centros de transformación (CT) de generación, transformadores de potencia, disyuntores, conexiones de fuerza y control, celda de salida MT.

- La infraestructura de evacuación de energía se forma por la subestación MT/AT y la línea AT que se conecta a otra subestación o distribución a la red eléctrica. Finalmente, se tiene una infraestructura de todos los sistemas de control para la red.

2.4. Análisis dinámico en el SEP

El análisis dinámico comprende el estudio de cómo el sistema responde ante cambios transitorios o perturbaciones, tales como fallas eléctricas, conexión/desconexión de generadores, variaciones de carga, entre otros; en un periodo de tiempo. Se analizan aspectos relacionados a la estabilidad, comportamiento dinámico de máquinas síncronas, acción de los sistemas de control y la presencia de oscilaciones que afecten la operación continua. Entre estos aspectos, los más importantes son la estabilidad en el SEP ya que determina si el sistema puede seguir operando tras una perturbación y el análisis de eventos ya que permite evaluar factores críticos como la desconexión, cortocircuitos, entre otros [20], [21].

2.5. Contingencias

Existen múltiples eventos de fallas o contingencias asociados al análisis de estabilidad dinámica en SEP, entre ellos mencionan a continuación [20], [22]:

- Un cortocircuito es una falla eléctrica que ocurre cuando 2 o más conductores con diferente potencial eléctrico (fase-fase F-F o fase-neutro F-N) entran en contacto directo o a través de un material con muy baja impedancia, generando un camino no deseado para la corriente [23]. El análisis dinámico de un cortocircuito permite estudiar cómo reacciona el SEP ante una falla súbita que conecta de forma no intencionada conductores con diferentes voltajes. Este evento provoca cambios bruscos en el voltaje, corriente y la potencia, lo cual puede comprometer la estabilidad del sistema si no se despeja rápidamente. En el SEP, existen fallas monofásicas, bifásicas o trifásicas permanentes, es decir, que no desaparecen por sí mismas sobre cualquier elemento, sea el generador, barra, transformador, entre otros.
- Pérdida de cualquier elemento previo a la contingencia.

- Pérdida de la capacidad total de una unidad generadora.
- Cuando se produce la desconexión de 1 o más líneas de transmisión, ya sea por mantenimiento, contingencia o falla, cambia la topología del SEP y se redistribuyen los flujos de potencia. Este evento puede sobrecargar otras líneas, modificar los perfiles de voltaje y afectar la estabilidad transitoria y de voltaje del SEP. El análisis dinámico evalúa si los generadores y sistemas de control logran adaptarse a la nueva condición, manteniendo sincronismo y evitando colapsos por inestabilidad o sobrecargas prolongadas.
- Variaciones de una gran carga.
- Oscilaciones externas al SEP como una variabilidad de irradiancia solar, velocidad del viento, entre otras. La variabilidad de estos fenómenos sean provocados por factores nubosidad o cambios atmosféricos, generan fluctuaciones en la potencia inyectada del sistema de generación renovable. Estas pueden causar inestabilidad si no se compensan adecuadamente con otras fuentes. El análisis dinámico permite evaluar cómo estas fluctuaciones afectan la frecuencia, el perfil de tensión y la calidad de la energía, así como la capacidad del sistema para mantener una operación estable ante condiciones solares variables.

2.6. Estabilidad en el SEP

Generalmente los sistemas eléctricos de potencia SEP están sujetos a perturbaciones. Estos son pequeños cuando existen cambios de carga y si son de disturbios graves suelen ser por ejemplo, cortocircuitos. Ante ello, el sistema debe ser capaz de ajustarse antes estas condiciones y operar adecuadamente. Por tanto, la estabilidad en un SEP tiene como función mantener el estado de equilibrio ante una perturbación dada y que sus parámetros eléctricos estén dentro de los límites permitidos. Existen diversos criterios para evaluar la estabilidad en un SEP, ya sea de tensión, ángulo y otros indicados en la Figura 2.9 [20].

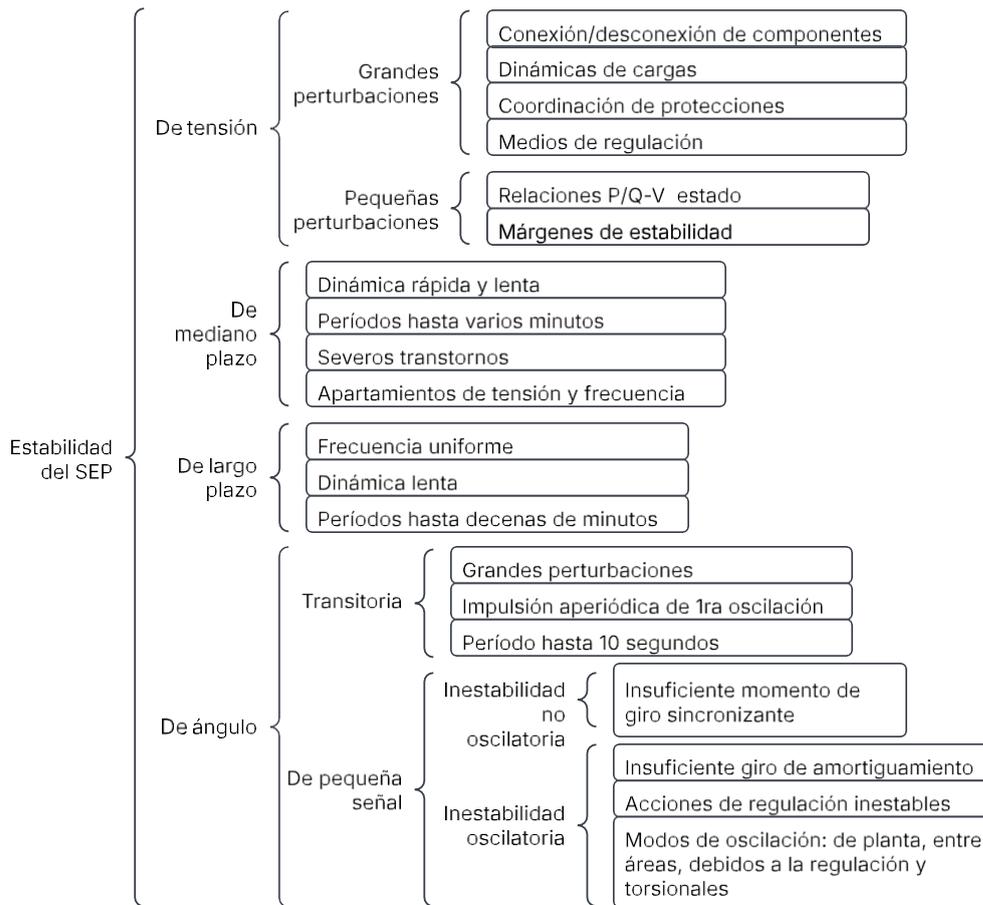


FIGURA 2.9: Estabilidad del SEP [20]

2.6.1. Estabilidad de tensión

Este tipo consiste en mantener los niveles de tensión estables luego de haber sido sometido a alguna perturbación. Por lo que se analiza el análisis principalmente en los nodos de carga del SEP [24]. Usualmente se ve afectada por dos aspectos, el incremento de la demanda y el suministro insuficiente de la energía reactiva [25].

Para determinar la estabilidad en el SEP se puede recurrir a los siguientes métodos [26]:

- Las curvas P-T (potencia-tensión) visualiza una idea de cómo se opera de manera estable cuando existe una máxima cargabilidad del sistema. En la Figura 2.10 se observan que para diversos factores de potencia F_p , ya sean en adelanto, atraso o unitario presentan diversas potencias activas máximas P_{max} ; este último refleja el punto del colapso de tensión.

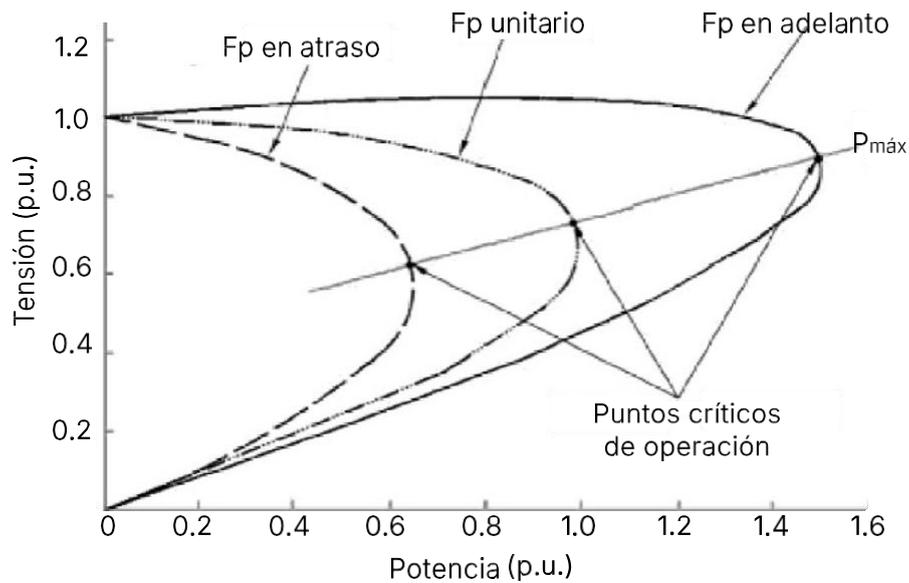


FIGURA 2.10: Curvas P-T [26]

- El método modal emplea valores de los vectores propios de la matriz jacobiana del sistema. Estos valores muestran una relación entre los cambios de la potencia activa y la tensión. Además, presentan varios significados de acuerdo a los puntos de operación. Por ejemplo, si tiene un valor positivo, indica que el sistema es estable. Si es cercano a cero, posee estabilidad crítica, y si es negativo, el sistema se vuelve inestable.

2.6.2. Estabilidad de ángulo

Este tipo de estabilidad en los SEP es fundamental para evitar las oscilaciones causadas por las variaciones de carga y equipos de alta capacidad [27].

Cuando se introduce la GD en los SEP, la calidad del sistema puede reducir o incrementar la energía primaria, la cual es empleada en las plantas distribuidoras. Por ejemplo, para la generación de energía, las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) utilizan máquinas síncronas acopladas a las redes de distribución. Estas operan a velocidad constante y frecuencia fija. En cambio, los aerogeneradores reciben energía intermitente y proveniente del viento, estos utilizan máquinas asíncronas y a través de elementos electrónicos de potencia como rectificadores e inversores deben ser capaces de mantener la frecuencia dentro del rango permitido y así conectarse a la red [26].

La estabilidad del sistema depende del momento de giro de la máquina sincrónica, este al ser insuficiente provoca la inestabilidad de impulsión aperiódica en el ángulo del rotor. También si se produce por un amortiguamiento, se dice que posee una inestabilidad oscilatoria. Por ello, se dice que es inestable cuando existen oscilaciones de amplitud creciente. Por último, la estabilidad de tipo transitoria es aquella donde el sistema es capaz de mantener el sincronismo ante una severa perturbación [20]

2.6.3. Estabilidad de mediano y largo plazo

Estos tipos de estabilidad se refieren a la dinámica del SEP ante severos trastornos de tensión, frecuencia y potencia respecto a los valores nominales. Cabe destacar que la diferencia entre estas dos, yace en el periodo, tal como se indicó en la Figura 2.9; además, de los fenómenos y representación que usa el sistema, particularmente los transitorios rápidos y oscilaciones entre máquinas [20].

2.7. Regulaciones y normativas para GD

2.7.1. IEEE std 1547

El estándar IEEE 1547 se encarga de establecer la regulación del SEP basados en la interconexión de los Recursos de Energía Distribuida (DER). Además, proporciona un marco técnico que abarca el impacto dinámico de los DER, permitiendo entender y evaluar cómo estos sistemas GD pueden integrarse en la red eléctrica sin comprometer su estabilidad y fiabilidad. También abordan límites permitidos y relacionados a la calidad de energía [28].

Este estándar menciona que los sistemas GD deben ser capaces de desconectarse de manera segura y rápida en respuesta a condiciones anormales tales como, caídas de tensión (voltaje) o fluctuaciones de frecuencia. En sistemas de potencia a gran escala (SPB) se tiene 3 categorías Cat I, II y III que representan las condiciones anormales del SEP, designadas en la Tabla 2.1; donde SED significa sistema eléctrico de distribución [28].

Condiciones	Cat I	Cat II	Cat III
Estabilidad SPB	X	X	X
Confiabilidad SPB	X	X	X
Confiabilidad SED		X	X
Evitar perturbaciones		X	
Calidad de energía SED			X
Penetración DER	baja	media	alta

TABLA

2.1: Categorías bajo condiciones anormales del SPB [28]

Según la respuesta del DER, se disparará ante voltajes anormales del rendimiento operativo, siendo el nominal para bajo y medio voltaje. Siempre y cuando se opere dentro del rango de voltaje permitido, es decir, que no sea menor a 0,5 o mayor a 1,2 veces el voltaje nominal por unidad, el DER debe diseñarse para que opere adecuadamente bajo una tolerancia de frecuencia permitida. A continuación, se describe posibles situaciones cuando el DER se desenergiza del SEP [28]:

- La P neta exportada (conexión punto de acoplamiento común PCC y SEP) es menor al 10 % de la P nominal (DER-SEP) previo a cualquier perturbación f, el SEP se desconecta.
- La demanda P de carga del SEP es mayor o igual al 90 % de P de salida del DER previo a la perturbación, el sistema se dispara.

2.7.2. IEEE 2800

El aumento en la penetración de los recursos basados en inversores (IBR) está cambiando significativamente el rendimiento del SEP. A medida que esta tecnología evoluciona, es necesario establecer estándares y especificaciones para garantizar su desempeño adecuado en la red. Actualmente, no existe un consenso único sobre los requisitos de desempeño para los IBR interconectados a sistemas de transmisión y subtransmisión. El uso inadecuado del estándar IEEE 1547 para SGF a gran escala, ha resaltado la necesidad de un marco regulatorio adecuado [29].

El IEEE 2800-2022 surge como una respuesta a esta necesidad, proporcionando requisitos de desempeño que pueden beneficiar a fabricantes, desarrolladores de proyectos y operadores de redes eléctricas al mejorar la calidad y estabilidad del SEP a largo plazo. Este estándar busca equilibrar las capacidades tecnológicas actuales y futuras para garantizar una integración eficiente de altos niveles de IBR en los sistemas eléctricos [29].

IEEE 2800 es un estándar enfocado en la interconexión de IBR, por lo que define los requerimientos técnicos mínimos en sistemas eléctricos de transmisión y subtransmisión ya sea a redes radiales y malladas. Estos recursos se incluyen en sistemas fotovoltaicos, eólicos y almacenamiento de energía. Por tanto, la capacidad para mantener niveles de voltaje adecuados y gestionar la potencia reactiva es crucial para la operación confiable del SEP [29].

En el presente estándar se definen requisitos de capacidad y desempeño. Los primeros se refieren a que la planta IBR debe tener diseños a fin de cumplir ciertas actividades como la inyección de potencia reactiva o responder a variaciones de frecuencia en caso de que lo desee el operador del sistema. En cambio, los requisitos de desempeño establece el comportamiento de la planta ante eventos del SEP, tales como caídas de voltaje, perturbaciones de frecuencia y fallas. Por medio de estos requisitos se asegura que las plantas IBR cumplan a nivel técnico y de operación con las exigencias dinámicas de la red. Sin embargo, la normativa no incluye ciertos aspectos, descritos a continuación [29]:

- No es apto para sistemas de distribución.
- Voltajes específicos.
- Tamaños mínimos de la planta IBR.
- Factores relacionados al mantenimiento, operación y planificación del sistema de transmisión.
- Equipos que no asocien inversores.
- Especificaciones de comunicación.
- Situaciones de eventos climáticos extremos como sismos, temperaturas, vientos, entre otros.
- Casos especiales como fallas monofásicas y reconexión.

Las plantas IBR deben ser capaz de inyectar/absorber una capacidad mínima de potencia reactiva Q_{min} en el régimen de operación continua (ICR). Además, el punto de referencia de aplicabilidad (RPA) es el punto de medición (POM). Por tanto, Q_m debe cumplir los siguientes requisitos [29]:

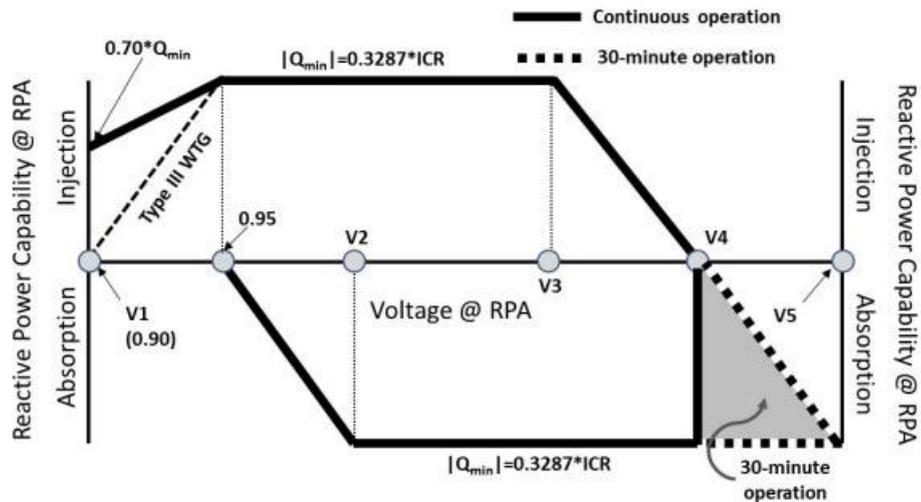


FIGURA 2.13: Capacidad mínima de potencia reactiva Q vs V [29]

El voltaje en una red eléctrica debe mantenerse dentro de ciertos límites operativos para evitar problemas en la transmisión de energía. Los IBR deben ser capaces de inyectar o absorber potencia reactiva para estabilizar el voltaje en el sistema. Sin esta capacidad, la variabilidad de la generación renovable podría provocar fluctuaciones de voltaje que pueden afectar la calidad del suministro eléctrico y comprometer la estabilidad de la red. Una mala regulación del voltaje puede generar problemas como [29]:

- Sobretensiones que pueden dañar equipos eléctricos y aumentar las pérdidas en la red.
- Subtensiones que pueden afectar la eficiencia de los dispositivos eléctricos y reducir la estabilidad del sistema.
- Oscilaciones de voltaje que pueden causar desconexiones involuntarias de generadores y fallos en la transmisión.

Al establecer requisitos mínimos de capacidad de potencia reactiva y modos de control de voltaje, se asegura que los IBR puedan responder adecuadamente a estas situaciones, evitando problemas operativos [29].

Las plantas de IBR que se interconectan con sistemas de transmisión deben estar preparadas para operar bajo condiciones anormales. Estas pueden incluir variaciones extremas en el voltaje y la frecuencia, desconexiones repentinas y procesos de recuperación del servicio. El cumplimiento de estos garantiza la estabilidad de la red y minimiza el impacto de las fallas en el SEP. Uno de los principales obstáculos

en la operación de sistemas de transmisión es la fluctuación del voltaje, que puede originarse a fallas en la red, desconexiones de carga o incluso a eventos climáticos extremos. Por tanto, la planta IBR debe acogerse a los siguientes criterios [29]:

- Permanecer conectadas durante eventos transitorios de caída o aumento de voltaje, siguiendo los valores establecidos por las Tablas 2.2 y 2.3.
- Apoyar dinámicamente el sistema mediante la inyección o absorción de potencia reactiva para estabilizar el voltaje.
- La estabilidad de voltaje depende del valor nominal, si este es igual a 500 kV, el rango de operación continua debe estar entre 0,9 a 1.10 pu. Sin embargo, si es menor al valor mencionado, el rango oscila de 0,9 a 1,05 p.u. Por tanto, se debe respetar los límites operativos, desconectándose solo en casos en los que el voltaje exceda los valores críticos, tal como se muestran en las Tablas 2.2 y 2.3.

En la Tabla 2.2 se establecen los pasos de voltaje de plantas DER con equipos auxiliares que causan limitaciones de paso t_m . Estos elementos auxiliares pueden ser banco de capacitores, transformadores de acoplamiento entre inversor y la red, filtros de armónicos y sistemas de protección y control para la planta IBR.

Voltaje (p.u.)	Operación	t_m (s)
$V > 1,20$	OC o CE	N/A
$1,10 \leq V \leq 1,20$	OO	1,0
$1,05 < V \leq 1,10$	OC	1800
$0,90 \leq V \leq 1,05$	OC	infinito
$0,70 \leq V < 0,90$	OO	3,0
$0,50 \leq V < 0,70$	OO	2,50
$0,25 \leq V < 0,50$	OO	1,20
$0,10 \leq V < 0,25$	OO	0,16
$V < 0,10$	OP	0,16

TABLA 2.2: Paso de voltaje con sistema eólico [29]

Donde:

- Cese a la energización (CE) y momentáneo (CM).
- Operación permisiva (OP), el cual puede o no seguir funcionando el DER. Esta condición se produce en condiciones anormales, pero no críticas.
- Operación continua (OC) del DER, bajo condiciones normales, es decir, seguras y estables.

- Operación obligatoria (OO) del DER sin desenergización. La red está en condiciones críticas pero manejables a fin mantener la estabilidad.

En la Tabla 2.3 se establecen los pasos de voltaje de plantas DER sin el uso de equipos auxiliares que causan limitaciones de paso t_m .

Voltaje (p.u.)	Operación	t_m (s)
$V > 1,20$	OC o CE	N/A
$1,10 \leq V \leq 1,20$	OO	1,0
$1,05 < V \leq 1,10$	OC	1800
$0,90 \leq V \leq 1,05$	OC	infinito
$0,70 \leq V < 0,90$	OO	6,0
$0,50 \leq V < 0,70$	OO	2,50
$0,25 \leq V < 0,50$	OO	1,20
$0,10 \leq V < 0,25$	OO	0,32
$V < 0,10$	OP	0,32

TABLA 2.3: Paso de voltaje con SGF [29]

Otro factor relevante a evaluar es la estabilidad de la red, es decir, la frecuencia del sistema. Esta puede desviarse debido a desequilibrios entre la generación y la demanda de energía. Las plantas IBR deben ser capaces de operar dentro de un rango de frecuencias permitido, permaneciendo activas a menos que se superen los umbrales establecidos. A través de la Tabla 2.4 se detallan los modos de funcionamiento y tiempos mínimos en función de la frecuencia nominal f_n [29].

Rango f (p.u.)	Operación	t_m
$1,02 < f_n \leq 1,03$	OO	299
$0,98 \leq f_n \leq 1,02$	OC	infinito
$0,95 < f_n \leq 0,98$	OO	299

TABLA 2.4: Paso de frecuencia [29]

Por ejemplo, si se emplea en una red a 60 Hz, se tiene los siguientes pasos de frecuencia:

- OO entre $61,2\text{Hz} < f_n = 60\text{Hz} \leq 61,8\text{Hz}$ y $57\text{Hz} < f_n = 60\text{Hz} \leq 58,8\text{Hz}$
- OC entre $58,8\text{Hz} < f_n = 60\text{Hz} \leq 61,2\text{Hz}$

2.7.3. ARCONEL-001/24

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL define la regulación 001/24, denominada Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, la cual tiene como propósito establecer requisitos para las centrales de generación o autogeneradoras habilitadas (EGAH). Cada EGAH va acorde a su categoría en función de la potencia nominal, tal como se indica en la Figura 2.14 [30].

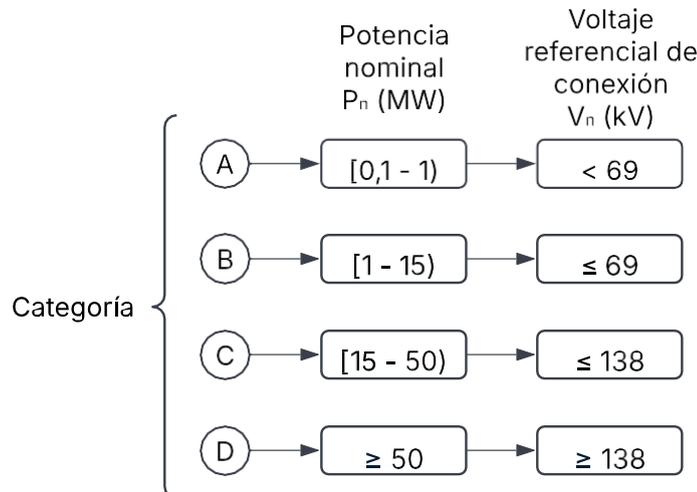


FIGURA 2.14: Categorías EGAH [14]

Además de las solicitudes, certificaciones y otros parámetros de conexión, se tienen en cuenta los siguientes requisitos para la categoría B [30]:

- Estabilidad de frecuencia:
 - Para centrales cuya potencia es mayor o igual a 5 MW deben:
 - Activar las reservas de regulación P-f (potencia-frecuencia).
 - Activar con el menor retraso posible, la respuesta P-f.
 - Alcanzar el nivel mínimo de regulación.
 - Para centrales cuya potencia es menor a 5 MW deben:
 - Mantener un valor de consigna constante.
 - Si la frecuencia es menor a 59,5 Hz, P es admisible cuando sea proporcional a la caída de la frecuencia, con una tasa de reducción del 10 % de la nominal a 60 Hz.
 - Contar con un puerto lógico de entrada, a fin de recibir la instrucción de disminuir P en 5 segundos.

- Estabilidad de tensión, indicado en la Figura 2.15; que marca el rango de voltaje y tiempo mínimo de operación.

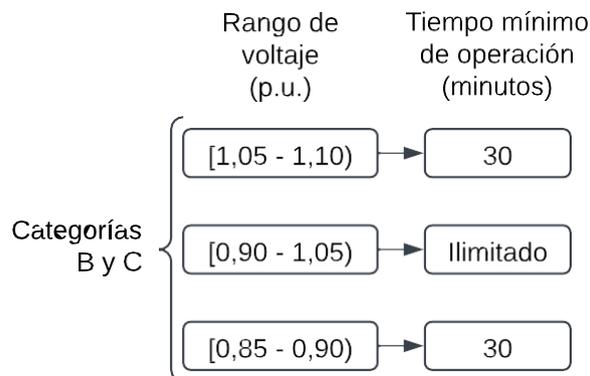


FIGURA 2.15: Estabilidad de voltaje - Categorías B y C[30]

2.7.4. ARCONEL-006/24

La ARCONEL-006/24 define un marco normativo para la participación de GD en empresas cuya potencia nominal esté entre 0,1 a 10 MW y se conecte en sincronía a la red de transporte eléctrico bajo la regulación ARCERNR-001/24. En cuanto se refiere a los costos de la energía por la central de GD, estas varían dependiendo del tipo de generación renovable, tal como se visualiza en la Tabla 2.5 [31].

Tecnologías	USD/kWh	Tecnologías	USD/kWh
Biomasa	11,864	Fotovoltaica	8,144
Eólica	8,488	Biogás	12,360
Hidroeléctrica	7,589	Geotermia	11,140

TABLA 2.5: Costo nivelado de la energía para las centrales de GD [31]

2.8. Procesos de conexión GD

2.8.1. Alemania

Los operadores deben conectar con efecto inmediato la red a sistemas de energía renovable y de gas de mina en el punto adecuado, es decir, a una distancia corta en línea recta y al nivel de tensión requerido. La conexión es favorable cuando el sistema

está ubicado en una propiedad on-grid (conectado a la red) existente y cuenta con una capacidad máxima instalada de 30 kW . En caso de ser superior a este valor y menor o igual a 100 kW, la instalación debe situarse dentro del terreno y que la capacidad no exceda a la red existente [32].

Varios sistemas solares se consideran como uno solo, cuando estén situados en la misma propiedad y hayan entrado en operación en un periodo de 12 meses consecutivos. Caso contrario, no se consideran como un sistema cuando la potencia sea no mayor a los 2 kW, inversor de 800 VA y operen detrás del punto de retiro del consumidor final [32].

Se asigna como libre aceptación para una conexión a la red cuando existen varios dispositivos solares enchufables, situados detrás de la toma de corriente del consumidor final. Estos cuentan con una potencia instalada máxima de 2 kW y potencia del inversor máxima 800 VA [32].

La Asociación Alemana de Electrotecnia, Electrónica y Tecnologías de la Información (VDE) define algunos criterios técnicos que son ideales para la conexión de instalaciones a la red de alta tensión, como lo describe la regulación VDE-AR-N 4120. Esta norma contempla redes trifásicas a una tensión de 110 kV y 50 Hz; además, puede adaptarse a tensiones entre 60 a 150 kV [33].

2.8.2. Estados Unidos

La GD en Estados Unidos (EE.UU.) se encuentra regulado por la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), que a su vez se complementa con normativas estatales y el estándar IEEE 1547 [34], [35]. Este último establece ciertos criterios técnicos para la interconexión del DER en los SEP, los cuales brindan requerimientos de los perfiles de voltaje, frecuencia y ángulo de fase a fin de garantizar una operación eficiente [28].

Cada estado de EE.UU. presenta sus propias regulaciones, como es el caso del estado de California, el cual por medio de la regla eléctrica 21 define la interconexión de instalaciones de generación al SEP de una empresa de servicios públicos propiedad de inversores (IOU). Esta proporciona una guía de acceso a la red eléctrica, asegurando una confiabilidad en el SEP [36].

En base a la jurisdicción de la Comisión, existen varias IOU, tales como Pacific Gas and Electric Company PG y E, Southern California Edison (SCE), San Diego Gas (SDG) y Electric (E), entre otras [36]. Cada empresa establece su propia versión de la Regla 21; por ejemplo, SDG y E establece procedimientos para los sistemas de transmisión con conexión mayor e igual a 69 kV. Estos se dividen en 2 secciones, uno mayor a 20 MW (grandes proyectos) y el segundo menor e igual a 20 MW [37].

2.8.3. Colombia

En este país existen resoluciones dedicadas a regular las actividades de autogeneración a pequeña escala (AGPE) y GD en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 174 del 2021 define procesos y requerimientos técnicos para la conexión de GD con potencia máxima menor a 5 MW, Obviando los procesos administrativos, se debe contar con el sistema de información georreferenciado (SIG) para visualizar el estado de la red y requisitos técnicos del punto de conexión. Por medio de la Tabla 2.6 se detallan la documentación requerida para los procesos de conexión GD en el SIN [38].

Documentación obligatoria	$P = 100 \text{ kW}$	$P > 100 \text{ kW}$
Estudio de conexión	No	Sí
Formulario de conexión	Sí	Sí
Certificado de instalación	Sí	Sí
Cumplimiento normativo (documento)	Sí	Sí
Diagramas y protecciones	Sí	Sí

TABLA 2.6: Documentación para los procesos de conexión GD en SIN [38]

El Consejo Nacional de Operación (CNO) actualiza lineamientos de conexión en base al acuerdo 1549. Este implica que el operador de red (OR) realice inspecciones visuales o de verificación de ciertos parámetros en función de la potencia máxima, tal como se observa en la Tabla 2.7 [39].

Potencia (kW)	$P < 10$	$10 \leq P < 100$	$100 \leq P < 5$
Parámetros declarados	Sí	Sí	No
Configuración del inversor	Sí	Sí	No
Esquema de protecciones	Sí	No	No

TABLA 2.7: Inspecciones visuales del sistema GD [39]

Cuando el OR no realiza inspecciones visuales, se debe tener en cuenta que las pruebas de los parámetros declarados y protecciones sean establecidas por la resolución CREG 025 de 1995 [40]. Además, la CREG 0060 de 2019, define que las

plantas GD de tipo fotovoltaico y eólico conectados a los Sistemas de Transmisión Nacional (STN) y Regional (STR) operan con normalidad en el rango de frecuencias de 57,5 a 63 Hz. Por lo tanto, dentro de este rango se deben tener en cuenta ciertos ajustes (ver Tabla 2.8) en los tiempos de disparo de los relés de baja frecuencia [41].

Frecuencia (Hz)	$57,5 \leq f < 58,5$	$58,5 < f \leq 62$	$62 < f \leq 63$
tm (s)	15	No se ajustan disparos	15

TABLA 2.8: Temporización mínima (tm) de disparos [41]

Estas plantas GD deben tener un control de P/f que incluya una banda muerta (BM) y un estatismo entre 0 - 120 mHz (inicial ≤ 30 mHz) y 2 % - 6 %.; respectivamente. La CREG define 4 niveles de voltaje hacia el punto de conexión: $< 1\text{kV}$, 1-30 kV, 30-57,5 kV y de 57,5 a 220 o 500 kV. Los rangos normales de operación para los niveles de voltaje deben estar entre el 90 % al 110 % de la nominal. Sin embargo, si la tensión es 500 kV, este no deberá ser superior a los 105 % [41]. Finalmente, existen varias pruebas que se desarrollan en las plantas GF, indicadas a continuación [40]:

- Se realizan simulaciones de operación de las curvas Q-V y P-Q.
- Las rampas operativas de arranque y parada de las plantas GD deben ser ajustables, con un valor inicial del 14 % de Pn en MW/min.
- Debe ser capaz de controlar el voltaje de manera continua dentro del rango de operación normal, por medio de la entrega/absorción de Q con su curva de carga, bajo ciertos requerimientos descritos a continuación: el regulador de voltaje debe poseer 3 modos de control, voltaje, Q y fp; además, tener un estatismo configurable. El control Q/V debe ser estable ante cualquier cambio tipo escalón de los modos antes mencionados. El control debe poseer tiempos de respuesta inicial y de establecimiento inferior a 2 y 10 s; respectivamente. Al menos debe recibir el control, una señal de consigna de Q, V o fp de manera local o remota.
- Si se producen fallas simétricas/asimétricas, es necesario operar dentro del límite definido por las curvas de operación ante depresiones de tensión LVRT y sobretensiones HVRT para las plantas GD, en redes menores a 500 kV. Las depreciaciones de voltaje son superadas si el voltaje línea-línea es superior a 0,85 p.u. Por consiguiente, se debe recuperar el 90 % de P en un tiempo menor a 1 s.

- El desempeño de respuesta rápida en frecuencia (RRF) debe poseer la planta eólica cuando está conectada al STN y STR, por medio de una modulación transitoria de la potencia de salida, bajo ciertos requerimientos:
 - Se activa en $f \leq 59,85$ Hz, contribuyendo en una proporción de 12 % P_n por cada Hz a la potencia. El aporte se retira de manera automática, si f no ha regresado al rango definido por la banda muerta del control f/P .
 - El aporte P se limita al 10 % de P_n del generador.
 - Si hay desviaciones entre $0,15 < f \leq 0,83$ Hz con respecto a f_n , el generador alcanza un aporte en un tiempo $t \leq 2$ s, a partir del umbral de activación. Además, debe mantenerse durante 4 segundos con una P_{max} .
 - La función RRF debe operar al 25 % de P_n como mínimo.
 - Los parámetros de funcionalidad suelen ser tiempos de sostenimiento y subida, umbral de activación y velocidad de subida.

CAPÍTULO 3

CATEGORIZACIÓN - CRITERIOS ABET

El proyecto de investigación cumplirá los criterios *Accreditation Board for Engineering and Technology* ABET enfocados en la evaluación y acreditación de los estudios académicos a nivel de ingeniería.

3.1. Cumplimientos

- Costos: en la Sección 5.4 se realiza un análisis costo-beneficio ante la integración del sistema fotovoltaico y eólico de forma independiente.
- Funcionalidad: en la Sección 5 Resultados, se analizan las curvas características del voltaje, potencia y frecuencia de la red ante eventos de falla.
- Mantenibilidad: en la Sección 5 Resultados, se validan los modelos de la red a través de simulaciones simulaciones.
- Usabilidad: en la Sección 4.1 se describe el manejo de los modelos GD.
- Constructibilidad: en la Sección 4.2 se desarrolla la interfaz de los sistemas GD en la red.

3.2. Estándares relevantes

En base a las normativas y regulaciones descritas de las Secciones 2.6 y 2.7, se establece por medio de la Tabla 3.1 los límites tanto en voltaje como frecuencia de la red bajo el modo de operación continua. Para el caso de la IEEE 1547 se denota que trabaja en redes MV, lo cual impediría trabajar para redes de subtransmisión. Otro caso similar sucede pero con los rangos de frecuencia de la normativa VDE-AR-N 4120; estos operan a 50 Hz. Ante ello, se lleva a efecto el uso de las normativas IEEE 2800, ARCONEL 001/24 (solo voltaje) y CREG-0060/2019.

Normativas y regulaciones	Voltajes V Nom. kV	Frecuencias Hz			
		Min. p.u.	Máx. p.u.		
IEEE 1547	MV	0,88	1,10	58,8	61,2
IEEE 2800	≤ 500	0,90	1,05	58,8	61,2
ARCONEL001/24	≤ 69	0,90	1,05	No posee	
VDE-AR-N 4120	60-150	0,95	1,10	49,0	51,0
CREG-0060/2019	57,5-220	0,90	1,10	58,5	62,0

TABLA 3.1: Límites permitidos para la estabilidad de voltaje y frecuencia

3.3. Elementos del proceso

- **Identificación de oportunidades:** a través de la Sección 1.6.3, se plantea realizar un análisis dinámico del SEP de la E.E. Centro Sur, al incorporar energías de tipo SGF y eólico; cuya finalidad es reducir los problemas operativos de la red.
- **Solución:** se aplicará una metodología de tipo experimental, enfocándose en diversas condiciones de operación del sistema, incluidas las perturbaciones. Se establecerán diferentes escenarios de estabilidad a fin de evaluar la respuesta dinámica de la subestación.
- **Requerimientos:** uso del software DigSILENT POWER FACTORY para la simulación de la red de subtransmisión de 69 kV e integración de los sistemas fotovoltaico y eólico en la S/E 14.
- **Evaluación:** los resultados (estabilidad de voltaje y frecuencia) se analizarán en base a normativas de la Tabla 3.1. Esto identificará discrepancias que podrían afectar la integración segura y eficiente de las tecnologías renovables.

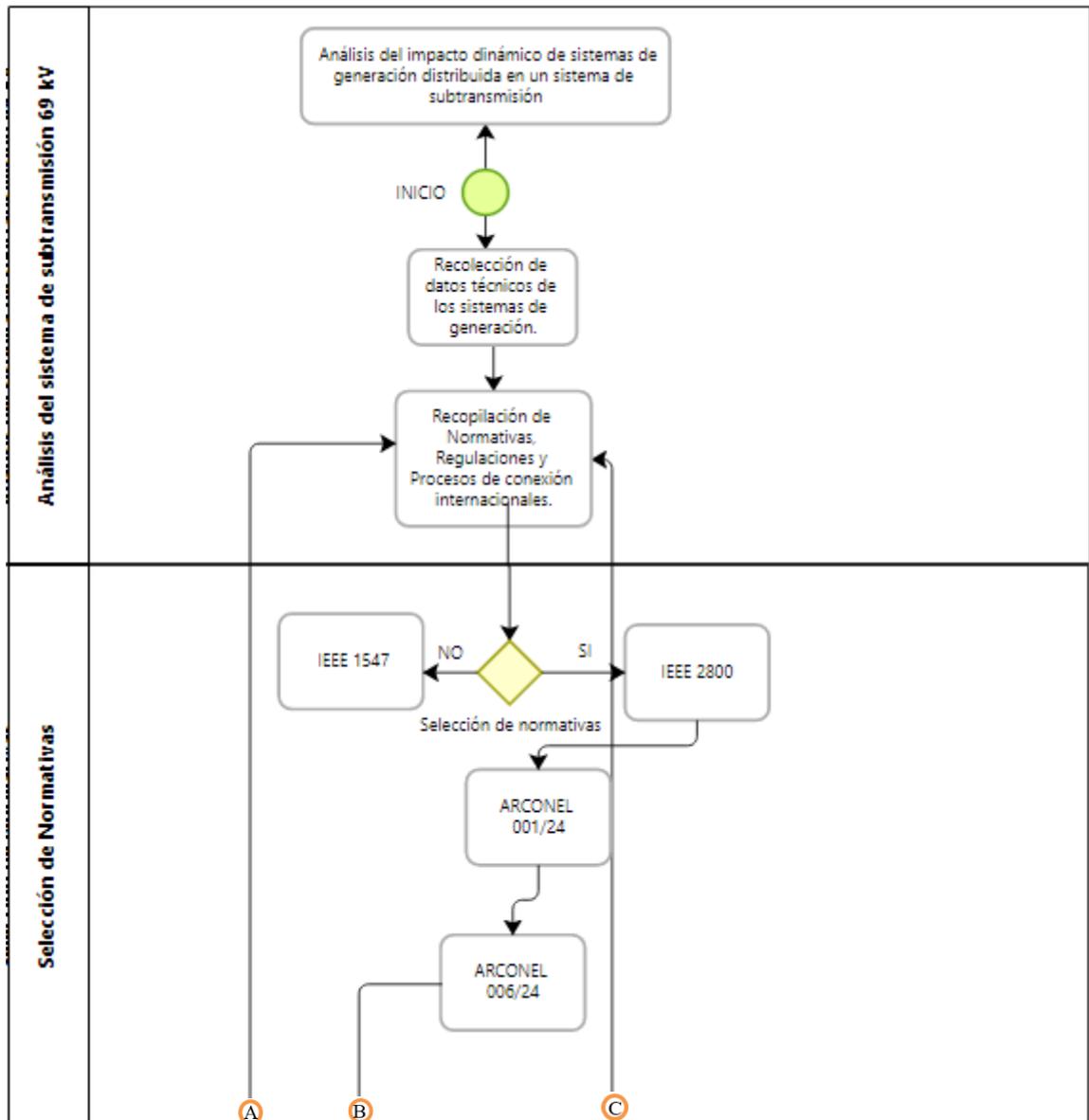
CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA

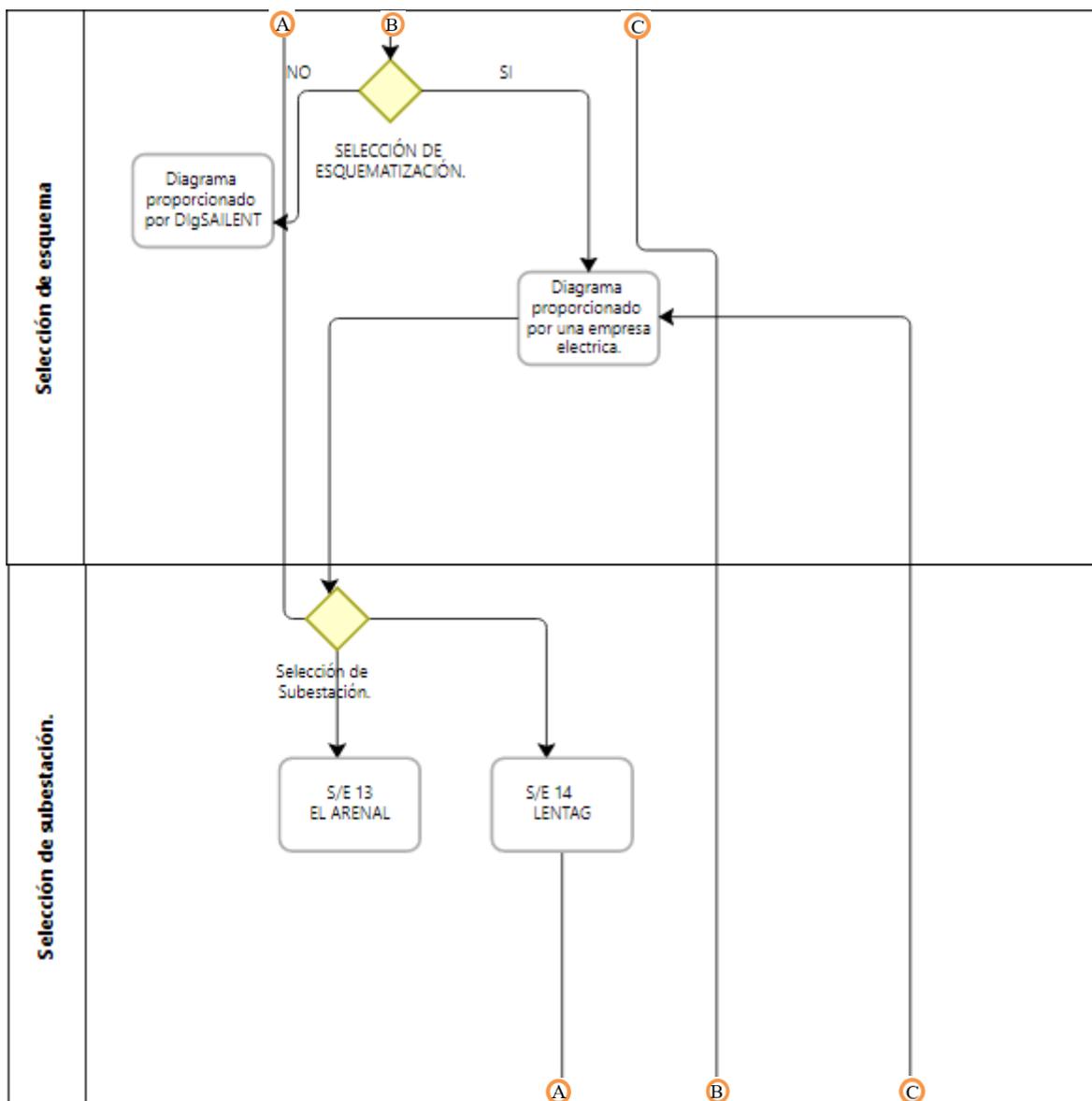
La metodología se sintetiza en los flujogramas del 1 al 4 de forma estructurada y secuencial el procedimiento desarrollado para el análisis del impacto dinámico de sistemas de generación distribuida, tanto de origen eólico como fotovoltaico, conectados a una red de subtransmisión de 69 kV.

Esta representación gráfica permite una visualización integral de las etapas que componen el estudio, comenzando con la recopilación y sistematización de los datos técnicos de los sistemas de generación y de la red eléctrica. Asimismo, se incorporan las disposiciones normativas aplicables, tanto a nivel nacional mediante las resoluciones ARCONEL 003/21 y 006/24 como internacional, considerando los estándares IEEE 1547 e IEEE 2800, los cuales establecen los criterios técnicos para la conexión, operación y respuesta dinámica de estos sistemas frente a disturbios. En etapas posteriores, se realiza la selección del esquema de red aprobado por la empresa distribuidora, así como la determinación de la barra de conexión más adecuada en subestaciones específicas del sistema de subtransmisión. Según el tipo de tecnología a integrar, se definen los escenarios de simulación, empleando herramientas de análisis dinámico como DIGSILENT PowerFactory y complementos de automatización a través de Python, cuando así se requiere.

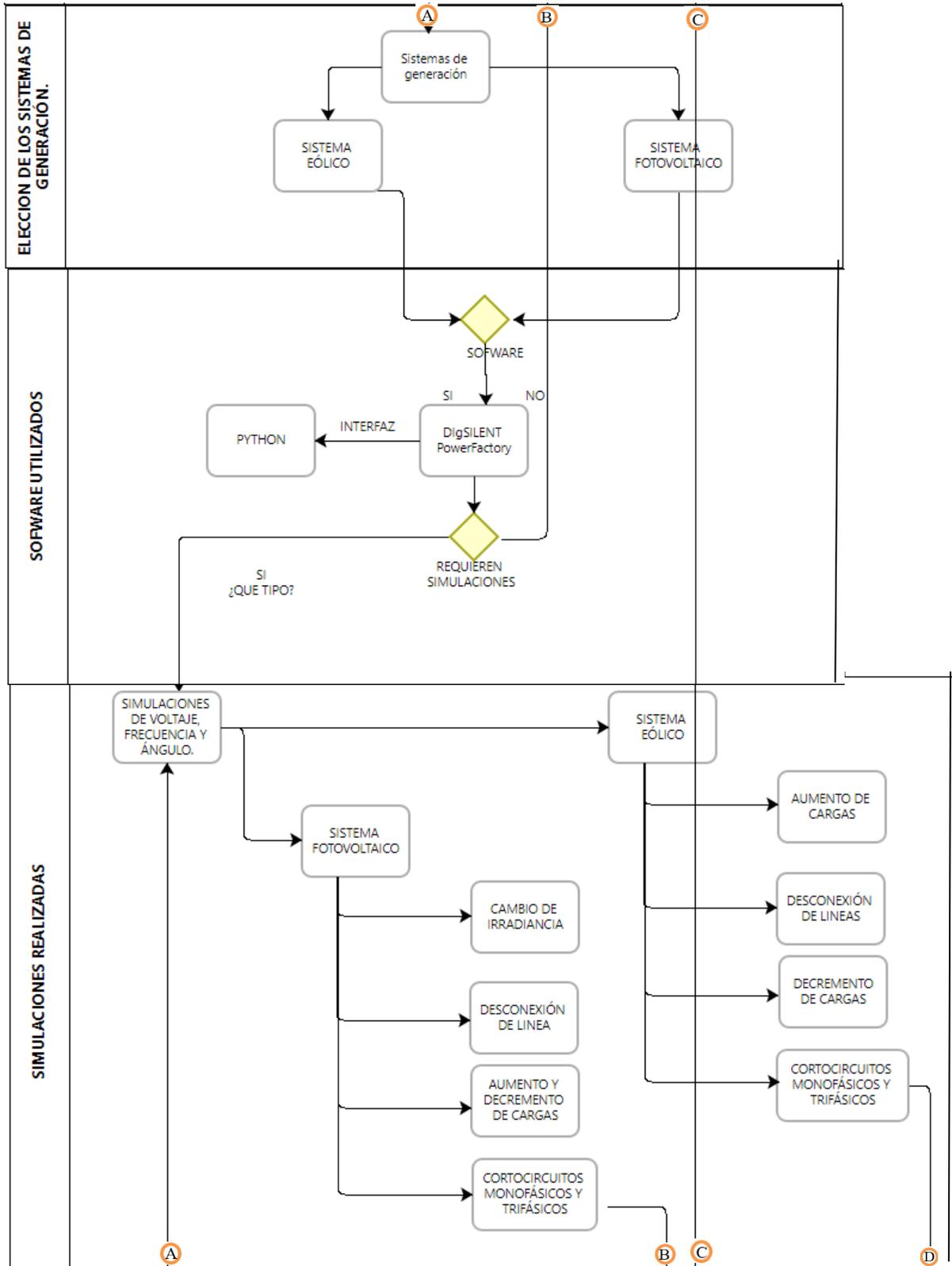
El desarrollo de simulaciones contempla eventos característicos como variaciones abruptas de carga, desconexiones de líneas, cambios en la irradiancia y cortocircuitos, con el objetivo de evaluar el desempeño del sistema ante condiciones transitorias. Los resultados obtenidos son comparados con los criterios de desempeño establecidos por la normativa seleccionada, permitiendo determinar la conformidad del sistema o la necesidad de ajustes para alcanzar condiciones operativas óptimas.



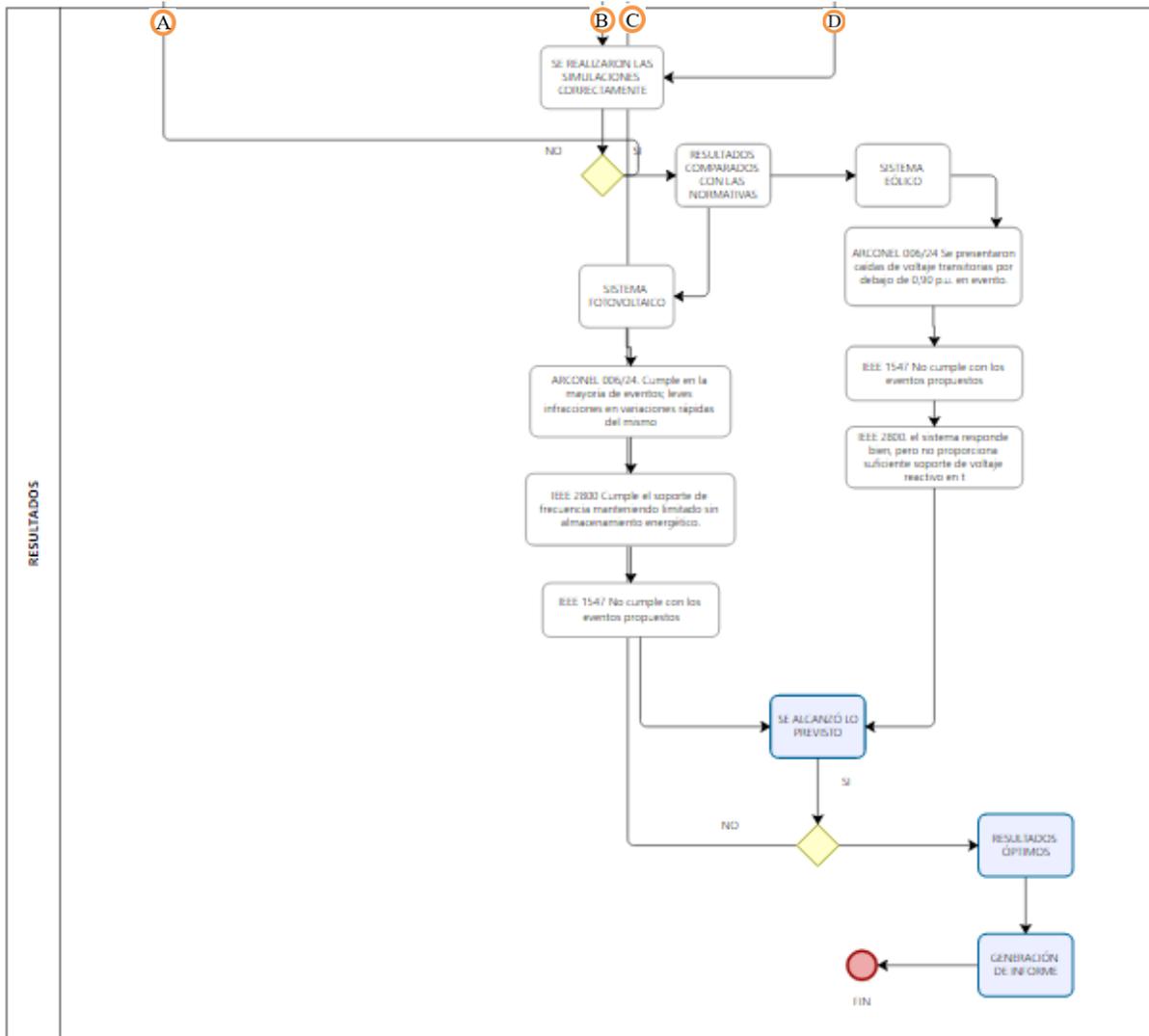
Flujograma 1. Diagrama de procesos.



Flujograma 2. Diagrama de procesos.



Flujograma 3. Diagrama de procesos.



Flujograma 4. Diagrama de procesos.

4.1. E.E. Regional Centro Sur C.A

La red de subtransmisión (ver Anexo A) formada por diferentes alimentadores que se encuentran estructurados de la siguiente manera:

- 16 subestaciones eléctricas S/E.
- Interruptores.
- Transformadores.
- Generadores.
- Cargas.
- Equipos de regulación a la red.
- Líneas eléctricas, donde el color negro representa la operación normal y las de color morado indica 2 posibles situaciones, desconexión o fuera de servicio de esa fracción del sistema.

En el diagrama unifilar de la Figura 4.1 se muestra la S/E 14, el cual opera a niveles de 22 y 69 kV. Esta recibe energía a través de la S/E 13-Léntag y TUri(08)-Léntag(14). Además, incluye 2 transformadores T141 encargados de bajar la tensión a 22 kV para su distribución. Finalmente, la barra de 22 kV alimenta a 5 cargas fijas iguales a 0,3, 1,2, 2,1, 6 y 0,2 MW.

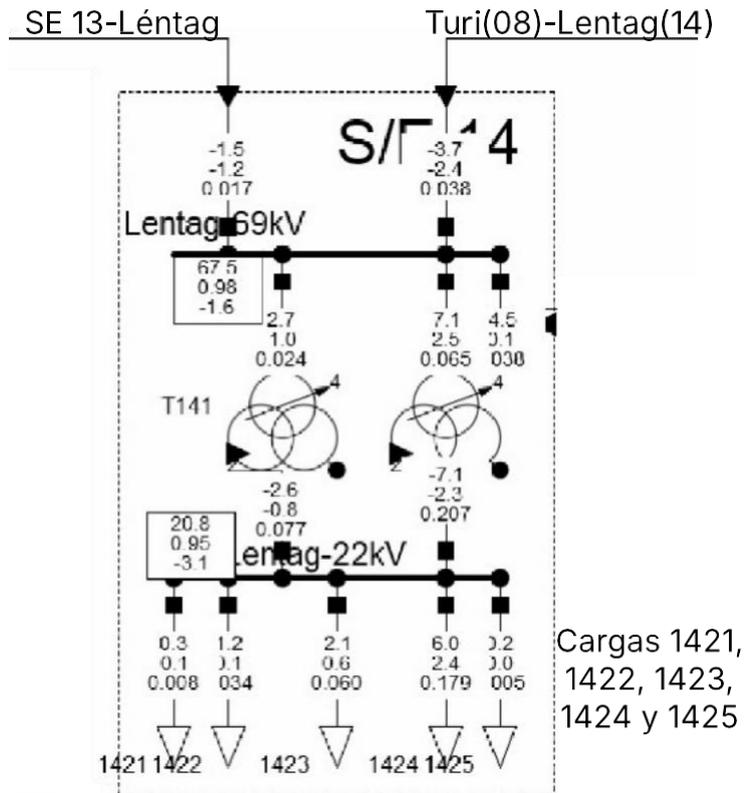


FIGURA 4.1: Subestación eléctrica S/E 14

4.2. Modelos GD

Cada modelo GD se conecta de manera independiente a la S/E 14, con el propósito de obtener dos entornos de simulación en un punto de conexión, tal como se visualiza en la Figura 4.2.

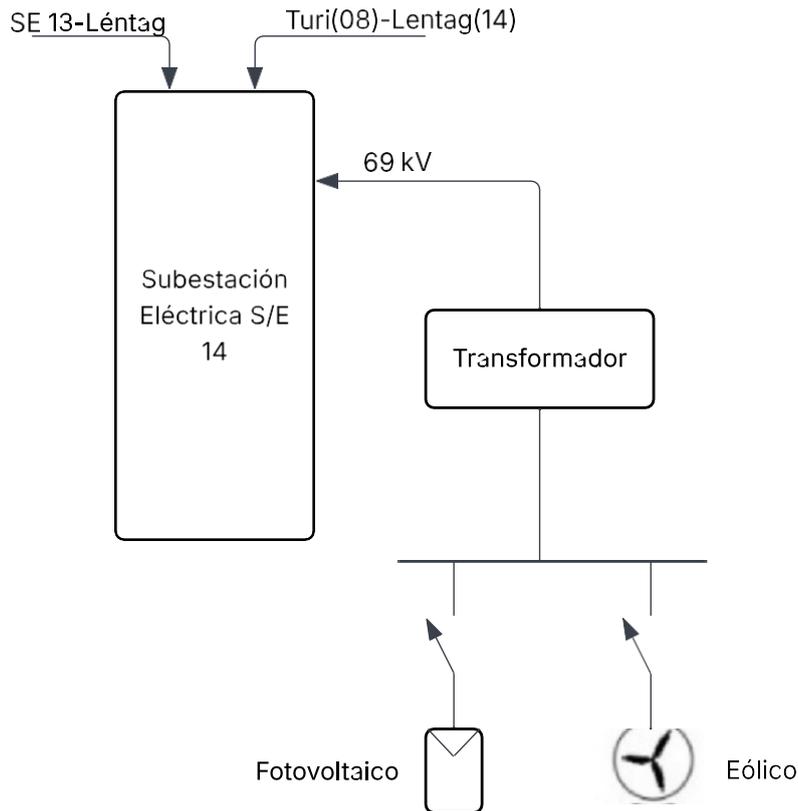


FIGURA 4.2: Conexión de los sistemas GD conectados a la red

4.2.1. Modelo del sistema fotovoltaico SGF

Se emplea un modelo SGF trifásico de 60 Hz, este resulta ser un sistema genérico de DigSILENT, el cual abarca una potencia de 0,5 MVA con un factor de potencia igual a 0,9. Cada SGF ($n_{\text{gnum}} = 1$) se compone de un inversor, 160 paneles fotovoltaicos (20 en serie y 140 en paralelo), controladores que regulan el voltaje, potencias P/Q y dispositivos que recolectan información relevante para el control y monitoreo del sistema. De la Figura 4.3 se indican los siguientes componentes:

- La celda SGF, el cual expresa su comportamiento eléctrico.
- Modelo de radiación solar y temperatura, junto a sus archivos de importación para los perfiles de las variables antes mencionadas.
- El controlador que tiene como propósito regular los parámetros V y Q del sistema.
- Medición para:
 - El voltaje AC conectado al controlador.

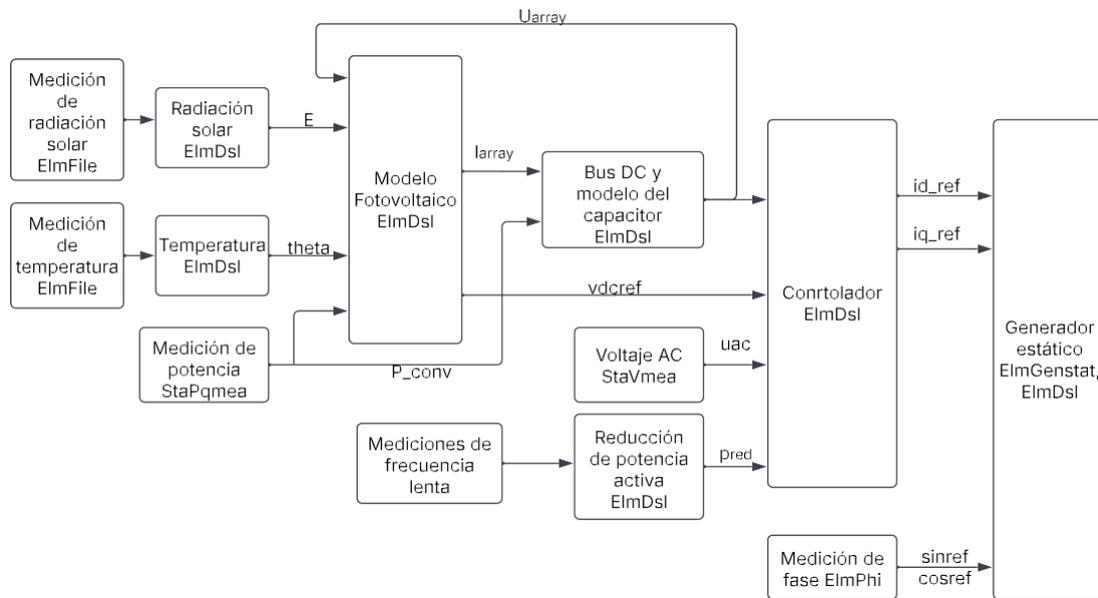


FIGURA 4.3: Conexión del SGF a la red

- Potencias para la realimentación de los controles SGF, regulador e inversor.
 - Ángulo de fase (PLL).
 - Frecuencia del sistema a través de ajustes lentos.
- Reducción de potencia P en caso de sobre frecuencia. Este va conectado a la entrada del controlador.
 - Un generador estático que representa al inversor DC/AC.

4.2.2. Modelo del sistema eólico

En la Figura 4.4 se muestra un modelo eólico ($n_{\text{gnum}} = 1$) conectado a la red. Este comprende una serie de componentes, descritos a continuación:

- Un control de la planta para definir la potencia en base a la velocidad del viento y requisitos de la red.
- Control P generado para coincidir con la referencia de la planta.
- Control Q para mantener el factor de potencia dentro de los límites.
- Limitadores de potencia Q y corriente para evitar sobrecargas en el inversor y proteger contra sobrecorrientes; respectivamente.

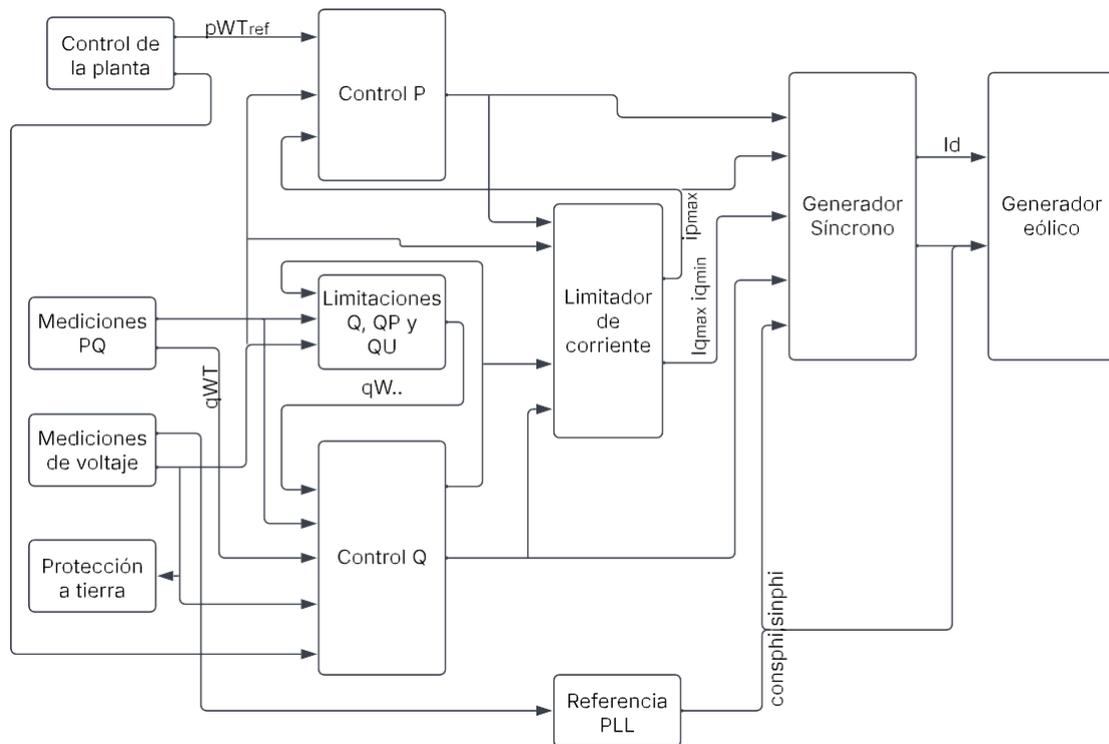


FIGURA 4.4: Modelo del sistema eólico

- Al igual que el SGF, se emplea un PLL para medir la frecuencia y ángulo de fase.
- El generador que inyecta energía a la red y el controlador para suministrar la corriente de cuadratura (i_d , i_q) adecuada.
- Mediciones P y Q del aerogenerador.
- Posee un sistema de protección ante fallas eléctricas o condiciones anormales.

Para llevar a cabo el modelo del sistema eólico, se escogen los parámetros de un generador existente 'G EOLI MDH U1 U14' de otra planta (ver Figura 4.5) cuya capacidad es igual a 4,5906 MVA con un factor de potencia de 0,9258, el cual se obtiene una potencia de 4,25 MW.

Nomb.	En la carpeta	Red	Terminal Subestación	Terminal
AGGE Alpina Sopa 0MW	Bogota	Bogota		BT AGGE Alpina...
AGGE BIOS Contegral Cartago 3.225 M...	Valle	Valle		BT
AGGE BIOS Contegral Neiva 1.6 MW	Huila-Tolima	Huila-Tolima		BT
AGGE Solar Milpa San Carlos 1.8MW	Bogota	Bogota		BT Solar Milpa S...
AGGE Solar Uniminas 1.8MW	Bogota	Bogota		BT Solar Unimin...
Autog CI Jeans	Antioquia	Antioquia		BT CI Jeans
Autog Pintuco	Antioquia	Antioquia		BT SFV Pintuco
Autog Solar Grasas 4MW	Valle	Valle		Solar Grasas BT
BSB503 19.9 MW	Gen Solar Bosq de Bolivar 5...	Atlantico	Gen Solar Bosq de Bol...	LV BSB03
BSB504 19.9 MW	Gen Solar Bosq de Bolivar 5...	Atlantico	Gen Solar Bosq de Bol...	LV BSB04
Bosques Solar 5 17.9MW	Meta	Meta		Bosques Solar 5...
El Paso 67.92 MW	GCM	GCM	Solar F El Paso 70MW	BusPWM-1_Agrog
GD 1 El Salvador	Antioquia	Antioquia		BT GD 1 El Salva...
GD 2 El Salvador	Antioquia	Antioquia		BT GD 2 El Salva...
GD FINCA JM	Atlantico	Atlantico		BT GD FINCA JM
GD NAOS 1 0.96 MW	Cauca-Nariño	Cauca-Nariño		BT GD NAOS 1 ...
GY Solar Aurora 1	Cerromatoso	Cerromatoso		BT
G_EOLI_MDH_U1_U14	Zona Molino Milagro	Zona Molino Milagro		B_M_de_Husca...

FIGURA 4.5: Turbina de otra planta

4.3. Interfaz de los sistemas GD en la red

A través de la Figura 4.6 se detalla un proceso capaz de realizar simulaciones eléctricas y que actúe como interfaz de *DigSILENT PowerFactory*. Para ello, se manejan librerías para manipulación de rutas, configuración del sistema operativo, visualización de gráficos, manejo de datos Excel y cálculos numéricos. Además, se obtienen parámetros fundamentales de la red como los buses, generadores, líneas y sistemas de la GD. Una vez cargado los elementos se imprime un mensaje previo a la simulación y se procede al desarrollo de los eventos designados.

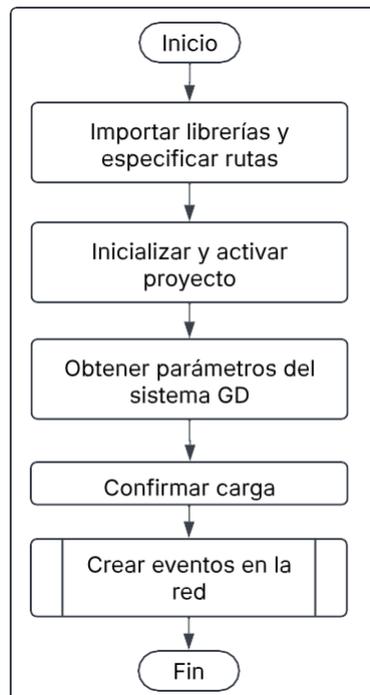


FIGURA 4.6: Proceso para la simulación de eventos

4.4. Eventos del GD

Los eventos del GD son creados para realizar diferentes escenarios en la red. Ante ello, se observa en la Figura 4.7 una estructura base que contempla un procedimiento ya sea con la incorporación del SGF o el eólico. Este comprende una configuración y registro de variables como el voltaje, potencia y frecuencia. También se configura el módulo de almacenamiento de resultados. Se llevan a cabo simulaciones y se eliminan los eventos creados para evitar interferencias en simulaciones posteriores.

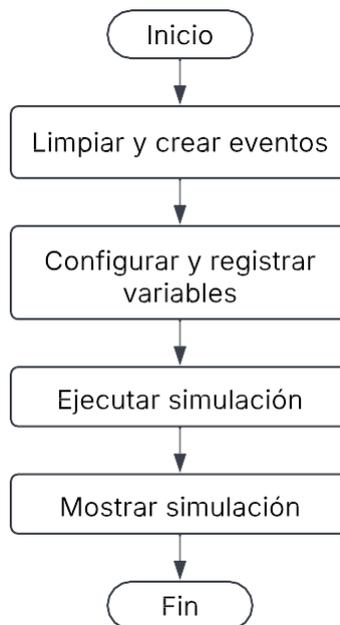


FIGURA 4.7: Estructura general de los eventos

Existen 2 tipos de simulación, EMT (*electromagnetic transients*) y RMS (*root mean square*). El primero comprende una modelación de transitorios electromagnéticos en el SEP a través de la resolución de ecuaciones diferenciales en el dominio del tiempo. Además, tiene como característica simular en un paso de tiempo muy pequeño de hasta 10 ms. En cambio, la simulación RMS realiza una simplificación del SEP modelando las señales en el dominio fasorial, es decir, en lugar de resolver las ecuaciones diferenciales completas, se calcula la magnitud y fase de las variables de estado. Este tipo de simulación permite dar pasos más grandes, mayores a 10 ms e ir hasta en el orden de segundos. En la Figura 4.8 se observan los diferentes fenómenos para el SEP, donde se puede realizar varios análisis de estabilidad tanto en voltaje, frecuencia y transitoria, sobretensiones transitorias, entre otros [21].

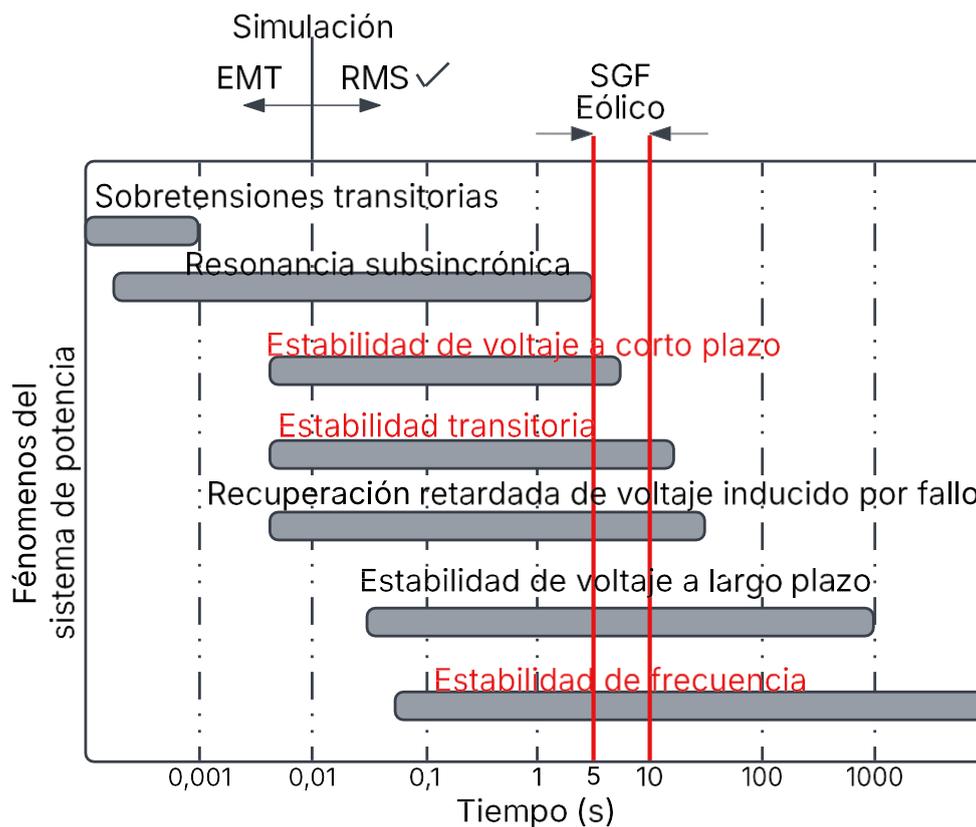


FIGURA 4.8: Simulaciones RMS y EMT

El análisis dinámico en el SEP involucra en esencia el estudio del voltaje, frecuencia y de ángulo (transitoria). Se ha llevado a cabo simulaciones RMS en ambos sistemas, fotovoltaico y eólico, bajo un periodo de 5 y 10 segundos, según el tipo de evento, descrito en la Sección 4.4.1.

4.4.1. Eventos del SGF

Se definen 5 eventos para el uso del SGF conectado a la subestación 14 de la Centro Sur C.A, tal como se detalla en la 4.9. Entre ellos se simula ante el cambio repentino de irradiancia solar incidente (s:E) del panel solar (p_{varray}) a los 2 s. Otro caso se produce ante una desconexión de la línea "Turi(08)-Lentag(14)"(ver Figura 4.2) a los 3 s. En este caso se aplica un disyuntor para su desconexión.

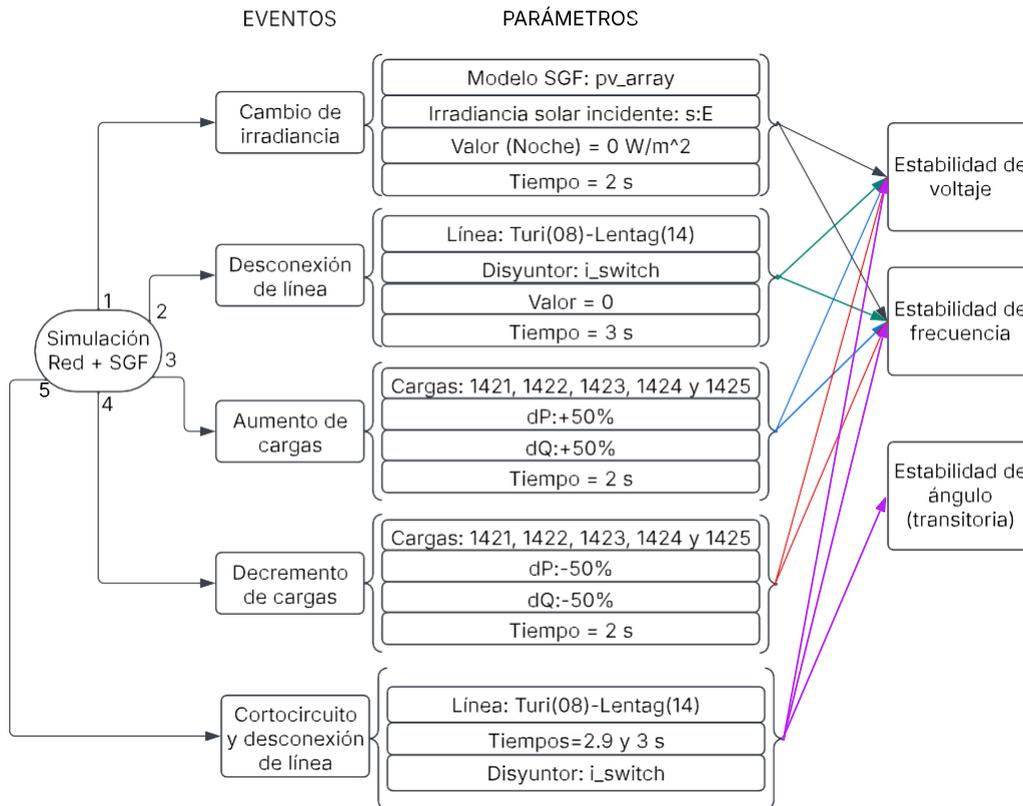


FIGURA 4.9: Eventos del SGF y sistema de subtransmisión

Actualmente existen 5 cargas con un total de 9,75 MW en la subestación mencionada. Al aplicar un incremento y decremento del 50 % en estas, se obtienen cargas totales de 14,63 y 4,88 MW; respectivamente, tal como se ilustra en la Tabla 4.1. Por último, el cambio de estos eventos se realiza a los 2 s.

Cargas	Potencias en MW		
	Actual	Incremento	Decremento
1421	0,27	0,40	0,13
1422	1,21	1,82	0,61
1423	2,09	3,13	1,04
1424	6,01	9,01	3,00
1425	0,18	0,26	0,09
Total	9,75	14,63	4,88

TABLA 4.1: Cargas de la S/E 14

Por último, se plantea una falla, compuesta de un cortocircuito trifásico y una desconexión de la línea "Turi(08)-Lentag(14)". Este evento comprende un periodo de cortocircuito de 100 ms.

4.4.2. Eventos del sistema eólico

El sistema eólico conectado a la red emplea eventos similares al SGF, tal como se muestra en la Figura 4.10; salvo el evento de la irradiancia.

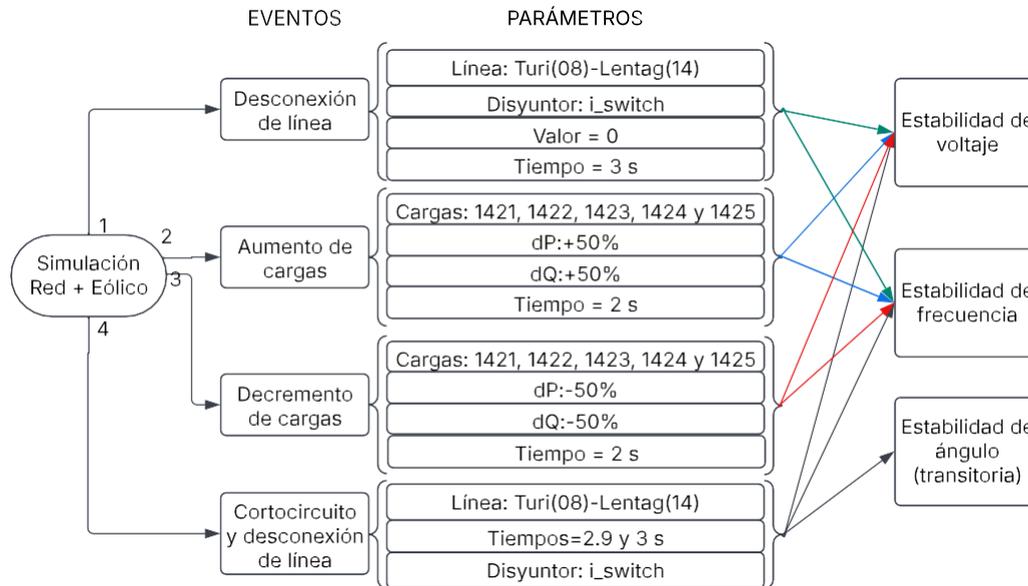


FIGURA 4.10: Eventos del SGF y sistema de subtransmisión

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1. Resultados con el SGF

De la Sección 4.2.1 se escoge un SGF ($n_{\text{gnum}}=1$), el cual posee una capacidad de 0,5 MVA y factor de potencia igual a 0,9; por tanto, posee una potencia de 0,45 MW. Sin embargo, para llevar a efecto las simulaciones de ciertos eventos, se incrementan los valores de potencia, es decir, aumento de la variable "n_{gnum}", desde 5 hasta 40 unidades, tal como se visualiza en la Tabla 5.1, eso equivale a colocar varios SGF en paralelo.

Cantidad SGF n _{gnum}	Potencia aparente MVA	Potencia activa MW
5	2,5	2,25
10	5,0	4,50
20	10,0	9,00
30	15,0	13,50
40	20,0	18,00

TABLA 5.1: Potencias del SGF

De la Sección 4.4.1, se establecen 5 eventos independientes que abarcan contingencias o fallos, descritos a continuación:

Evento de irradiancia

Cuando ocurre una oscilación externa al SEP como una variabilidad en la irradiancia solar, existe un cambio repentino en la potencia del SGF. Para el evento señalado de la Figura 5.1 se evalúan 2 momentos, uno en el día y otro en la noche cuyas irradiancias son 1000 y 0 W m⁻²; respectivamente. Previo al evento a los 2 s, la potencia generada por el SGF se mantiene constante, con valores entre de 2,25 a 18

MW, lo cual indica que el SGF está operando normalmente e inyectando energía a la red. Sin embargo, durante los 2 s, se produce un cambio abrupto en la irradiancia, lo que provoca que la potencia caiga repentinamente hasta un valor nulo. Esta caída súbita indica que el SGF dejó de inyectar energía a la red, como respuesta automática ante la pérdida de irradiancia.

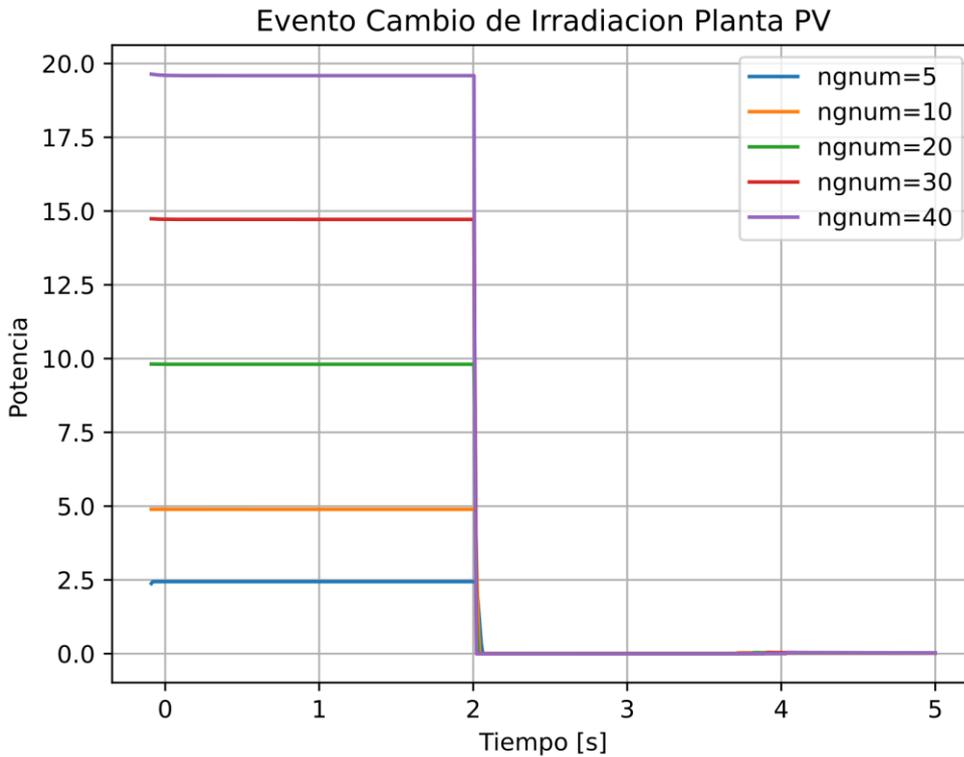


FIGURA 5.1: Cambios de irradiancia en el SGF - P vs t

Evento de desconexión de línea

En la Figura 5.2 se presenta el comportamiento de la potencia del SGF durante un evento de desconexión de la línea Turi(08)-Lentag(14). La potencia entregada por el sistema se mantiene prácticamente constante antes y después de la desconexión, con solo una leve caída en los valores desde los 3 s en adelante. A diferencia del evento cambio de irradiancia mostrado en la Figura 5.1, el SGF continúa operando y sigue inyectando energía a la red inmediatamente después de la desconexión.

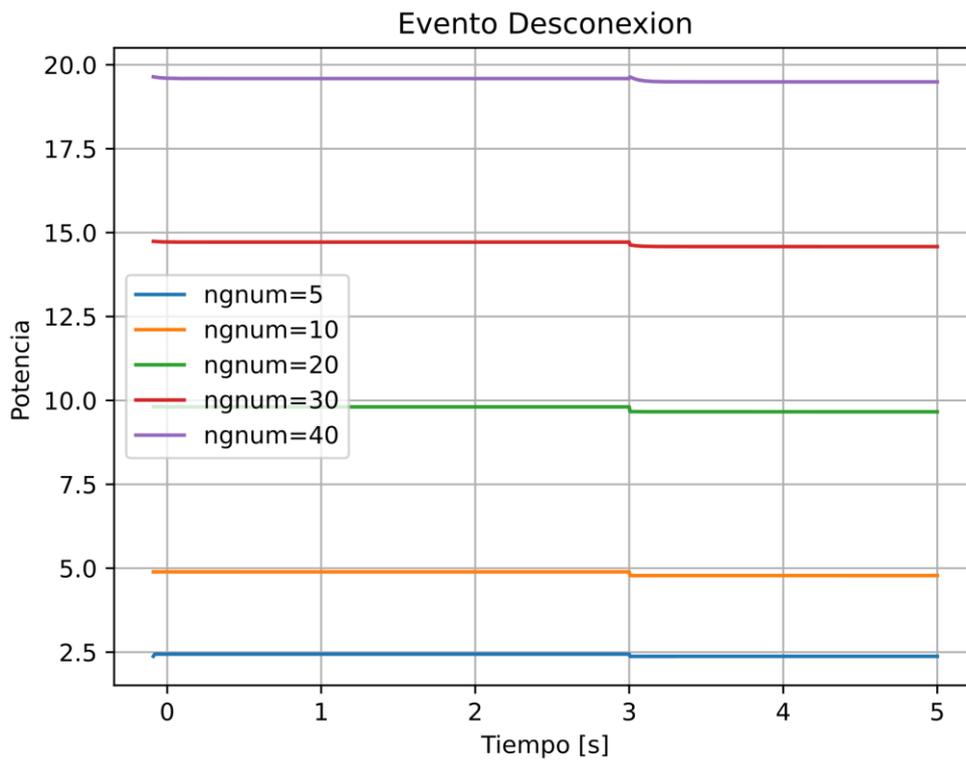
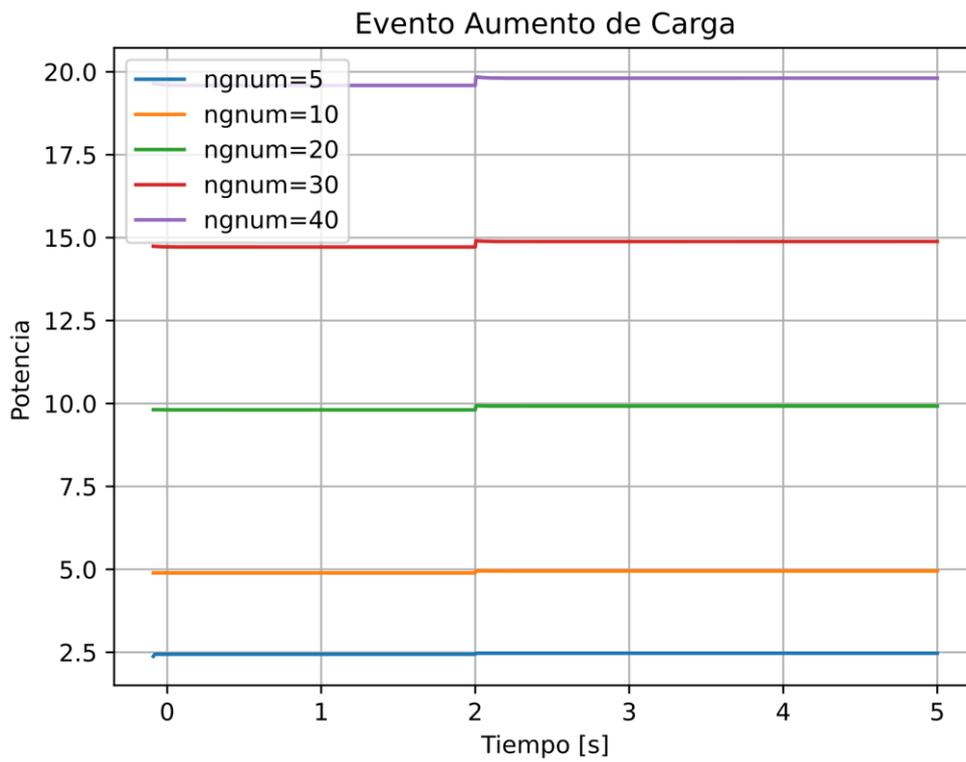


FIGURA 5.2: Desconexión de línea - P vs t

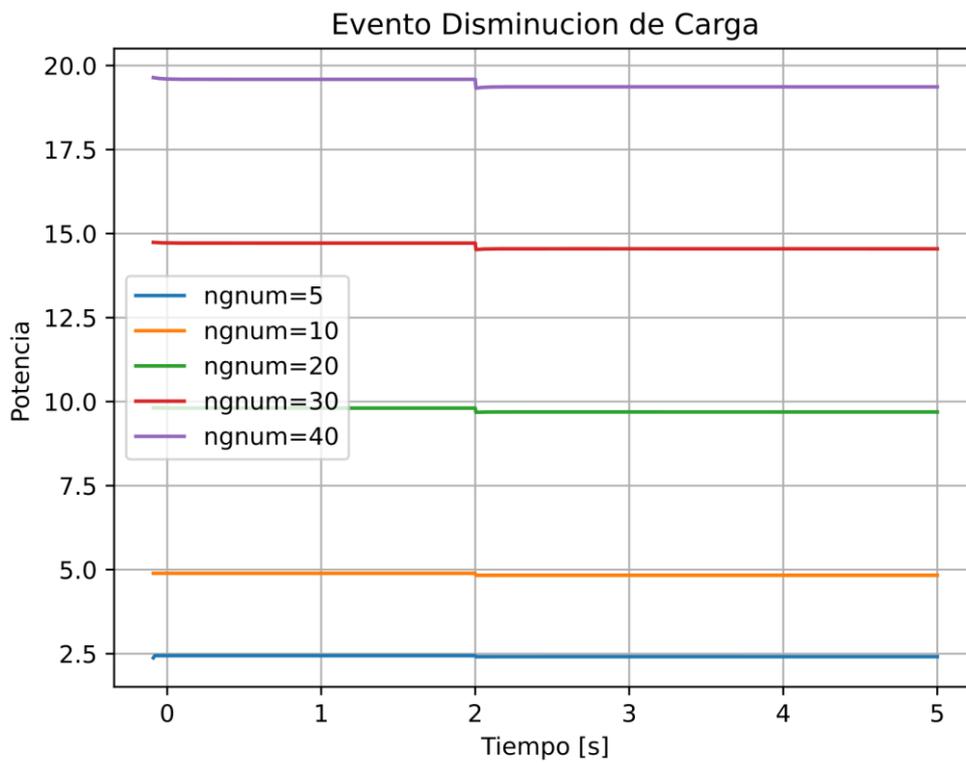
Eventos ante el aumento y disminución de cargas

Otro evento ocurre cuando existe una variabilidad en la carga en la S/E 14 de la Figura 4.1. Para la simulación se incrementa en un 50 %, es decir, la carga total aumenta de 9,75 a 14,63 MW (ver Tabla 4.1). En la Figura 5.3.a se visualiza el comportamiento del SGF ante esta variación. A los 2 s que se produce este cambio de carga, la potencia generada por el SGF experimenta un ligero aumento en cada uno de los escenarios evaluados.

Situación similar ocurre cuando existe un decremento del 50 % de las cargas en la S/E 14. Ambos operan con normalidad, es decir, durante el periodo de simulación, tal como se ilustra en la Figura 5.3.b.



(a) Aumento de cargas



(b) Decremento de cargas

FIGURA 5.3: Variabilidad de las cargas en la S/E 14 - SGF

Evento de falla trifásica y desconexión de línea

La Figura 5.4 muestra el comportamiento del SGF ante un evento combinado de falla trifásica representada por un cortocircuito y la desconexión de la línea Turi(08)-Lentag(14). Este evento representa una condición crítica para el SEP, por lo que la reacción del generador fotovoltaico es clave para garantizar la estabilidad tanto del generador como de la red. A los 2,9 s ocurre el cortocircuito y la potencia decae a un valor nulo en todos los casos de SGF. Como la falla dura 100 ms y luego de ello, se produce la desconexión en la línea, se observa como la potencia se recupera y retorna a sus niveles anteriores.

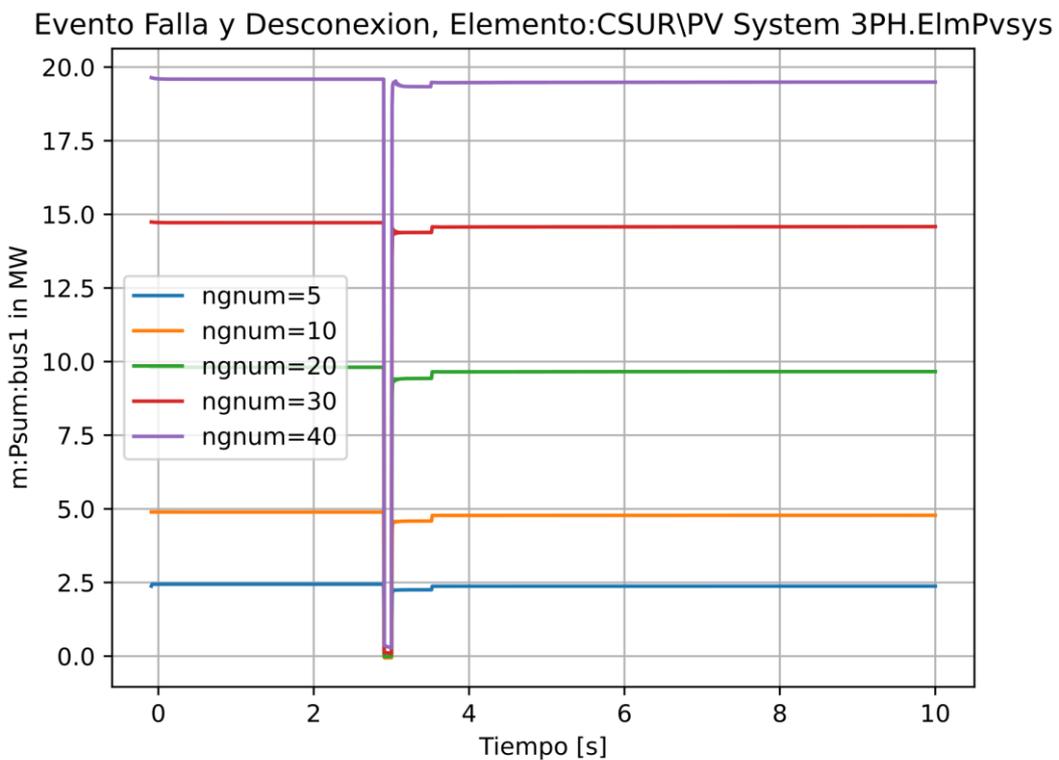


FIGURA 5.4: Potencias SGF ante el evento de cortocircuito y desconexión

5.1.1. Estabilidad de voltaje - SGF

Evento de irradiancia

En el periodo de 0-2 s, el SGF se encuentra en operación bajo condiciones de alta irradiancia, lo que permite una generación activa de energía y se traduce en un perfil de voltaje estable y elevado, cuyos valores oscilan entre 0,977 y 0,987 p.u.

según el nivel de generación. Esta estabilidad refleja un aporte positivo del SGF a la red, mejorando su calidad y soporte eléctrico. Sin embargo, una vez que se produce el cambio de irradiancia a los 2 segundos, simulando el paso a condiciones nocturnas, el SGF deja de inyectar energía, lo que genera una caída inmediata en el voltaje. A pesar de esto, el sistema se estabiliza en un nuevo nivel de voltaje alrededor de los 0,974 p.u., tal como se observa en la Figura 5.5, lo que indica que, si bien la red mantiene su funcionamiento, el SGF juega un rol clave en reforzar la estabilidad del voltaje cuando estaba en operación.

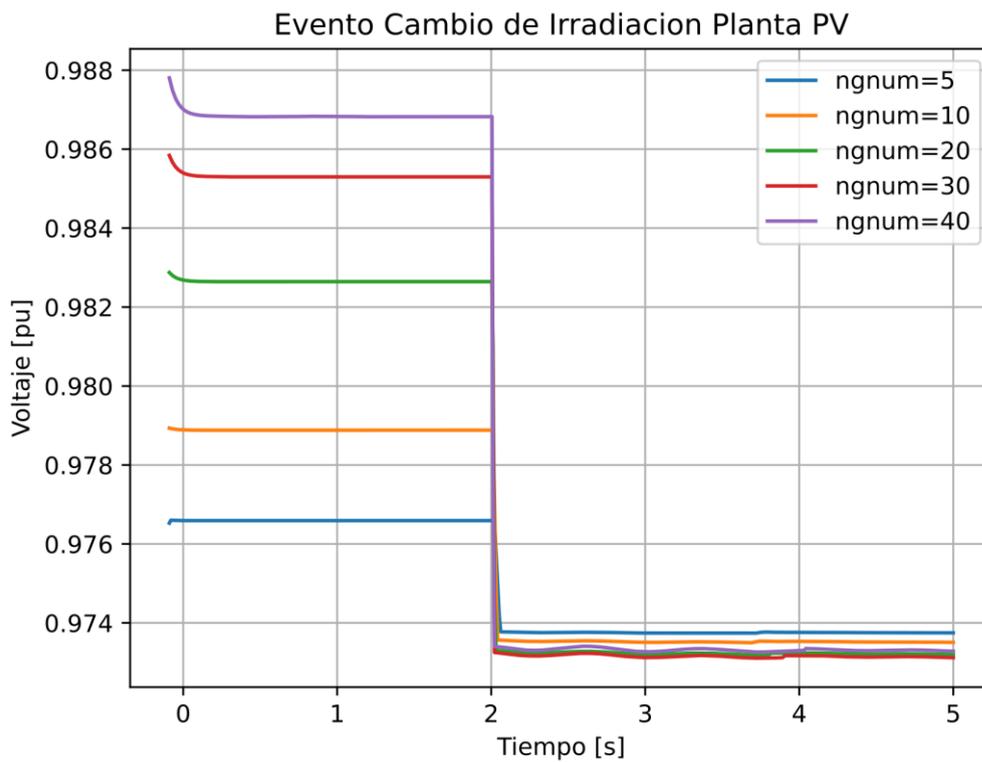


FIGURA 5.5: Cambios de irradiancia - V vs t

Los perfiles de voltaje de la Tabla 5.2 reflejan como ante diversos SGF operan en condiciones normales bajo las normativas IEEE 2800, ARCONEL 001 y CREG 0060.

SGF	Tiempo (s)		IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$0 \leq t < 2$	$2 \leq t \leq 5$	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,1 p.u.
5	0,977	0,9739	✓	✓	✓
10	0,979	0,9736	✓	✓	✓
20	0,983	0,9732	✓	✓	✓
30	0,985	0,9732	✓	✓	✓
40	0,987	0,9732	✓	✓	✓

TABLA 5.2: Voltaje en p.u. - Evento irradiancia

Evento de desconexión de línea

En el periodo previo al evento, menor a 3 s, los perfiles de voltaje son idénticos al evento de irradiancia. El voltaje se mantiene estable y relativamente elevado. A mayor generación, el voltaje es más alto, lo que indica que el SGF está aportando potencia activamente y ayudando a sostener el perfil de tensión de la red. Sin embargo, una vez que ocurre la desconexión de la línea Turi(08)-Lentag(14) a los 3 segundos (ver Figura 5.6), todas las curvas presentan una caída repentina de voltaje. Aunque no es extrema, los nuevos valores se estabilizan en un nivel inferior al que tenían antes del evento. Esto indica que la desconexión de la línea provoca una disminución en la rigidez del SEP, afectando el soporte de voltaje, especialmente en los casos con menor generación.

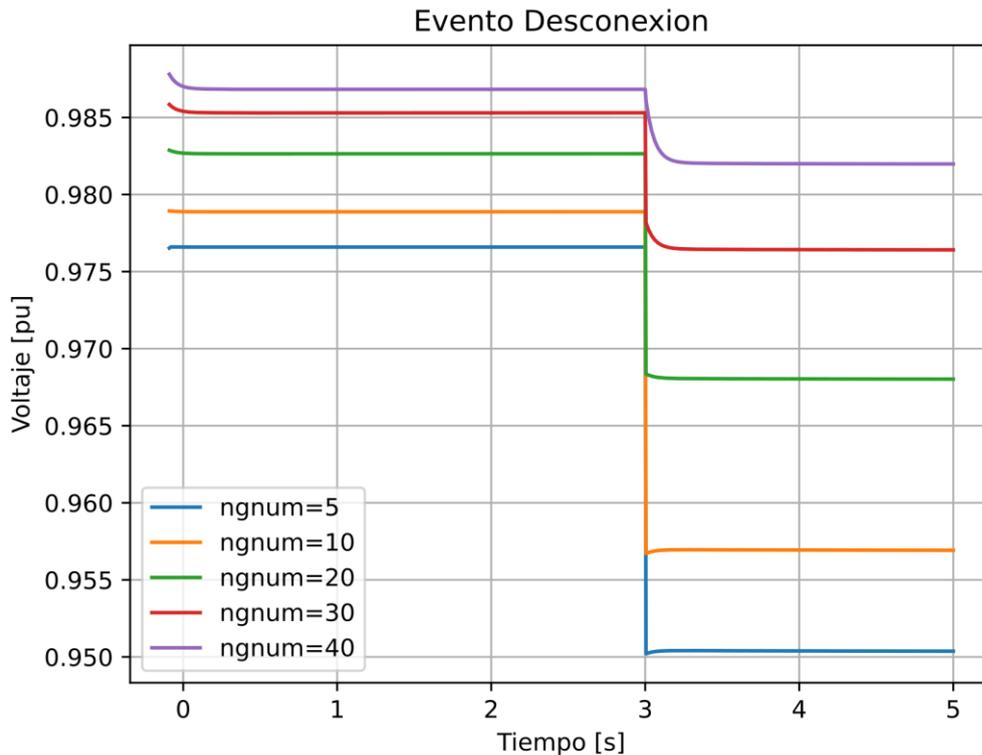


FIGURA 5.6: Desconexión de línea - V vs t

Ante el presente evento se tiene una respuesta de voltaje en condiciones normales de operación continua. Acogiendo las normativas IEEE 2800, ARCONEL 001 y CREG 0060, todos cumplen debido a que operan dentro del rango permitido, tal como se ilustra en la Tabla 5.3.

SGF	Tiempo (s)		IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$0 \leq t < 3$	$3 \leq t \leq 5$	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,1 p.u.
5	0,977	0,95	✓	✓	✓
10	0,979	0,957	✓	✓	✓
20	0,983	0,968	✓	✓	✓
30	0,985	0,977	✓	✓	✓
40	0,987	0,983	✓	✓	✓

TABLA 5.3: Voltaje en p.u. - Evento desconexión de línea

Evento aumento de cargas

Antes del evento, el voltaje se mantiene estable en cada uno de los casos del SGF. En la Figura 5.7 se observan leves diferencias entre las curvas. Sin embargo, al llegar el evento de aumento de carga, se produce un comportamiento inesperado: el voltaje sube en todos los escenarios, en lugar de bajar como normalmente ocurre cuando se incrementa la demanda. Esto sugiere que, aunque la carga del sistema aumenta, el SGF responde con un ajuste favorable, aportando más potencia o regulando la tensión de manera eficiente, lo cual provoca una mejora en el perfil de voltaje tras el evento.

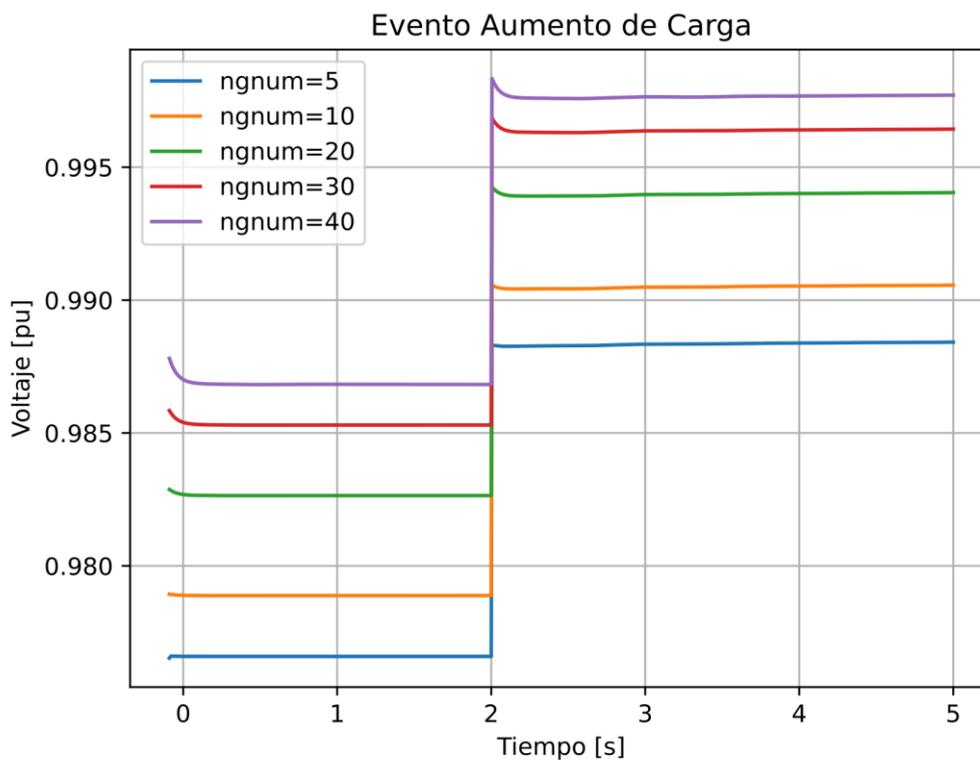


FIGURA 5.7: Aumentos de cargas - V vs t

Ante los eventos de incremento de cargas, los niveles de voltaje cumplen bajo

cualquier normativa mencionada en la Tabla 5.4, ya que opera en condiciones normales durante todo el trayecto entre 0 a 5 s del periodo simulado.

SGF	Tiempo (s)		IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$0 \leq t < 2$	$2 \leq t \leq 5$	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,1 p.u.
5	0,977	0,988	✓	✓	✓
10	0,979	0,99	✓	✓	✓
20	0,983	0,994	✓	✓	✓
30	0,985	0,996	✓	✓	✓
40	0,987	0,998	✓	✓	✓

TABLA 5.4: Voltaje en p.u. - Evento aumento de cargas

Evento disminución de cargas

Previo al evento, el voltaje se mantiene estable en todos los casos, con valores que aumentan a medida que lo hace el nivel de generación. Sin embargo, al momento del evento, el voltaje en lugar de aumentar ocurre una ligera disminución, visto en la Figura 5.8. Este comportamiento indica que la potencia del SGF no se ajusta inmediatamente al nuevo nivel de carga, lo que genera un desequilibrio temporal entre generación y demanda. Como consecuencia, el sistema reacciona con una baja de voltaje pero siendo aún estable.

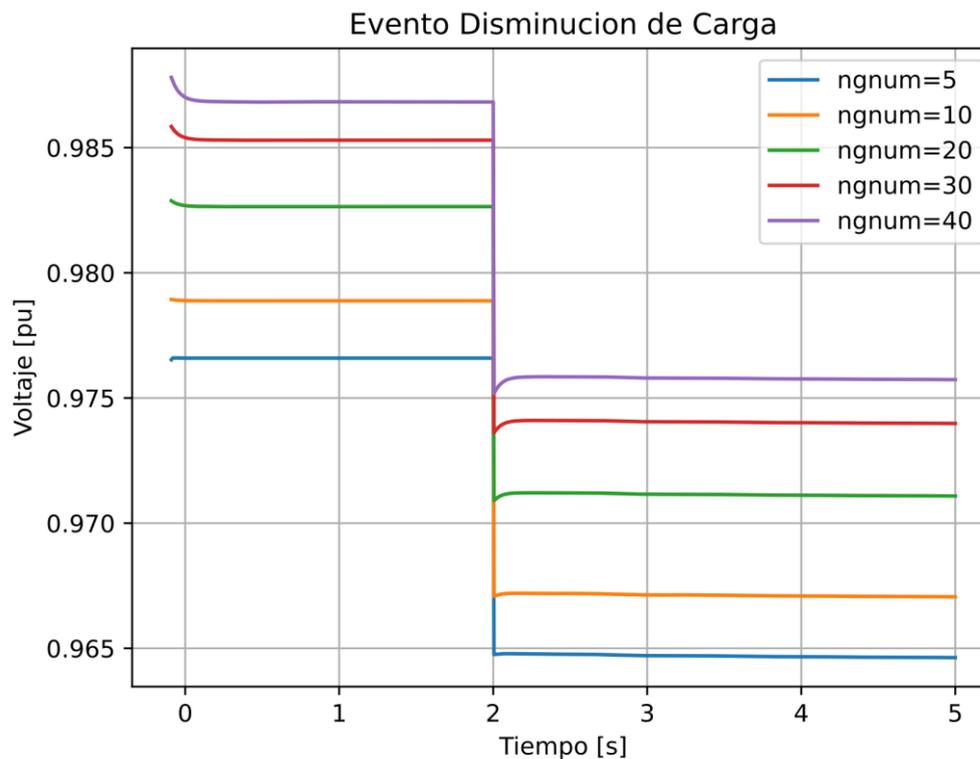


FIGURA 5.8: Decremento de carga - V vs t

Ante los eventos en la disminución de las cargas, los niveles de voltaje cumplen bajo cualquier normativa mencionada en la Tabla 5.5, ya que opera en condiciones normales durante todo el trayecto entre 0 a 5 s del periodo simulado.

SGF	Tiempo (s)		IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$0 \leq t < 2$	$2 \leq t \leq 5$	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,1 p.u.
5	0,977	0,965	✓	✓	✓
10	0,979	0,967	✓	✓	✓
20	0,983	0,971	✓	✓	✓
30	0,985	0,974	✓	✓	✓
40	0,987	0,976	✓	✓	✓

TABLA 5.5: Voltaje en p.u. - Evento disminución de cargas

Evento falla trifásica y desconexión de línea

Este evento provoca una interrupción severa en el voltaje, generando una caída a valores cercanos a cero. No obstante se produce una desconexión de la línea Turi(08)-Lentag(14) 100 ms después del cortocircuito, el voltaje se recupera con rapidez, estabilizándose nuevamente, aunque con una ligera reducción respecto al estado inicial, tal como se muestra en la Figura 5.9. Esto demuestra que el sistema cuenta con una capacidad de recuperación ante contingencias graves.

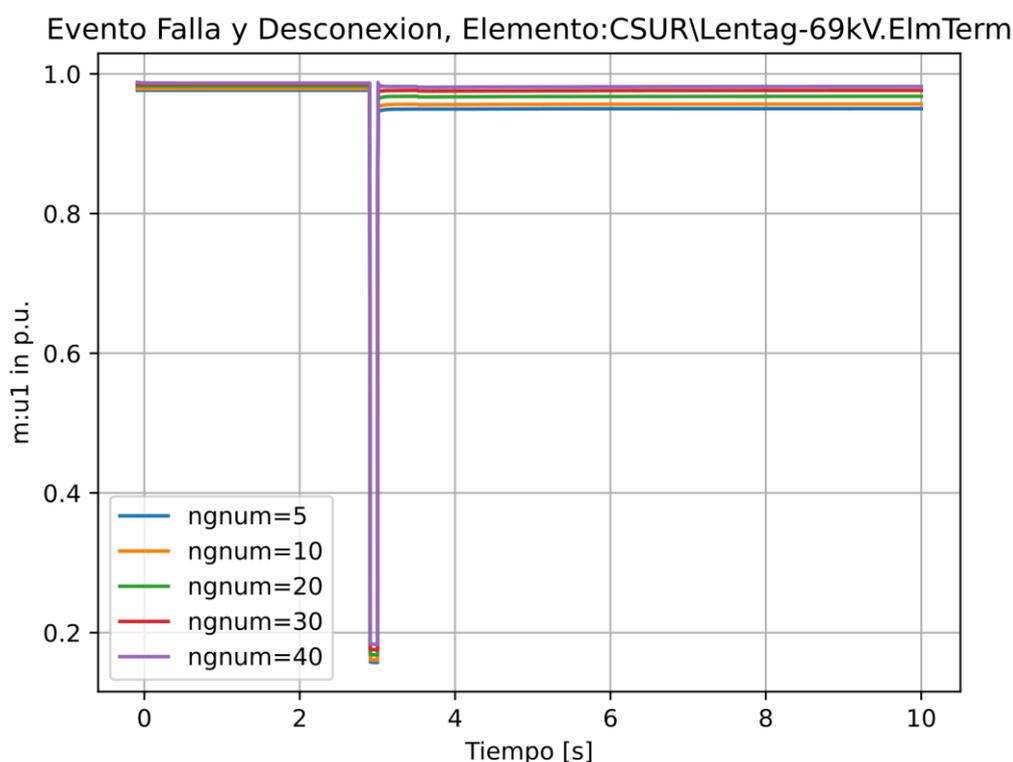


FIGURA 5.9: Falla trifásica y desconexión de línea - V vs t

Previo a los 2,9 s y posterior a los 3 s, se observa que los niveles de voltaje presentan un rango estable dentro de una operación continua con cualquiera de las normativas presentes en la Tabla 5.6.

SGF	Tiempo (s)		IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$0 \leq t < 2,9$	$3 < t \leq 10$	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,1 p.u.
5	0,977	0,95	✓	✓	✓
10	0,979	0,96	✓	✓	✓
20	0,983	0,97	✓	✓	✓
30	0,985	0,98	✓	✓	✓
40	0,987	0,98	✓	✓	✓

TABLA 5.6: Voltaje en p.u. - Evento falla y desconexión pt1

Sin embargo, cuando ocurre la falla a los 2,9 s ya no puede aplicarse la ARCONEL 001 ni la CREG 0060 ante la caída de voltaje. Para ello, se recurre a la IEEE 2800, el cual permite operar bajo condiciones críticas. Cuando se encuentra entre 0,1 a 0,25 V p.u., el sistema puede operar por 320 ms. Por tanto, cumple bajo la normativa mencionada, tal como se indica en la Tabla 5.7.

SGF	Tiempo (s)	IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$2,9 \leq t \leq 3$	0,9-1,05 p.u.	No tiene	No tiene
5	0,16	✓	X	X
10	0,16	✓	X	X
20	0,17	✓	X	X
30	0,17	✓	X	X
40	0,18	✓	X	X

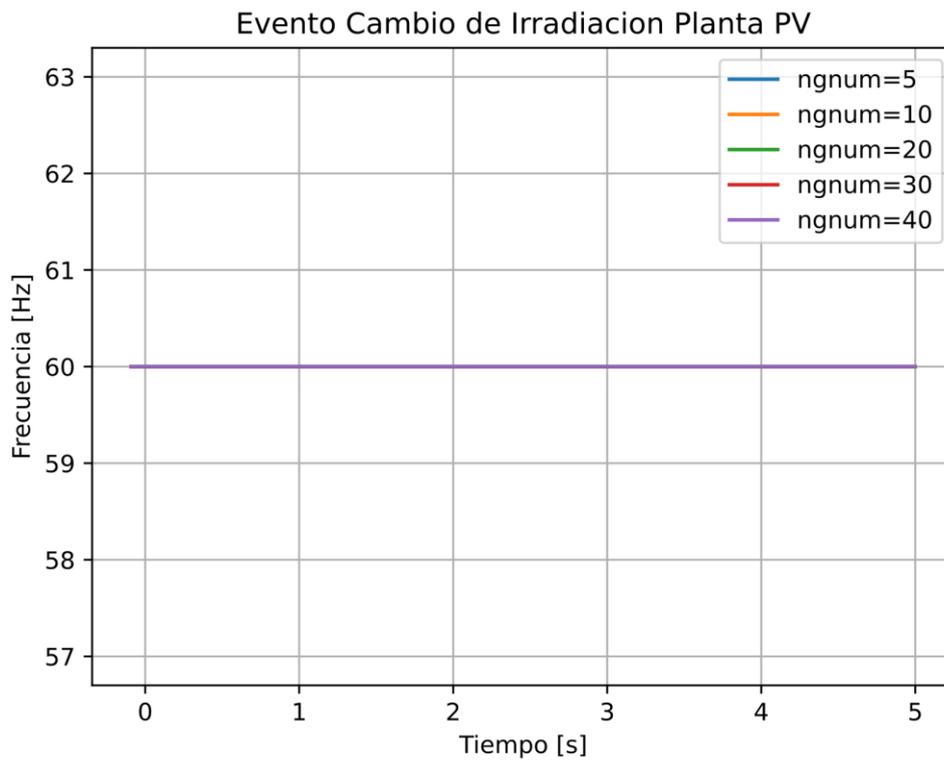
TABLA 5.7: Voltaje en p.u. - Evento falla y desconexión pt2

5.1.2. Estabilidad de frecuencia - SGF

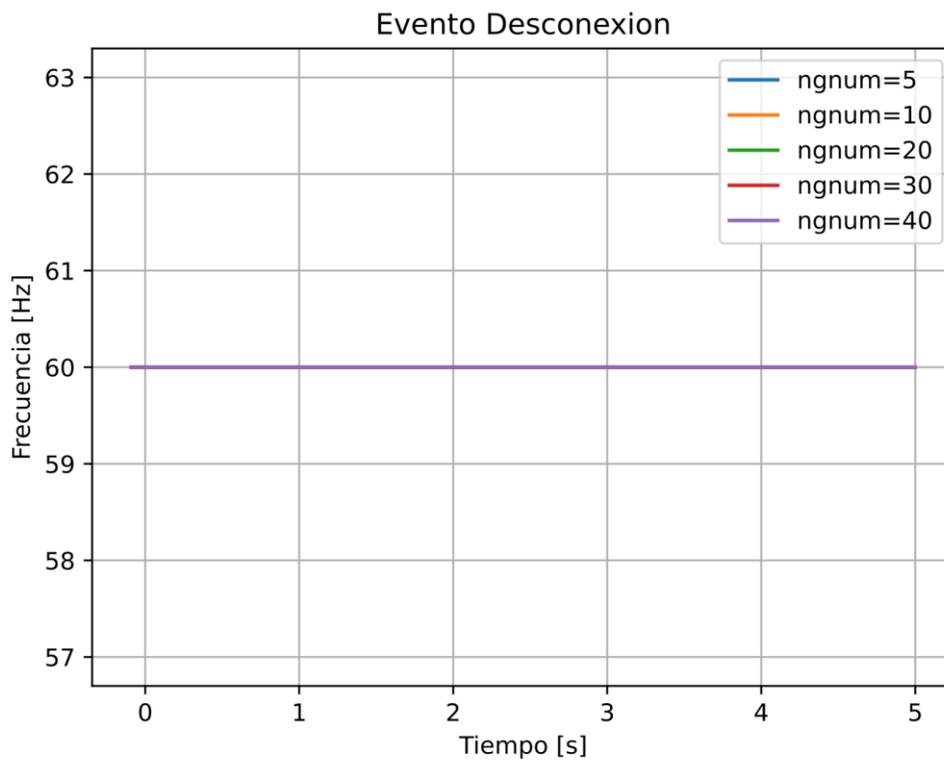
Eventos de irradiancia, desconexión de línea, aumento y disminución de las cargas

Al aplicarse cualquiera de los eventos de irradiancia, desconexión de la línea Turi(08)-Lentag(14), aumento o disminución de las cargas, la frecuencia se mantiene estable y no presenta variabilidad alguna, es decir, posee un valor de 60 Hz bajo cualquier SGF.

En la Figuras 5.10.a y b se muestran las frecuencias de los eventos de irradiancia solar incidente y desconexión de la línea; respectivamente.



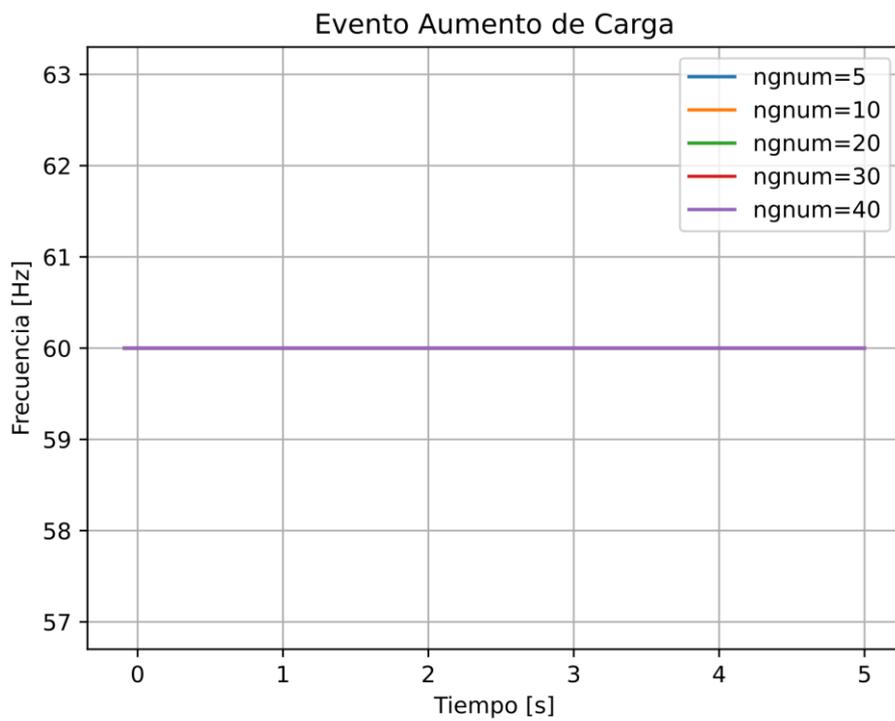
(a) Irradiancia solar incidente



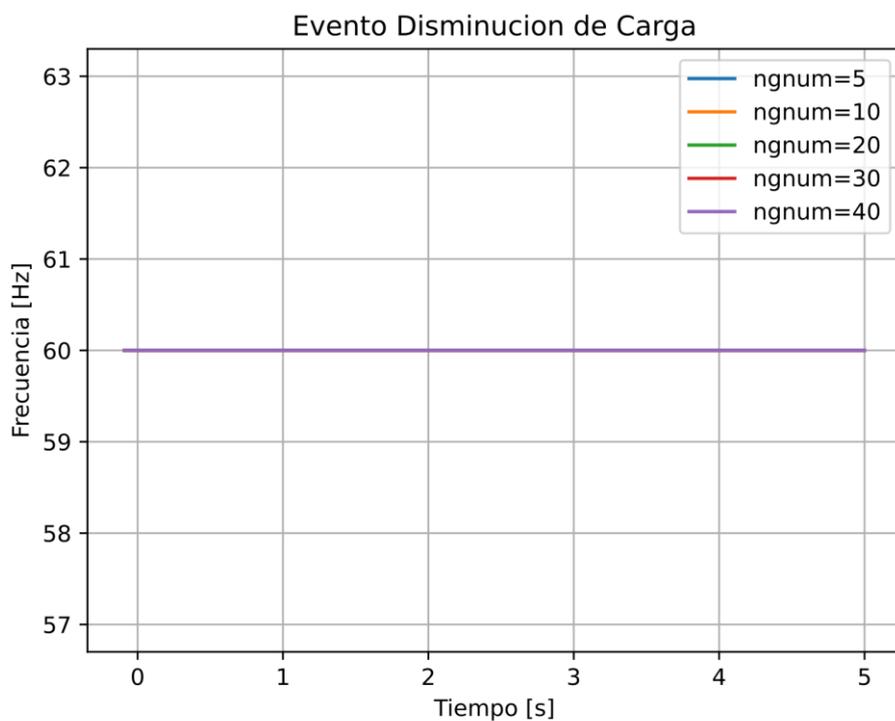
(b) Desconexión de la línea

FIGURA 5.10: Eventos del SGF

En la Figuras 5.11.a y b se visualizan las frecuencias ante los eventos de aumento y disminución de las cargas; respectivamente.



(a) Aumento de cargas



(b) Decremento de cargas

FIGURA 5.11: Variabilidad de las cargas en la S/E 14 - SGF

Por medio de la Tabla 5.8 se muestra cómo los valores de frecuencia no cambian en el tiempo bajo cualquier evento y cumplen los valores establecidos por las normativas IEEE 2800 y CREG 0060.

Eventos	Tiempo (s)	IEEE 2800	CREG 0060
	$0 \leq t \leq 5$	58,8 - 61,2	58,5 - 62
Irradiancia	60	✓	✓
Desconexión línea	60	✓	✓
Aumento cargas	60	✓	✓
Reducción cargas	60	✓	✓

TABLA 5.8: Frecuencia en Hz- Eventos SGF

Evento falla trifásica y desconexión de línea

Se produce una falla a los 2,9 s durante 100 ms seguido de una desconexión de línea, esto genera una perturbación transitoria en la frecuencia, con oscilaciones notables. Sin embargo, el SGF muestra una rápida recuperación, estabilizando nuevamente la frecuencia en torno al valor nominal de 60 Hz. Esto evidencia una buena capacidad de respuesta y control dinámico ante contingencias severas en el SEP, tal como se observa en la Figura 5.12.

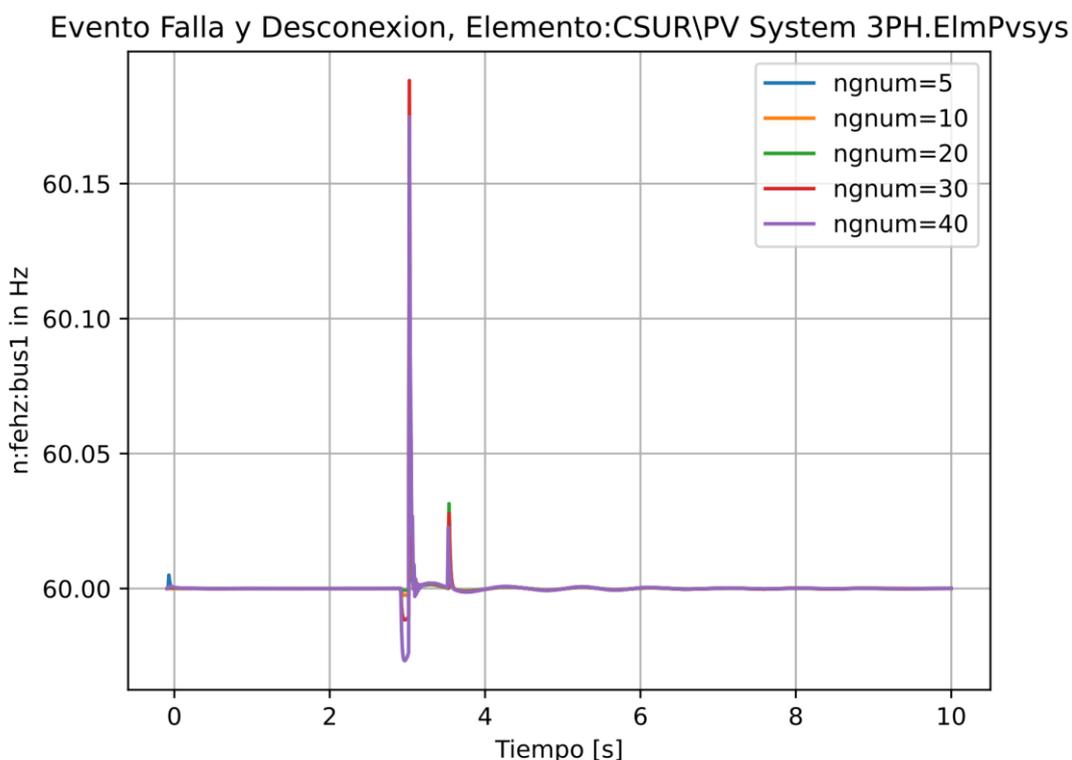


FIGURA 5.12: Falla trifásica - f vs t

A través de la Tabla 5.9 se detalla cómo los valores de frecuencia presentan

un cambio durante y luego del evento mencionado. Son oscilaciones pequeñas que no sobrepasan los 200 mHz por encima de la nominal, por tanto, cumple el rango permitido por las normativas IEEE 2800 y CREG 0060.

SGF	Tiempo (s)			IEEE 2800 58,8 - 61,2	CREG 0060 58,5 - 62
	$0 \leq t < 2,9$	$2,9 \leq t \leq 3$	$3 < t \leq 10$		
5	60	60-60,18	59,7-60,02	✓	✓
10	60	60-60,18	59,7-60,04	✓	✓
20	60	59,99-60,18	59,7-60,06	✓	✓
30	60	59,99-60,19	59,7-60,08	✓	✓
40	60	59,99-60,18	59,7-60,1	✓	✓

TABLA 5.9: Frecuencia en Hz- Evento falla y desconexión

5.1.3. Estabilidad de ángulo - SGF

La falla se produce a los 2,9 segundos, y al igual que en eventos anteriores, tiene una duración de 100 ms, seguida por la desconexión de la línea, visto en la Figura 5.13. Inmediatamente después del inicio del evento, se observa una respuesta oscilatoria intensa de un sistema sometido a una perturbación severa. A pesar de las oscilaciones iniciales, el sistema no pierde el sincronismo, ya que la variable medida (potencia) no se desvía de forma creciente ni colapsa, sino que muestra un comportamiento amortiguado y estable hacia un nuevo equilibrio.

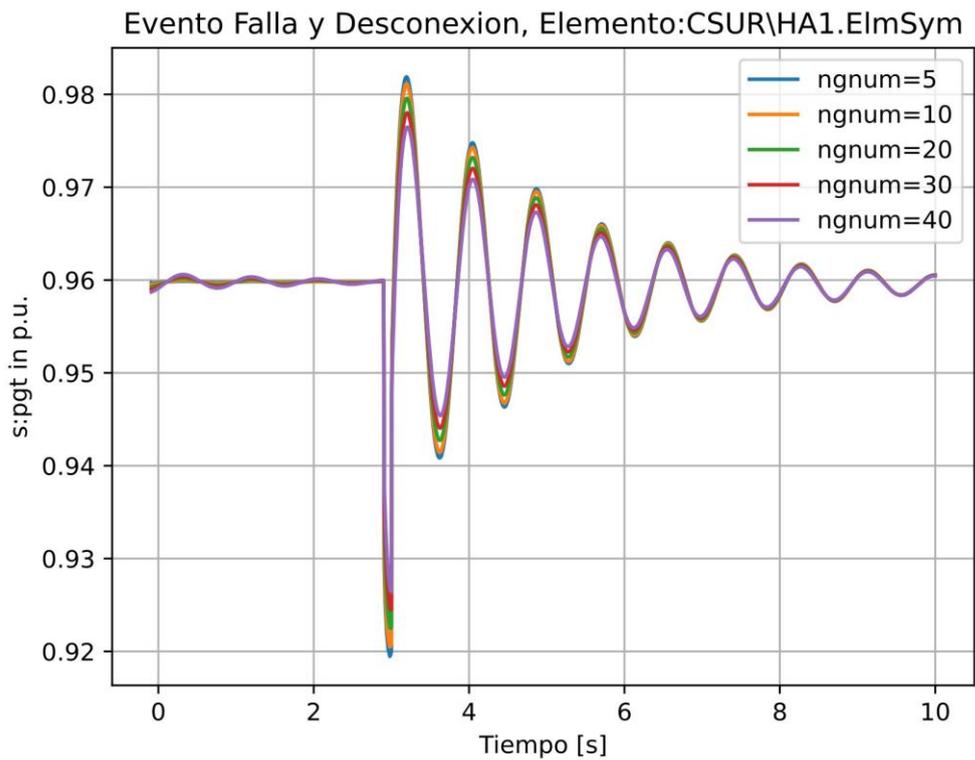


FIGURA 5.13: Estabilidad transitoria - SGF en el SEP

5.2. Resultados con el sistema eólico

De la Sección 4.2.2 se escoge un sistema eólico ($ngnum=1$), el cual posee una capacidad de 4,5906 MVA y factor de potencia igual a 0,9258; por tanto, posee una potencia de 4,13 MW, tal como se describe en la Tabla 5.10. Para efectuar las simulaciones, se incrementan los valores de potencia, es decir, aumento de la variable "ngnum"; eso equivale a colocar varios sistemas eólicos en paralelo. Las variaciones de potencia se efectúan sobre un mismo punto para desarrollar el análisis dinámico.

Cantidad Eo ngnum	Potencia aparente MVA	Potencia activa MW
1	4,5906	4,13
2	9,1812	8,26
3	13,7718	12,39
4	18,3624	16,53
5	22,953	20,66

TABLA 5.10: Potencias del sistema eólico

De la Sección 4.4.2, se definen 4 eventos independientes que abarcan contingencias o fallos en el SEP cuando se utiliza un sistema eólico.

Eventos de desconexión de la línea, aumento y disminución de las cargas

La Figura 5.14 muestra el comportamiento de la potencia activa del sistema eólico ante un evento de desconexión de la línea Turi(08)-Lentag(14), evaluando diferentes niveles de generación representados por los valores de $ngnum = 1$ a 5 , correspondientes a potencias activas entre $4,13$ MW a $20,66$ MW de la Tabla 5.10. Durante todo el periodo de simulación, incluso tras la desconexión, la potencia se mantiene totalmente constante en todos los niveles, sin variaciones ni caídas. Este comportamiento indica que el sistema eólico no interrumpe su generación ni reduce su aporte energético ante la desconexión, lo cual podría deberse a una configuración de control que mantiene al generador conectado al SEP, asegurando una continuidad en el suministro.

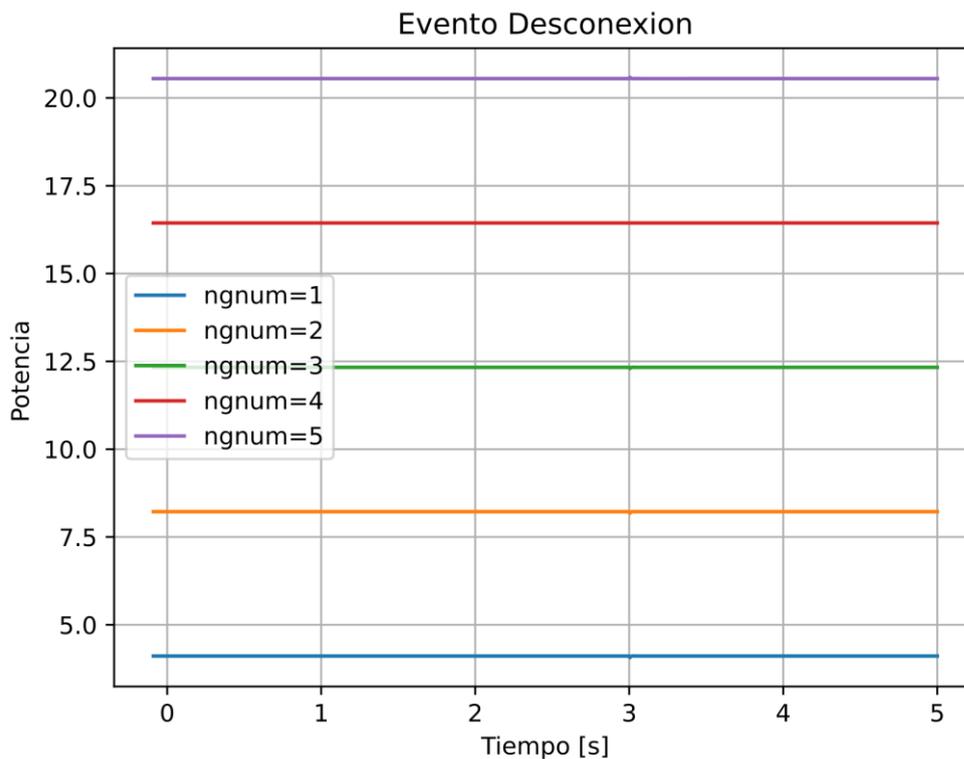
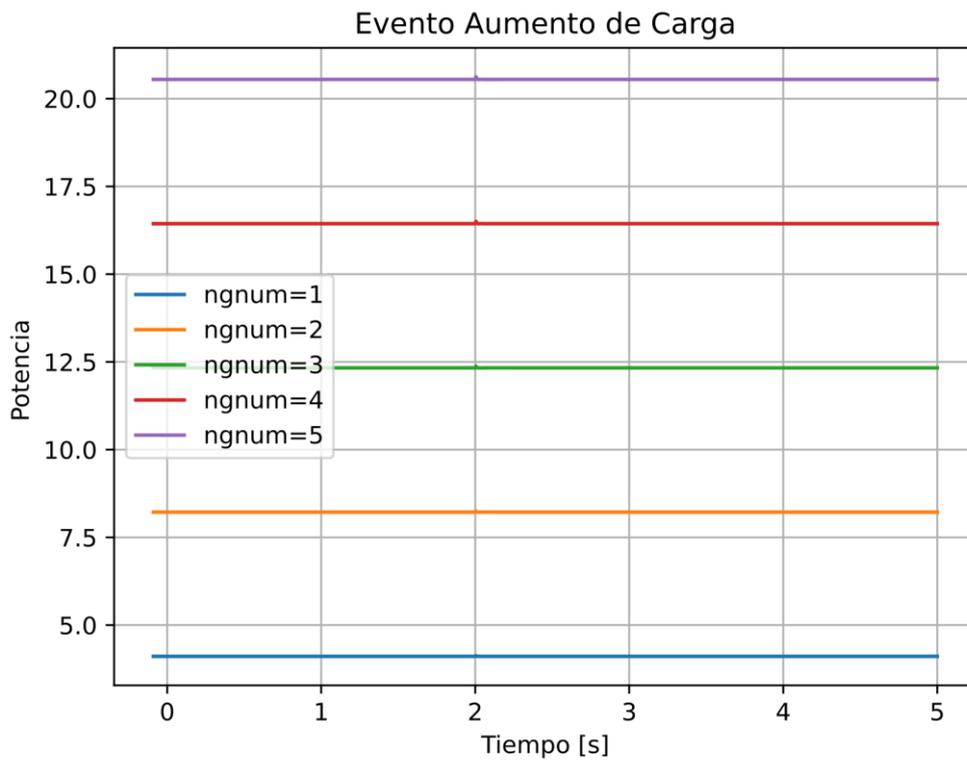
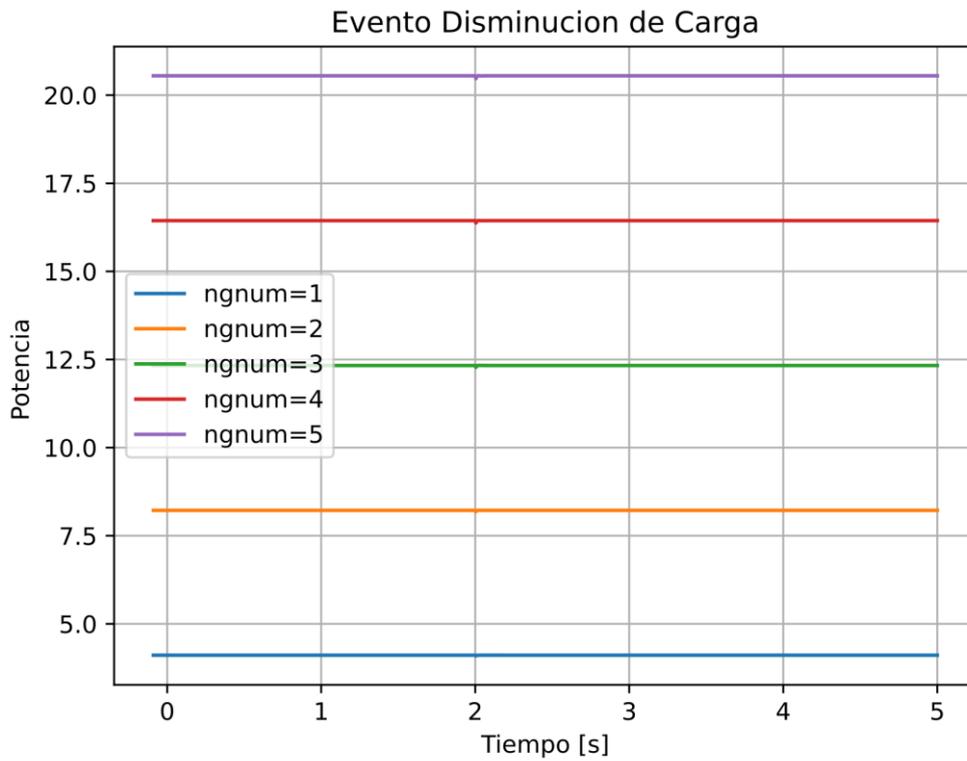


FIGURA 5.14: Desconexión de línea - P vs t

Situación similar pasa con los eventos de aumento y disminución de las cargas, donde su potencia no cambia previo y después de la ocurrencia, tal como se observa en las Figuras 5.15.a y b; respectivamente.



(a) Aumento de cargas-Eo



(b) Decremento de cargas-Eo

FIGURA 5.15: Variabilidad de las cargas en la S/E 14 - Eo

Evento de falla trifásica y desconexión de la línea

La 5.16 indica la respuesta del sistema eólico ante un evento de falla trifásica y posterior desconexión, afectando diferentes niveles de generación. A los 2,9 s, se origina la falla, provocando una caída abrupta de la potencia activa en todos los casos, llegando incluso a valores cercanos a cero. Esta reacción indica que el sistema se protege automáticamente ante la perturbación severa. No obstante, tras la desconexión afectada, el generador eólico muestra una recuperación inmediata y estable de la potencia, retornando a sus niveles previos en menos de 1 s. Este comportamiento evidencia que el sistema Eo cuenta con mecanismos de reconexión eficientes, lo que le permite mantener el suministro de energía sin perder la estabilidad frente a eventos críticos.

Evento Falla y Desconexion, Elemento:CSUR\G_EOLI_MDH_U1_U14.ElmGenst

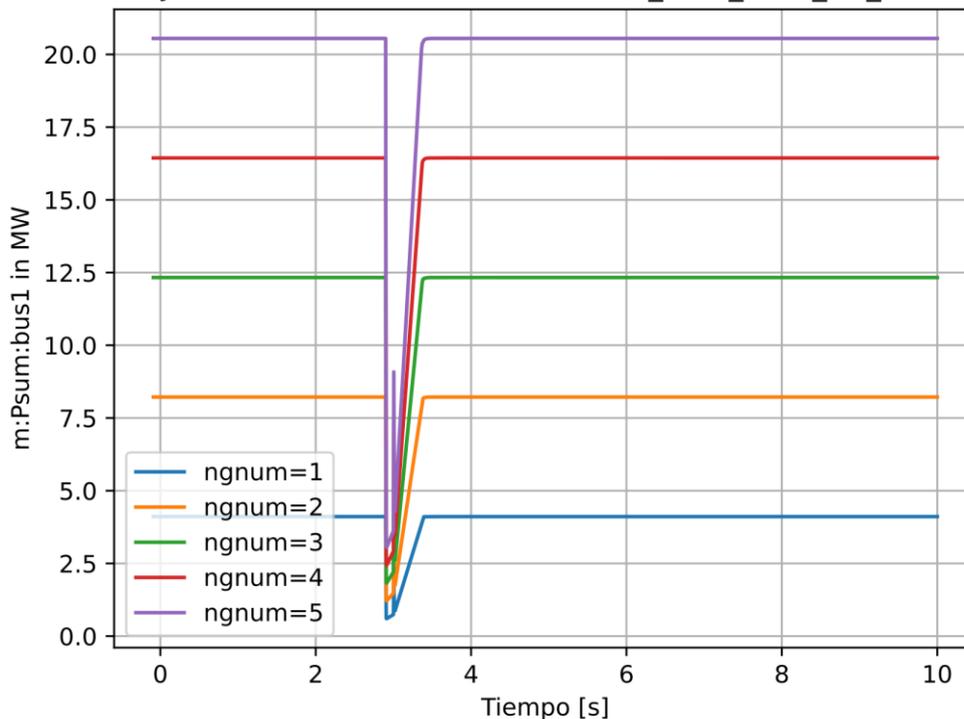


FIGURA 5.16: Potencia sobre el bus1

5.2.1. Estabilidad de voltaje - Eo

Evento de desconexión de línea

A través de la Figura 5.17 se observa el comportamiento del voltaje durante

el evento de desconexión de la línea Turi(08)-Lentag(14), el cual ocurre a los 3 s, evaluando distintos niveles de generación (ngnum = 1 a 5). Previo a la desconexión, el voltaje se mantiene estable y ligeramente creciente conforme aumenta el nivel de generación, con valores cercanos al nominal (1.0 p.u.). Al efectuarse el evento, se visualiza una pequeña caída de voltaje en casi los escenarios, lo que indica una pérdida parcial del soporte de red. Sin embargo, el sistema logra mantener la tensión dentro de valores aceptables, y el voltaje se estabiliza rápidamente en un nuevo nivel ligeramente inferior, excepto en el caso de mayor generación (ngnum=5), donde incluso se observa un aumento leve del perfil de voltaje. Por tanto, el sistema es estable y controlado ante la desconexión, sin afectaciones significativas al voltaje de la red.

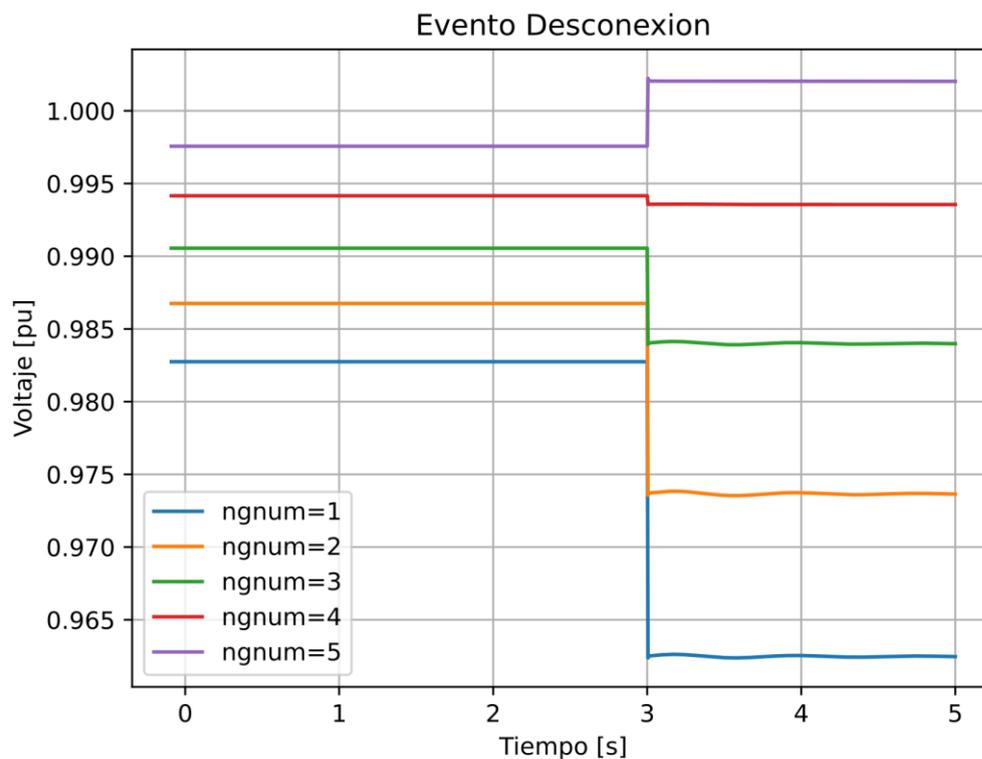


FIGURA 5.17: Desconexión de línea - V vs t - Eo

Apoyándose en las normas IEEE 2800, ARCONEL 001 y CREG 0060, los valores de voltaje ante cualquier generación operan dentro de los parámetros permitidos de la Tabla 5.11.

Eo	Tiempo (s)		IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$0 \leq t < 3$	$3 \leq t \leq 5$	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,1 p.u.
1	0,983	0,962	✓	✓	✓
2	0,987	0,974	✓	✓	✓
3	0,997	0,984	✓	✓	✓
4	0,994	0,984	✓	✓	✓
5	0,998	1,002	✓	✓	✓

TABLA 5.11: Voltaje en p.u. - Evento desconexión de línea - Eo

Evento aumento de cargas

En la Figura 5.18 se observa el evento de aumento de carga, este ocurre a partir de los 2 s para distintos niveles de generación (ngnum = 1 a 5). Previo al evento, el voltaje se mantiene estable, con valores que aumentan proporcionalmente al nivel de generación del sistema Eo. Una vez que se incrementa la carga, se un incremento de voltaje en todos los casos, incluso alcanzando valores por encima de 1.0 p.u. en los escenarios con mayor generación (ngnum = 3, 4 y 5). Este comportamiento sugiere que el sistema Eo responde de forma activa y positiva al aumento de la demanda, probablemente incrementando su inyección de potencia o manteniendo una regulación de voltaje efectiva.

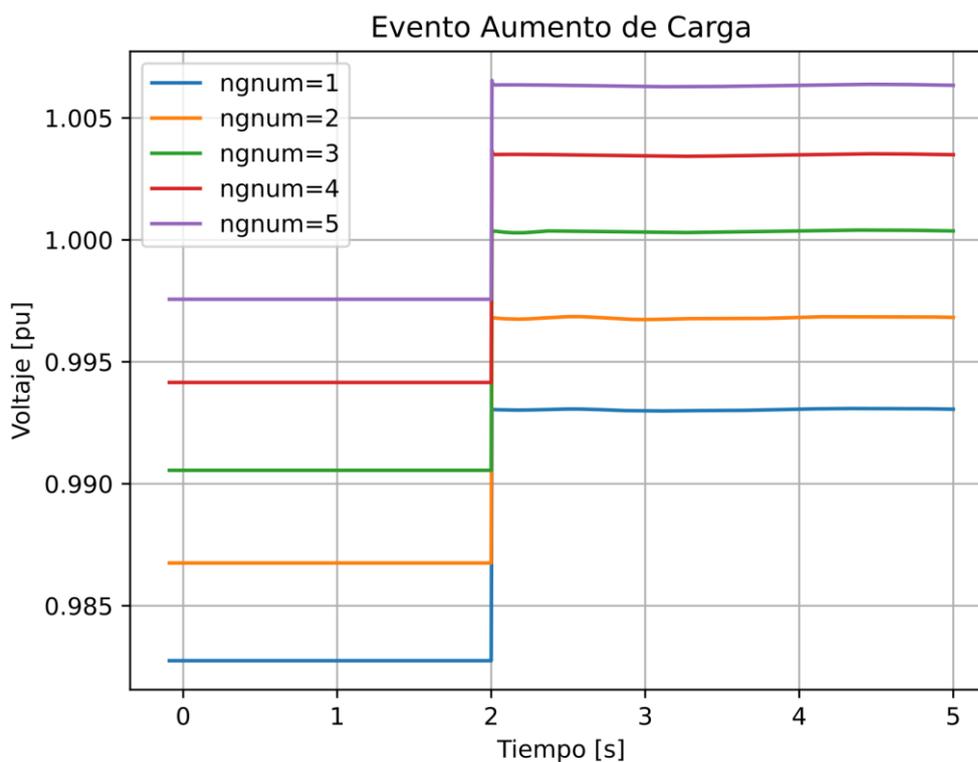


FIGURA 5.18: Aumentos de cargas - V vs t - Eo

Los niveles de voltaje varían entre 0,983 a 1,007, lo cual demuestra que opera bajo condiciones de operación continua, según lo establecido por IEEE 2800, ARCONEL 001 y CREG 0060; detallado en la Tabla 5.12.

Eo	Tiempo (s)		IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$0 \leq t < 2$	$2 \leq t \leq 5$	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,1 p.u.
1	0,983	0,993	✓	✓	✓
2	0,987	0,997	✓	✓	✓
3	0,997	1,000	✓	✓	✓
4	0,994	1,004	✓	✓	✓
5	0,998	1,007	✓	✓	✓

TABLA 5.12: Voltaje en p.u. - Evento aumento de carga - Eo

Evento disminución de cargas

La Figura 5.19 indica un evento de disminución de carga, ocurrido a los 2 s, para distintos niveles de generación. Este implica una caída de voltaje ligero, eso quiere decir que el sistema Eo no ajusta su generación de forma inmediata al nuevo nivel de carga, lo que provoca un pequeño desequilibrio momentáneo. Aun así, el voltaje se estabiliza manteniéndose dentro de valores aceptables y preserva su estabilidad operativa tras el cambio.

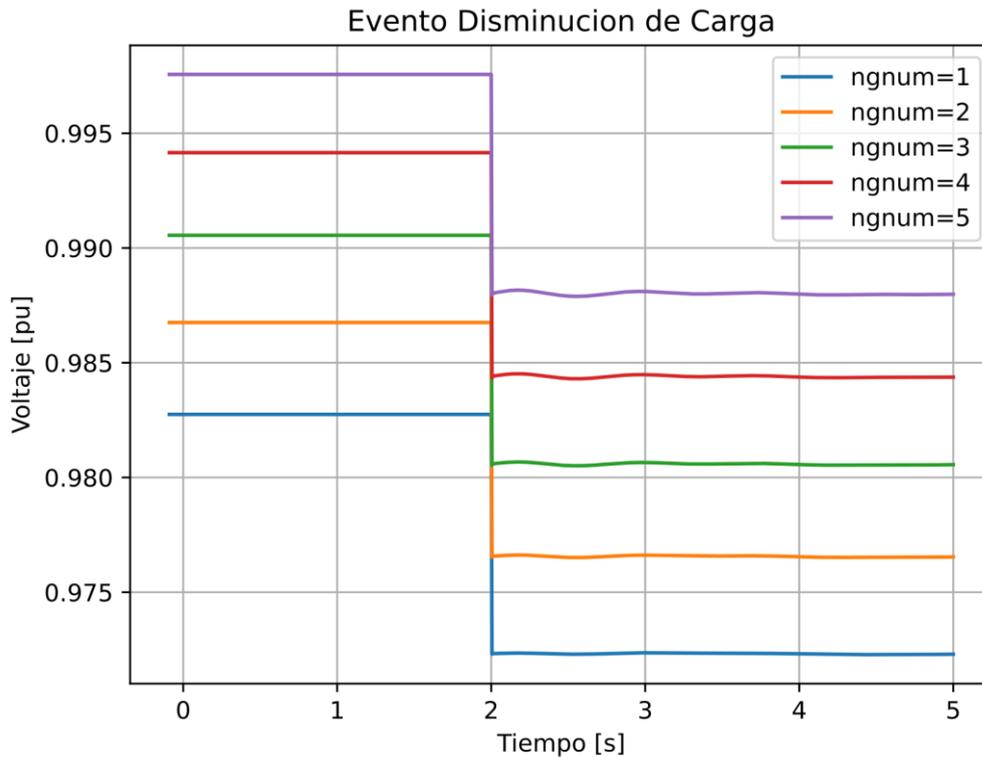


FIGURA 5.19: Reducción de cargas - V vs t - Eo

Similar al evento anterior, los perfiles de voltaje están dentro del rango permitido, tal como se ilustra en la Tabla 5.13.

Eo	Tiempo (s)		IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$0 \leq t < 2$	$2 \leq t \leq 5$	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,1 p.u.
1	0,983	0,973	✓	✓	✓
2	0,987	0,977	✓	✓	✓
3	0,997	0,981	✓	✓	✓
4	0,994	0,984	✓	✓	✓
5	0,998	0,988	✓	✓	✓

TABLA 5.13: Voltaje en p.u. - Evento disminución de carga - Eo

Evento de falla trifásica y desconexión de línea

Este evento provoca una interrupción crítica en el voltaje y se origina una caída a valores cercanos a 0,2. No obstante se produce una desconexión de la línea Turi(08)-Lentag(14) 100 ms después del cortocircuito, el voltaje se recupera con rapidez, estabilizándose nuevamente, aunque con una ligera reducción respecto al estado inicial, tal como se muestra en la Figura 5.20. Esto demuestra que el sistema cuenta con una capacidad de recuperación ante contingencias graves.

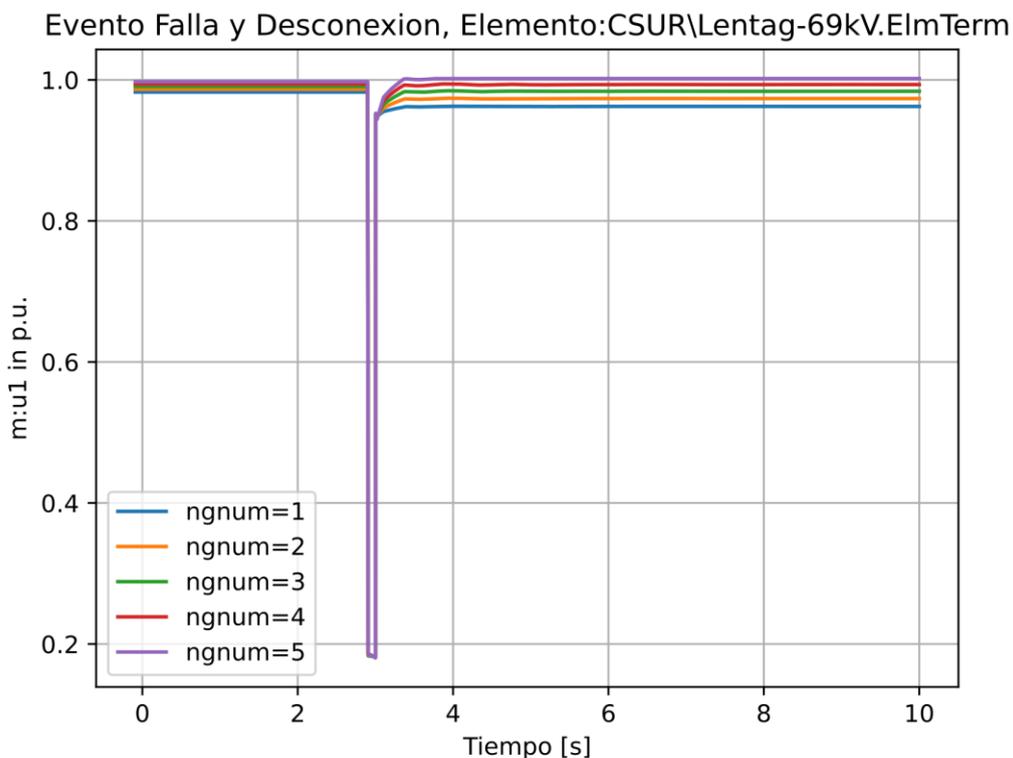


FIGURA 5.20: Falla trifásica y desconexión de línea - V vs t - Eo

Previo a los 2,9 s y posterior a los 3 s, se observa que los niveles de voltaje

presentan un rango estable dentro de una operación continua con cualquiera de las normativas presentes en la Tabla 5.14.

Eo	Tiempo (s)		IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$0 \leq t < 2,9$	$3 < t \leq 10$	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,05 p.u.	0,9-1,1 p.u.
1	0,98	0,96	✓	✓	✓
2	0,99	0,97	✓	✓	✓
3	0,99	0,98	✓	✓	✓
4	0,99	0,99	✓	✓	✓
5	1,00	1,00	✓	✓	✓

TABLA 5.14: Voltaje - Evento falla y desconexión pt1 - Eo

Sin embargo, cuando ocurre la falla a los 2,9 s ya no puede aplicarse la ARCONEL 001 ni la CREG 0060 ante la caída de voltaje. Para ello, se recurre a la IEEE 2800, el cual permite operar bajo condiciones críticas. Cuando se encuentra entre 0,1 a 0,25 V p.u., el sistema puede operar por 160 ms. Por tanto, cumple bajo la normativa mencionada, tal como se menciona en la Tabla 5.15.

Eo	Tiempo (s)	IEEE 2800	ARCONEL 001	CREG 0060
	$2,9 \leq t \leq 3$	0,9-1,05 p.u.	No tiene	No tiene
1	0,19	✓	X	X
2	0,19	✓	X	X
3	0,19	✓	X	X
4	0,19	✓	X	X
5	0,19	✓	X	X

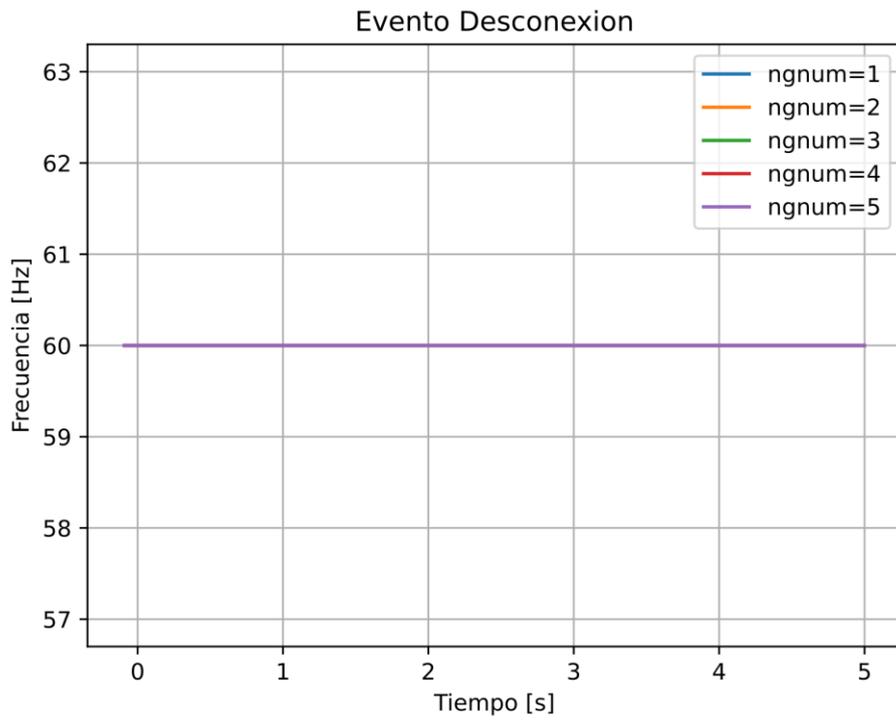
TABLA 5.15: Voltaje - Evento falla y desconexión pt2 - Eo

5.2.2. Estabilidad de frecuencia - Eo

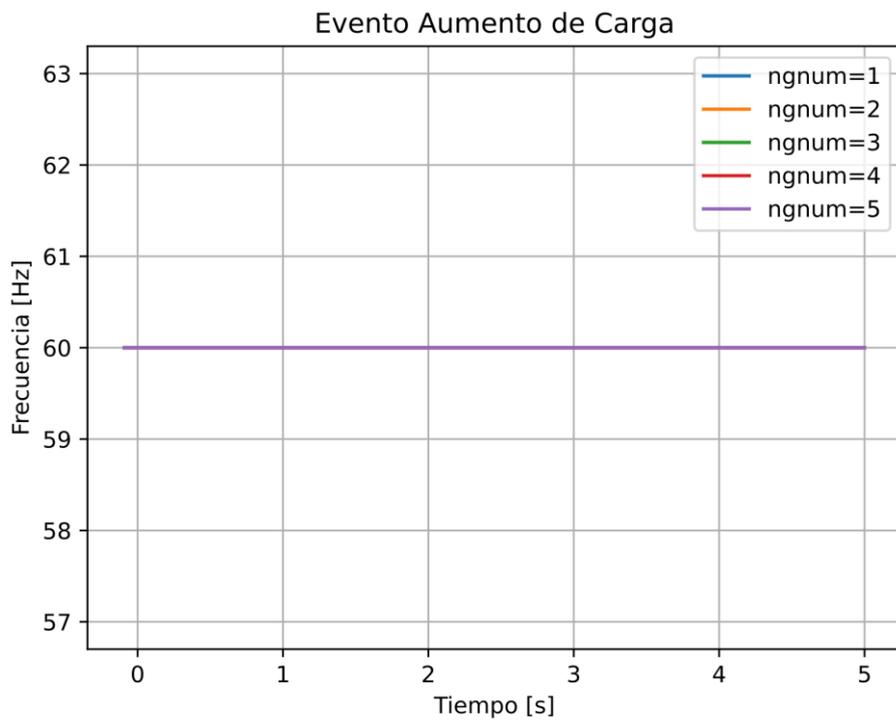
Eventos de irradiancia, desconexión de línea, aumento y disminución de las cargas

Al aplicarse cualquiera de los eventos de desconexión de la línea Turi(08)-Lentag(14), aumento o disminución de las cargas, la frecuencia se mantiene estable y no presenta variabilidad alguna, es decir, posee un valor de 60 Hz bajo cualquier generación Eo.

En la Figura 5.21.a y b se muestran las frecuencias del evento de la desconexión de línea y aumento de las cargas; respectivamente.



(a) Desconexión Turi(08)-Lentag(14)



(b) Aumento de cargas

FIGURA 5.21: Eventos del sistema Eo

En la Figura 5.22 se observa el perfil de frecuencia ante el evento de disminución de las cargas de la S/E 14.

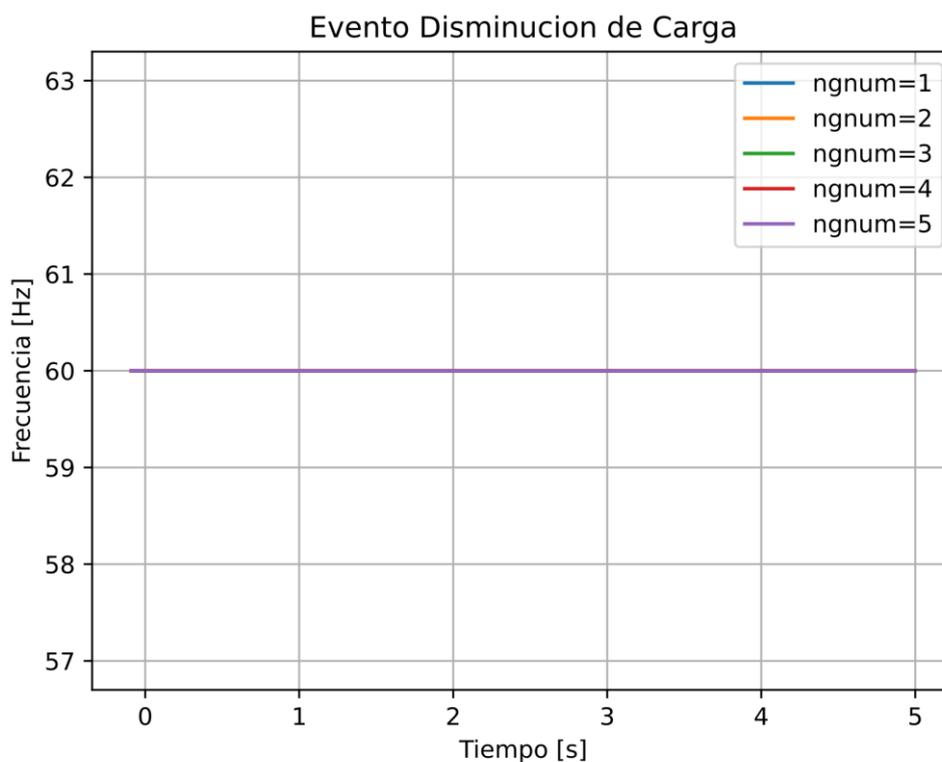


FIGURA 5.22: Aumento de cargas - F vs t - Eo

Por medio de la 5.16 se muestra cómo los valores de frecuencia no cambian en el tiempo bajo cualquier evento y cumplen los valores establecidos por las normativas IEEE 2800 y CREG 0060.

Eventos	Tiempo (s) $0 \leq t \leq 5$	IEEE 2800 58,8 - 61,2	CREG 0060 58,5 - 62
Desconexión línea	60	✓	✓
Aumento cargas	60	✓	✓
Reducción cargas	60	✓	✓

TABLA 5.16: Frecuencia en Hz- Eventos Eo

Evento falla trifásica y desconexión de línea

La Figura 5.23 visualiza el comportamiento de la frecuencia del sistema durante un evento de falla trifásica seguido de la desconexión de Turi(08)-Lentag(14), ocurrido a los 2,9 s. Al producirse la falla, se genera una caída de máximo 300 mHz en la frecuencia, seguida por una oscilación transitoria con amplitudes que varían ligeramente según el nivel de generación (ngnum = 1 a 5). Estas reflejan el desequi-

librio momentáneo entre generación y demanda causado por la perturbación. Sin embargo, el sistema recupera hasta un valor cercano a 60 Hz, con un amortiguamiento progresivo y sin desviaciones crecientes. Esto indica que el sistema Eo posee un buen control de frecuencia.

Evento Falla y Desconexión, Elemento:CSUR\G_EOLI_MDH_U1_U14.ElmGenst

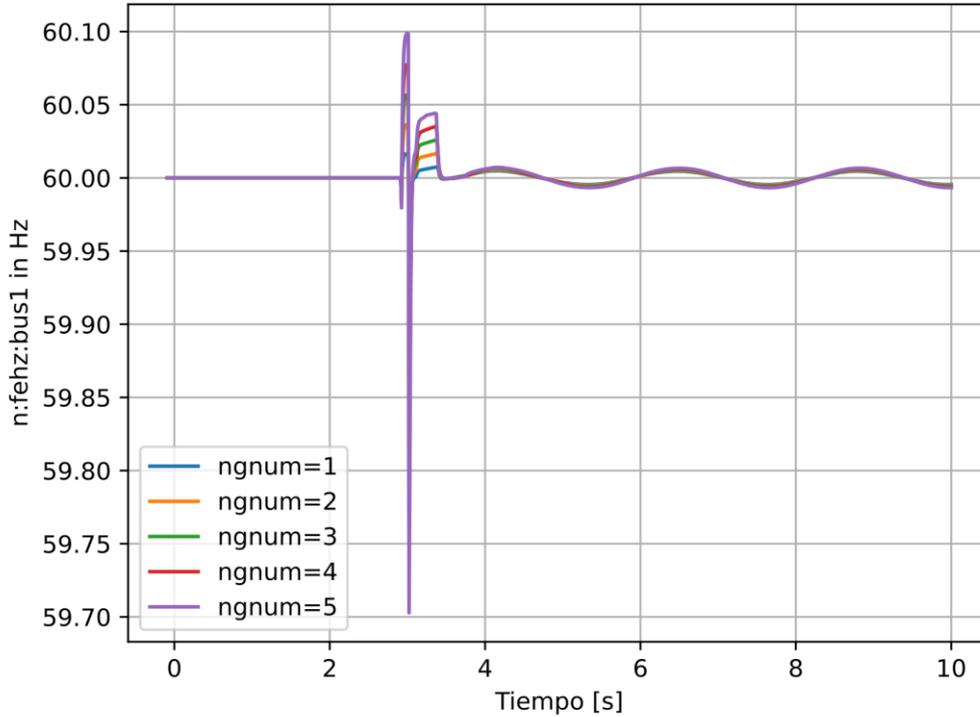


FIGURA 5.23: Falla trifásica y desconexión de línea - f vs t - Eo

A través de la Tabla 5.17 se muestra cómo los valores de frecuencia presentan un cambio durante y luego del evento mencionado. A pesar de que presentan oscilaciones, se mantiene dentro de los parámetros permitidos por las normativas IEEE 2800 y CREG 0060.

SGF	Tiempo (s)			IEEE 2800 58,8 - 61,2	CREG 0060 58,5 - 62
	$0 \leq t < 2,9$	$2,9 \leq t \leq 3$	$3 < t \leq 10$		
5	60	60-60,18	59,7-60,02	✓	✓
10	60	60-60,18	59,7-60,04	✓	✓
20	60	59,99-60,18	59,7-60,06	✓	✓
30	60	59,99-60,19	59,7-60,08	✓	✓
40	60	59,99-60,18	59,7-60,1	✓	✓

TABLA 5.17: Frecuencia en Hz- Evento falla y desconexión - Eo

5.2.3. Estabilidad de ángulo - Eo

Evento de falla trifásica y desconexión de línea

La falla se produce a los 2,9 segundos y tiene una duración de 100 ms, seguida por la desconexión de la línea, visto en la Figura 5.24. A través de este evento, se evalúa la estabilidad transitoria del sistema, es decir, su capacidad para mantener el sincronismo tras una perturbación severa. Posterior a la falla se observa una serie de oscilaciones de gran amplitud, que progresivamente se amortiguan. Este comportamiento es característico de un sistema que ha sido perturbado pero que no pierde el sincronismo, ya que no hay divergencia ni colapso de las curvas. En todos los escenarios (ngnum = 1 a 5), el sistema se estabiliza hacia un nuevo estado de equilibrio, lo cual demuestra una respuesta dinámica adecuada ante la contingencia.

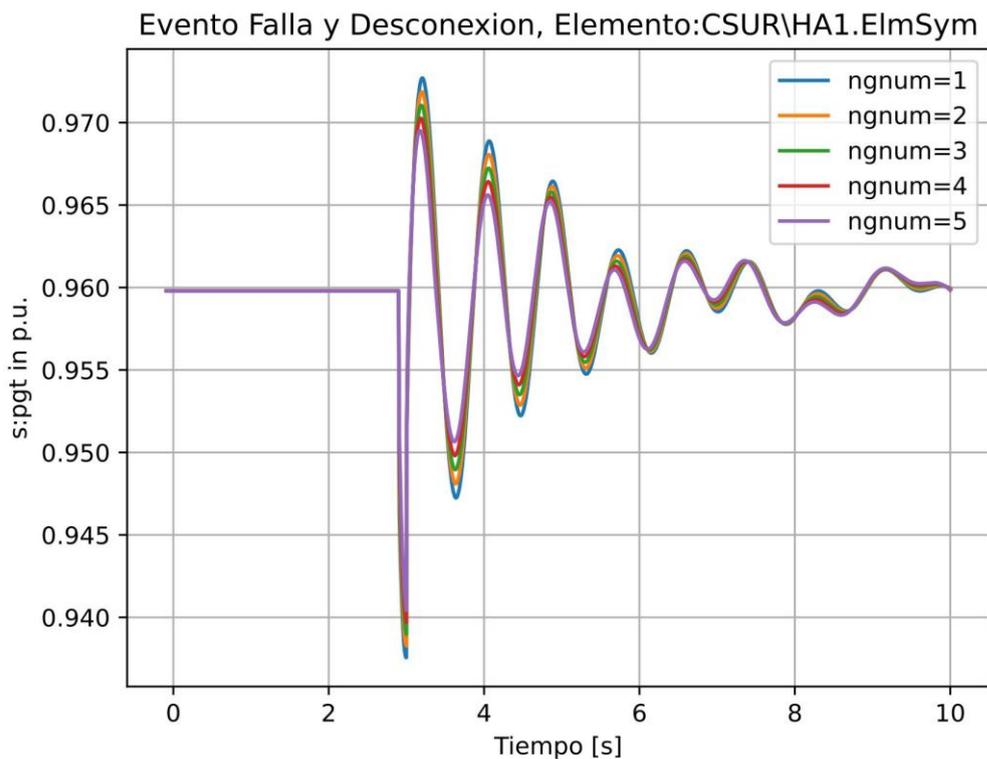


FIGURA 5.24: Evento de falla trifásica y desconexión de línea - Eo

5.3. Análisis beneficio/costo (B/C)

Si se aplica el régimen con la IEEE 2800 para el SGF, se pueden aplicar cualquiera de las 2 potencias declarados en la Sección 5.1.1 e iguales a 2,5 y 5 MVA con un factor de potencia de 0,9. Eso quiere decir que poseen potencias activas de 2,25 (SGF1) y 4,5 MW (SGF2). Se escoge como ejemplo de análisis el sistema con mayor potencia y se definen las siguientes características:

- Se tiene un costo igual a 857 USD/kW [42], por tanto la inversión del SGF es de 4.285.000,00 USD.
- Se define una tasa de descuento del 15 %.
- Ingresos:
 - De la Tabla 2.5 se escoge el costo por energía del SGF por un valor de 8.144,00 USD/kWh.
 - Si el SGF opera al 1 % de su capacidad, la operación anual es de 87,6 h/año.
 - Los ingresos se calcula bajo la multiplicación de 3 parámetros, potencia SGF (4,5 MW), operación anual (87,6 h/año) y costo (8.144,00 USD/kWh), obteniendo un valor igual a 3.210.364,80 USD.
- Los egresos se determinan en base al 20 % de su inversión, quedando 857.000,00 USD.
- A partir del primer año, se tiene un flujo efectivo neto de 2.353.364,80 USD.
- Como la vida útil del sistema fotovoltaico suele ser superior a los 20 años [43], se establece un periodo de 5 años para el análisis B/C.

El proyecto es viable ya que el valor actual neto VAN es positivo (3.603.843,81 USD), la tasa interna de retorno TIR (46,89 %) es mayor a la tasa de descuento y finalmente, el B/C es mayor a la unidad con un valor igual a 1,50. Sin embargo, en caso de escoger la potencia SGF1, el proyecto no se vuelve viable (B/C = 0,75) debido a que los egresos son elevados.

CAPÍTULO 6

DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Discusión

El presente trabajo de titulación se centró en analizar el impacto dinámico de la Generación Distribuida (GD) en los sistemas de subtransmisión a 69 kV, con énfasis en la estabilidad de voltaje y frecuencia de la red eléctrica. En los capítulos 3, 4 y 5 se abordaron aspectos clave como las restricciones técnicas, la metodología de integración de GD y el análisis de los resultados obtenidos a través de simulaciones desarrolladas en *DiGSILENT POWER FACTORY* y la visualización de los datos mediante una interfaz en Python.

Se presentó una evaluación bajo los criterios de acreditación ABET, estableciendo restricciones fundamentales para la implementación de GD. Entre los principales límites, se destacó la necesidad de garantizar estabilidad en voltaje y frecuencia, de acuerdo con normativas como IEEE 2800, ARCONEL 001/24 y CREG-0060/2019. De igual manera, se identificaron restricciones económicas que condicionan la factibilidad de la integración de sistemas fotovoltaicos en la subestación eléctrica S/E 14.

Las restricciones de funcionalidad y mantenibilidad también fueron consideradas, ya que la integración de GD requiere un diseño que minimice impactos en la operación normal de la red. En este sentido, se propusieron 2 modelos, uno propio del software de simulación y otro basado en una planta ya existente para los sistemas fotovoltaicos y eólicos; respectivamente, con el propósito de evaluar la estabilidad de la red sin comprometer la confiabilidad del sistema.

Se incorporó una GD en la red de subtransmisión, considerando dos tipos de generación: fotovoltaica y eólica. Por consiguiente, se desarrollaron simulaciones en *DiGSILENT POWER FACTORY* y la visualización de los datos mediante una interfaz en Python. Además, se efectuaron eventos como fluctuaciones de irradiancia, desconexión de líneas y variaciones de carga para el sistema fotovoltaico; mientras que para la generación eólica se realizó un evento de cortocircuito y desconexión de la línea eléctrica. Los resultados obtenidos en estas simulaciones permitieron observar la influencia de GD sobre los parámetros de operación del sistema. Se identificaron que, bajo ciertos aspectos técnicos, la inserción de GD genera fluctuaciones en el voltaje y la frecuencia, lo que puede comprometer la estabilidad del sistema.

En este estudio se determinaron que la variabilidad de irradiancia impacta significativamente el perfil de voltaje en la red, generando caídas abruptas cuando la radiación solar disminuye y que la incorporación de un sistema eólico mejora la estabilidad de frecuencia, pero su respuesta ante eventos transitorios es más lenta que la del sistema fotovoltaico.

6.2. Conclusiones

- Al incorporar fuentes de generación distribuida de tipo fotovoltaico y eólico en la red de subtransmisión a 69 kV se analizaron las estabilidades de frecuencia y voltaje.
- Se aplicó una metodología bajo los criterios ABET basada en simulaciones dinámicas a través del software *DigSILENT POWER FACTORY*, el cual permite evaluar la estabilidad de la red con generación fotovoltaica y eólica. Además, se consideran varios eventos, por ejemplo, en el sistema fotovoltaico se define un cambio de irradiancia, desconexión de líneas y aumento/disminución de cargas de la Subestación S/E 14. En cambio, con la generación eólica se realiza un evento de falla basado en el cortocircuito y a la vez se desarrolla la apertura de la línea eléctrica.
- Al aplicar simulaciones dinámicas sobre los sistemas planteados se tiene un cumplimiento normativo de la IEEE 2800 cuando se trata de la estabilidad de voltaje tanto para la generación fotovoltaica como la eólica. En cambio, si se analiza la estabilidad de frecuencia, se tiene un cumplimiento bajo todos los estándares IEEE 2800 y CREG-0060/2019.

6.3. Recomendaciones

- Se sugiere para futuros trabajos implementar en otros softwares capaces de llevar a cabo implementaciones de este tipo, bajo las mismas condiciones operativas y técnicas. De ello, se podrá observar si existen cambios durante la estabilidad de voltaje y frecuencia.
- Al aplicar criterios en la estabilidad de voltaje y frecuencia en sistemas de subtransmisión, se recomienda utilizar la normativa IEEE 2800, ya que establece valores ante situaciones anormales de operación.

Bibliografía

- [1] Weber, H. y Ahmed, N., “A safe, reliable and regenerative electrical energy supply to power the future”, *EPJ Web Conf.*, vol. 246, pág. 00 017, 2020. doi: 10.1051/epjconf/202024600017. dirección: <https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600017>.
- [2] M. de Energía y Minas [MEM], *Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Energía y Minas*, 2024. dirección: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/> (visitado 21-11-2024).
- [3] F. Vásquez y K. Bustamante, “Estudio de los sistemas de Generación Distribuida”, bachelorThesis, Universidad del Azuay, 2013. dirección: <http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/2195> (visitado 21-11-2024).
- [4] E. Llanes y R. Barragán, “La generación de energía eléctrica para el desarrollo industrial en el ecuador a partir del uso de las energías renovables”, Tesis doct., Universidad Internacional SEK, oct. de 2020. dirección: <http://localhost:8080/xmlui/handle/123456789/4023> (visitado 06-12-2024).
- [5] ARCERNNR-006/23, *Marco regulatorio de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores no regulados de energía eléctrica*, Regulación, 2023. dirección: <https://controlelectrico.gob.ec/regulaciones-2023/> (visitado 25-11-2024).
- [6] M. R. Martínez Rodas y C. G. Morocho Ortiz, “Diagnóstico del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, frente al impacto masivo de las cocinas de inducción”, bachelorThesis, Universidad de Cuenca, 2014. dirección: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/20746> (visitado 21-11-2024).
- [7] A. Abedimpe, P. Olulope, B. Olajiga, E. Olajuyin y O. Adeoye, “Dynamic impact of hybrid wind-solar photovoltaic power injection on small signal stability of Nigerian 11kV power system using Self Organizing Map neural network”, *Scientific African*, vol. 24, e02214, jun. de 2024, issn: 2468-2276. doi: 10.1016/j.sciaf.2024.e02214. (visitado 06-12-2024).

- [8] S. H. Alsaiani, N. Kannan, Y. A. Mobarak y A. Abdulsatar, “Enhancing Power System Stability and Reliability: Integrating Photovoltaic Systems into Electrical Grids”, en *2024 IEEE 3rd International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES)*, jun. de 2024, págs. 1-5. doi: 10.1109/ICEPES60647.2024.10653563. (visitado 06-12-2024).
- [9] L. Liu, Z. Sun, X. Chen, L. Zhong y J. Guo, “Analysis of the Influence of Distributed Photovoltaic Dynamic Characteristics on Energy Measurement”, en *2023 IEEE 5th International Conference on Power, Intelligent Computing and Systems (ICPICS)*, ISSN: 2834-8567, jul. de 2023, págs. 1008-1011. doi: 10.1109/ICPICS58376.2023.10235672. (visitado 06-12-2024).
- [10] A. S. Akinyemi, K. Musasa e I. E. Davidson, “Analysis of voltage rise phenomena in electrical power network with high concentration of renewable distributed generations”, *Scientific Reports*, vol. 12, n.º 1, pág. 7815, mayo de 2022, issn: 2045-2322. doi: 10.1038/s41598-022-11765-w. (visitado 06-12-2024).
- [11] J. Constante, A. Riofrío, A. D. L. Torre y J. Cepeda, “Metodología para Modelación Estacionaria y Dinámica del S.N.I en HYPERSim, Aplicación del Modelo en Análisis de Transitorios Electromagnéticos para Sistemas de 500 kV”, *Revista Técnica Energía*, vol. 16, n.º 2, págs. 40-49, ene. de 2020, Number: 2, issn: 2602-8492. doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.351. (visitado 06-12-2024).
- [12] J. R. Rodríguez Salazar, “Ubicación óptima de generación distribuida en redes de distribución”, Tesis doct., Universidad Técnica Estatal de Quevedo, 2020. dirección: <https://repositorio.uteq.edu.ec/handle/43000/5108> (visitado 21-11-2024).
- [13] N. Gupta y K. Seethalekshmi, “Sistemas de Generación Distribuida: Tipos y aplicaciones”, en *Manual de Energía y Medio Ambiente en el Siglo XXI*, 1ra Edición, Prensa CRC, 2024, pág. 22, ISBN: 978-1-03-271543-8.
- [14] J. Trashorras Montecelos, *Configuración de instalaciones eléctricas*, 2da Edición. Ediciones Paraninfo, S.A., abr. de 2022, ISBN: 978-84-13-66153-7.
- [15] A. Colmenar, D. Borge, E. Collado y G. Castro, *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. Editorial UNED, mar. de 2016, ISBN: 978-84-362-7052-5.
- [16] P. García Martín, *Energía solar fotovoltaica para todos*, es. Marcombo, feb. de 2021, ISBN: 978-84-267-3295-8.
- [17] MathWorks, *MathWorks - Creadores de MATLAB y Simulink - MATLAB y Simulink*, 2024. dirección: <https://la.mathworks.com/> (visitado 25-11-2024).

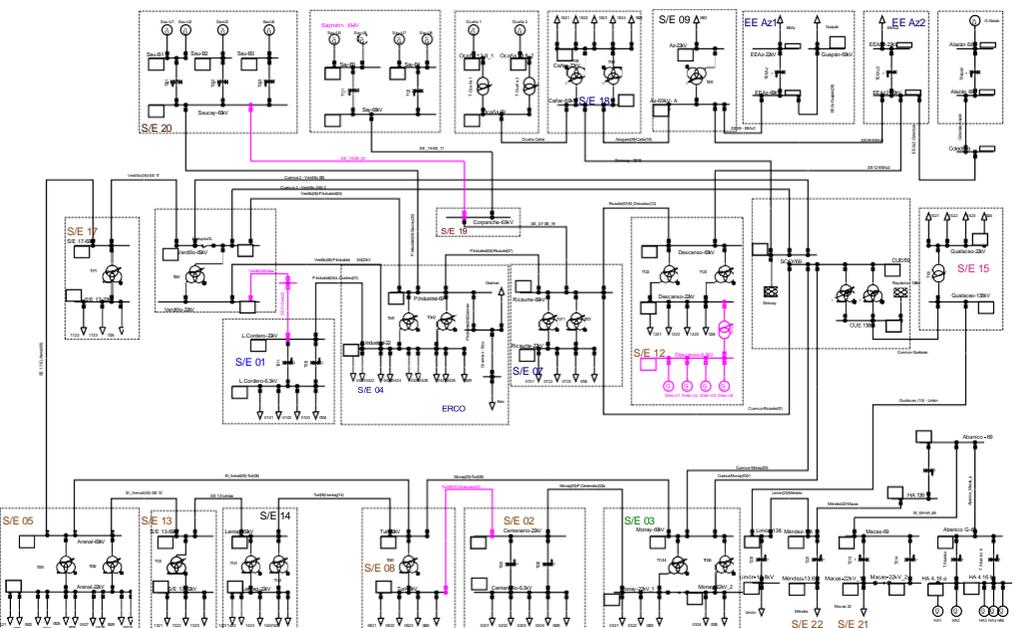
- [18] L. Romero Lozano, *Gestión del montaje de parques eólicos*. Ediciones Paraninfo, S.A., ene. de 2017, ISBN: 978-84-283-9562-5.
- [19] M. Villarubia López, *Ingeniería de la energía eólica*. Marcombo, jul. de 2012, ISBN: 978-84-267-1856-3.
- [20] P. Kundur, *Estabilidad y Regulación de Sistemas de Potencia*. Washington Humberto Peralta, jun. de 2022.
- [21] G. Lammert, *Modelling, Control and Stability Analysis of Photovoltaic Systems in Power System Dynamic Studies*, en, Energy Management and Power System Operation. kassel university press, 2019, vol. 9. dirección: <https://www.uni-kassel.de/ub/index.php?id=39129&h=9783737607162> (visitado 04-04-2025).
- [22] M. Bollen y F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*, en, 1.^a ed. Wiley, jul. de 2011, ISBN: 978-0-470-64337-2 978-1-118-02903-9. doi: 10.1002/9781118029039. dirección: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781118029039> (visitado 04-04-2025).
- [23] A. S. Valdivieso Cruz y J. C. Catagua Alcivar, “Análisis de cortocircuito en un sistema industrial bajo normativas ANSI E IEC, simulados en DIGSILENT POWER FACTORY”, spa, Accepted: 2024-09-17T14:44:05Z, bachelorThesis, Universidad Politécnica Salesiana UPS, 2024. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/28685> (visitado 04-04-2025).
- [24] G. C. Delgado, *Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia*. Universidad del Valle, 2018, ISBN: 978-958-765-864-4.
- [25] M. Campaña, P. Masache, E. Inga y D. Carrión, “Estabilidad de tensión y compensación electrónica en sistemas eléctricos de potencia usando herramientas de simulación”, *Ingenius*, n.º 29, págs. 9-23, ene. de 2023, Number: 29, ISSN: 1390-860X. doi: 10.17163/ings.n29.2023.01. dirección: <https://ingenius.ups.edu.ec/index.php/ingenius/article/view/5032> (visitado 07-12-2024).
- [26] S. X. C. Quintero y S. A. Aramburo, *Servicios complementarios en sistemas eléctricos de potencia: Análisis y modelamiento*. Universidad Nacional de Colombia, jun. de 2016, ISBN: 978-958-775-776-7.
- [27] R. N. Mishra, S. Mishra y D. K. Chaturvedi, “Frequency Stabilization in an Electric Power System under Reorganized Configuration”, en *2024 3rd International conference on Power Electronics and IoT Applications in Renewable Energy and its Control (PARC)*, feb. de 2024, págs. 67-71. doi: 10.1109/PARC59193.2024.10486818. (visitado 08-12-2024).

- [28] I. Std1547, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, ISBN: 9781504446396. doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112. (visitado 27-11-2024).
- [29] I. Std2800, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*. doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9762253.
- [30] ARCONEL-001/24, *Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, Regulación*, 2024. dirección: <https://controlelectrico.gob.ec/regulaciones-2024/> (visitado 26-11-2024).
- [31] ARCONEL-006/24, *Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas interesadas en realizar la actividad de generación*, Regulación, 2024. dirección: <https://controlelectrico.gob.ec/regulaciones-2024/>.
- [32] Gesetze, *EEG 2023*, 2025. dirección: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ (visitado 06-01-2025).
- [33] V. der Elektrotechnik [VDE], *Normas técnicas de conexión para alta tensión (VDE-AR-N 4120)*, es, 2018. dirección: <https://www.vde.com/en/fnn/topics/technical-connection-rules/tar-for-high-voltage> (visitado 07-01-2025).
- [34] Caterpillar, *Cumplimiento del grupo electrógeno con la norma IEEE 1547 | Cat | Caterpillar*, es, 2025. dirección: https://www.cat.com/es_US/by-industry/electric-power/Articles/White-papers/generator-set-compliance-with-ieee-standard-1547.html (visitado 12-01-2025).
- [35] FERC, *Home Page | Federal Energy Regulatory Commission*, en, 2025. dirección: <https://cms.ferc.gov/> (visitado 12-01-2025).
- [36] CPUC, *Comisión de Servicios Públicos de California*, 2025. dirección: <https://www.cpuc.ca.gov/> (visitado 12-01-2025).
- [37] SDGE, *Customer Generation | San Diego Gas & Electric*, 2024. dirección: <https://www.sdge.com/more-information/customer-generation> (visita- do 12-01-2025).
- [38] CREG, *Actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*, Resolución, nov. de 2021. dirección: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm (visitado 22-02-2025).

- [39] CNO, *Acuerdo 1549 Por el cual se aprueba la actualización del documento de pruebas y verificación de parámetros requeridos para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW*, 2022. dirección: <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1549-por-el-cual-se-aprueba-la-actualizacion-del-documento-de-pruebas-y> (visitado 22-02-2025).
- [40] CREG, *Código de Redes*, es, Resolución, jul. de 1995. dirección: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm#CO7.5.2.
- [41] CREG, *Modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*, Resolución, 2019. dirección: https://normas.cra.gov.co/gestor/docs/resolucion_creg_0060_2019.htm (visitado 22-02-2025).
- [42] N. H. Md Khairi, Y. Akimoto y K. Okajima, “Suitability of rooftop solar photovoltaic at educational building towards energy sustainability in Malaysia”, *Sustainable Horizons*, vol. 4, oct. de 2022, issn: 2772-7378. doi: 10.1016/j.horiz.2022.100032. (visitado 15-02-2025).
- [43] M. N. Kumar, B. Bora, A. Dhar, D. Yadav, J. Prakash y C. Banerjee, “After Lifetime Reliability and Performance Analysis of PV Modules”, en, en *Advances in Renewable Energy and Its Grid Integration*, S. Doolla, Z. H. Rather y V. Ramadesigan, eds., Singapore: Springer Nature, 2023, págs. 199-207, ISBN: 978-981-9922-83-3. doi: 10.1007/978-981-99-2283-3_17.

ANEXO A

F.F. Centro Sur C.A



ANEXO B

Parámetros del SGF

Terminal	▼	→	CSUR\LV\Cub_1
Zone	→		
Area	→		
<input type="checkbox"/>	Out of Service		
Model			Active Power Input ▼
Technology			3PH ▼
Number of			
Parallel Inverters		10	
Ratings			
Rated Apparent Power		500.	kVA
Rated Power Factor		0.9	

ANEXO C

