

Consideraciones para el diseño de subestaciones eléctricas ante la integración masiva de recursos energéticos distribuidos (RED)

María Fernanda Abud Cadavid

Trabajo de grado para optar a título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

German Alfonso Osma Pinto

Doctor en Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mi esposo Esneider Niño por su amor, comprensión y por siempre apoyarme en todo momento.

A mi madre Roció Cadavid y a mi padre Cesar Abud por brindarme su apoyo incondicional para seguir adelante.

A mis abuelos por siempre creer en mí, por la admiración y el respeto que les tengo.

A mi familia en general por el apoyo que siempre me brindaron a lo largo de esta nueva etapa.

Agradecimientos

Primeramente, a Dios por darme la fortaleza y la sabiduría para cumplir este sueño.

A la Universidad Industrial de Santander por los espacios de aprendizaje y la oportunidad de cumplir con uno de mis sueños.

A mi director German Osma Pinto por brindar sus conocimientos y guiarme en todo momento.

María Fernanda Abud Cadavid

Tabla de Contenido

Introducción	15
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo General	20
1.2 Objetivos Específicos	20
2. Marco teórico y antecedentes	21
2.1 Diseño de Subestaciones Eléctricas	21
2.2 Calidad de la Energía en Redes con RED	23
2.3 Protección y Seguridad en Subestaciones con Integración de RED	25
2.4 Normativa y Regulación en Colombia	26
2.5 Experiencias Internacionales	27
3. Metodología	30
3.1 Fase 1 – Revisión Bibliográfica y Documental	31
3.2 Fase 2 – Análisis Comparativo de Experiencias Internacionales	32
3.3 Fase 3 – Análisis Técnico-Normativo	33
3.4 Fase 4 – Formulación de Lineamientos Técnicos	33
4. Resultados y análisis	34
4.1 Impactos de la Integración de RED en Subestaciones	34
4.1.1 Bidireccionalidad de Flujos Eléctricos	34
4.1.2 Variabilidad en Perfiles de Tensión y Frecuencia	36

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

4.1.3 Aumento de la Distorsión Armónica.....	38
4.1.4 Mayor Complejidad Operativa.....	39
4.2 Principales Desafíos Identificados	41
4.2.1 Coordinación de Protecciones.....	41
4.2.2 Gestión de Calidad de Energía	42
4.2.3 Infraestructura de Comunicación	44
4.2.4 Vacíos Normativos en Colombia	45
4.3 Estrategias Técnicas Analizadas	47
4.3.1 Protecciones Adaptativas y Selectivas	49
4.3.2 Automatización Avanzada bajo IEC 61850	50
4.3.3 Gestión Activa de la Calidad de Energía	52
4.3.4 Integración de Almacenamiento Energético	53
5. Propuestas de diseño y recomendaciones técnicas.....	54
5.1 Marco Conceptual de la Propuesta.....	55
5.2 Lineamientos Técnicos Detallados.....	58
5.2.1 Sistemas de Monitoreo y Control: Análisis Comparativo De Soluciones	59
5.2.2 Esquemas de Protección Adaptativos	60
5.2.3 Gestión Integral de Calidad de Energía.....	63
5.2.4 Almacenamiento Energético	67
5.2.5 Diseño de Obra Civil y Disposición Física	72

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

5.3	Evaluación de Viabilidad	74
5.3.1	Viabilidad Técnica	74
5.3.2	Viabilidad Económica	76
5.3.3	Viabilidad Regulatoria	79
5.4	Roadmap de Implementación	81
6.	Conclusiones	85
6.1	Conclusiones Principales.....	85
6.2	Recomendaciones Finales	89
6.3	Perspectivas Futuras	93
	Referencias Bibliográficas	95

Lista de Tablas

Tabla 1. Relación entre problemáticas en protecciones y estrategias de solución en sistemas con RED.....	42
Tabla 2. Parámetros de calidad de energía: valores normales vs. impacto de RED.	43
Tabla 3. Relación entre problemas de comunicación, requisitos técnicos y tecnologías aplicables.....	45
Tabla 4. Vacíos del RETIE y comparación con normativa internacional.....	46
Tabla 5. Comparación entre tecnologías de monitoreo en subestaciones.	60
Tabla 6. Comparación de tecnologías de almacenamiento energético.....	69
Tabla 7. Servicios del almacenamiento energético en subestaciones y sus características operativas.	70
Tabla 8. Costos estimados de inversión incremental para subestación de 10 MVA.....	77
Tabla 9. Esquema general del roadmap de implementación según nivel de penetración de RED.	82

Lista de Figuras

Figura 1. Esquema de subestación eléctrica tradicional.....	22
Figura 2. Distorsión armónica en sistemas eléctricos.	24
Figura 3. Esquema de las cuatro fases metodológicas.	31
Figura 4. Esquema de flujos unidireccionales vs. Bidireccionales.	35
Figura 5. Variación de voltaje en sistemas con generación distribuida.	38
Figura 6. Arquitectura de automatización de subestaciones basada en IEC 61850.	48
Figura 7. Esquema conceptual de la propuesta de diseño para subestaciones con integración de RED.....	57

Resumen

Título: Consideraciones para el diseño de subestaciones eléctricas ante la integración masiva de recursos energéticos distribuidos (RED) *

Autor: María Fernanda Abud Cadavid**

Palabras Clave: Subestaciones eléctricas, recursos energéticos distribuidos, automatización, calidad de energía, RETIE, diseño eléctrico.

Descripción:

El sector eléctrico experimenta una transformación hacia modelos más sostenibles mediante la incorporación de Recursos Energéticos Distribuidos (RED), lo que modifica significativamente el diseño y la operación de las redes eléctricas. Este trabajo analiza los potenciales impactos técnicos de esta integración en subestaciones colombianas y propone lineamientos de diseño específicos.

Se realizó una revisión bibliográfica exhaustiva de normas internacionales (IEEE 1547, IEC 61850 y CIGRÉ), un análisis del marco regulatorio colombiano (RETIE 2024 y Ley 2099 de 2021) y un estudio comparativo de experiencias internacionales en Alemania, Estados Unidos, Chile y Brasil. Esto permitió identificar los siguientes impactos técnicos: bidireccionalidad de flujos eléctricos, variabilidad en perfiles de tensión y frecuencia, incremento de distorsión armónica, y complejidad en coordinación de protecciones.

Por ello, los desafíos los más relevantes son: la necesidad de protecciones adaptativas ante múltiples fuentes de generación, el requerimiento de sistemas de compensación reactiva para mantener la calidad de energía, la implementación de infraestructura de comunicación robusta para monitoreo en tiempo real, y la actualización del marco normativo nacional. Frente a estos retos, se analizaron estrategias técnicas efectivas implementadas internacionalmente: automatización avanzada bajo protocolos IEC 61850, medición fasorial sincronizada (PMUs), sistemas de almacenamiento energético y dispositivos de compensación reactiva (STATCOM).

Como resultado de este análisis, se propone la formulación de lineamientos técnicos para el diseño de subestaciones que contemplen: la implementación de protecciones inteligentes con ajuste dinámico, la integración de sistemas SCADA avanzados, la gestión activa de calidad de energía mediante filtros y compensadores, la incorporación de almacenamiento para suavizar fluctuaciones renovables, y el diseño modular que facilite expansiones futuras. Estas recomendaciones se alinean con estándares internacionales y buscan complementar el RETIE vigente, proporcionando criterios específicos para la transición energética colombiana.

* Monografía

** Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: German Alfonso Osma Pinto, Doctor en Área Ingeniería Eléctrica.

Abstract

Title: Design Considerations for Electrical Substations in Light of the Widespread Integration of Distributed Energy Resources (DER)*

Author: María Fernanda Abud Cadavid**

Key Words: Electrical substations, distributed energy resources, automation, power quality, RETIE, electrical design.

Description:

The electrical sector is undergoing a transformation toward more sustainable models through the incorporation of Distributed Energy Resources (DER), which significantly modifies the design and operation of electrical networks. This work analyzes the potential technical impacts of this integration on Colombian substations and proposes specific design guidelines.

An exhaustive bibliographic review of international standards (IEEE 1547, IEC 61850 and CIGRÉ) was conducted, along with an analysis of the Colombian regulatory framework (RETIE 2024 and Law 2099 of 2021) and a comparative study of international experiences in Germany, the United States, Chile and Brazil. This made it possible to identify the following technical impacts: bidirectionality of electrical flows, variability in voltage and frequency profiles, increase in harmonic distortion, and complexity in protection coordination.

Therefore, the most relevant challenges are: the need for adaptive protection schemes in the presence of multiple generation sources, the requirement for reactive compensation systems to maintain power quality, the implementation of robust communication infrastructure for real-time monitoring, and the updating of the national regulatory framework. To address these challenges, effective technical strategies implemented internationally were analyzed: advanced automation under IEC 61850 protocols, synchronized phasor measurement (PMUs), energy storage systems, and reactive compensation devices (STATCOM).

As a result of this analysis, the formulation of technical guidelines for substation design is proposed, encompassing: the implementation of intelligent protection systems with dynamic adjustment, the integration of advanced SCADA systems, the active management of power quality through filters and compensators, the incorporation of storage systems to smooth renewable fluctuations, and a modular design that facilitates future expansions. These recommendations are aligned with international standards and seek to complement the current RETIE, providing specific criteria for the Colombian energy transition.

* Monograph

** Specialization in Electrical Power Distribution Systems. Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: German Alfonso Osma Pinto, Doctor in Electrical Engineering.

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

Almacenamiento energético: sistema capaz de almacenar energía eléctrica en forma química, mecánica o térmica para su posterior uso.

BESS (*Battery Energy Storage System*): sistema de almacenamiento de energía en baterías, utilizado para regulación de frecuencia, soporte de tensión y respaldo energético en subestaciones eléctricas.

Black start: capacidad de arrancar una instalación de generación sin soporte de red externa.

BMS (*Battery Management System*): sistema de gestión de baterías que monitorea y controla parámetros como voltaje, temperatura y estado de carga de las celdas, garantizando su operación segura y prolongando su vida útil.

Capacidad de alojamiento (*Hosting Capacity*): máxima cantidad de generación distribuida que puede conectarse en un punto de la red sin violar restricciones operativas.

DoD (*Depth of Discharge*): profundidad de descarga de una batería, expresada como porcentaje de la capacidad total utilizada en cada ciclo de operación.

Duck curve: curva de demanda neta caracterizada por una caída pronunciada durante horas de alta generación solar y un incremento abrupto al atardecer.

Filtro activo: dispositivo electrónico que compensa armónicos y reactivos mediante inyección de corrientes de compensación.

Flicker: variaciones rápidas de voltaje que causan molestias visuales en iluminación.

Freq-watt: Estrategia de control que ajusta la potencia activa inyectada por un inversor en función de la frecuencia del sistema, contribuyendo a la estabilidad frecuencial de la red.

GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*): mecanismo de comunicación de alta velocidad definido en la norma IEC 61850 para el intercambio de señales entre dispositivos de protección y control en subestaciones, con tiempos de respuesta inferiores a 3 ms.

IED (*Intelligent Electronic Device*): dispositivo electrónico inteligente con capacidades de medición, protección y comunicación.

Islanding: operación de una porción de la red eléctricamente aislada del sistema principal, alimentada por generación distribuida.

LDC (*Line Drop Compensation*): compensación de caída de línea, esquema de control automático utilizado en transformadores con OLTC para regular la tensión considerando la impedancia del alimentador.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

LFP (*Lithium Iron Phosphate*): tipo de batería de ion-litio con cátodo de fosfato de hierro y litio, caracterizada por alta seguridad, larga vida útil y estabilidad térmica, ampliamente utilizada en aplicaciones de almacenamiento a escala de subestación.

Microrred (*Microgrid*): sistema eléctrico de distribución con capacidad de operar conectado a la red principal o en forma aislada.

NMC (*Nickel Manganese Cobalt*): tipo de batería de ion-litio con cátodo de níquel, manganeso y cobalto, caracterizada por alta densidad energética, utilizada en aplicaciones que requieren mayor capacidad por unidad de peso.

OLTC (*On-Load Tap Changer*): cambiador de taps bajo carga que permite regular tensión sin interrumpir el servicio.

OPF (*Optimal Power Flow*): flujo óptimo de potencia, herramienta de optimización matemática utilizada para determinar las condiciones de operación más eficientes de un sistema eléctrico, minimizando pérdidas o costos sujeto a restricciones técnicas.

PMU (*Phasor Measurement Unit*): unidad de medición fasorial para monitoreo en tiempo real de tensión, corriente, frecuencia y ángulo de fase.

Ride-through: capacidad de un generador distribuido de mantenerse conectado a la red ante perturbaciones de tensión o frecuencia dentro de ciertos límites, evitando desconexiones innecesarias que podrían comprometer la estabilidad del sistema.

RoCoF (*Rate of Change of Frequency*): tasa de cambio de frecuencia, medida en Hz/s.

SOC (*State of Charge*): estado de carga de una batería, expresado como porcentaje de la capacidad total disponible en un momento determinado.

SOH (*State of Health*): estado de salud de una batería, indica su capacidad útil real respecto a la capacidad nominal original, permitiendo estimar su grado de envejecimiento y vida útil remanente.

Volt-var control: estrategia de control que regula potencia reactiva en función del voltaje local.

VSC (*Voltage Source Converter*): convertidor de fuente de tensión, dispositivo de electrónica de potencia utilizado en filtros activos, sistemas de almacenamiento y compensadores reactivos para controlar de forma independiente la potencia activa y reactiva.

XML (*Extensible Markup Language*): lenguaje de marcado estándar utilizado para estructurar e intercambiar datos. En el contexto de IEC 61850, es la base del lenguaje SCL (Substation Configuration Language) para la configuración de subestaciones.

ACRÓNIMOS Y SIGLAS

Sigla	Definición
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i> . Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas. Organismo que desarrolla guías técnicas para redes eléctricas.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Regula aspectos técnicos, comerciales y económicos de electricidad y gas.
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Emite normas técnicas en Colombia.
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> . Comisión Electrotécnica Internacional que desarrolla normas globales para electricidad y electrónica.
IEC 61850	Norma internacional para comunicación y automatización de subestaciones eléctricas.
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> . Organismo internacional que emite normas técnicas y guías para ingeniería eléctrica y electrónica.
IEEE 1547	Estándar IEEE que establece requisitos para interconexión segura de generación distribuida.
RED	Recursos Energéticos Distribuidos. Generación, almacenamiento o gestión de energía cerca del consumo, conectados a media o baja tensión.
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en Colombia. Establece requisitos de seguridad y calidad.
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> . Sistema para supervisar y operar instalaciones eléctricas en tiempo real.

Sigla	Definición
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i> . Dispositivo para control dinámico de tensión y compensación de potencia reactiva.
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i> . Distorsión armónica total, mide la proporción de armónicos respecto a la señal fundamental.

SÍMBOLOS Y UNIDADES

Símbolo	Definición	Unidad
°	Ángulo eléctrico o de fase	Grados (°)
A	Corriente eléctrica	Ampere (A)
Hz	Frecuencia de la señal eléctrica	Hertz (Hz)
kV	Kilovolt, equivalente a 1 000 volt	kV
MW	Potencia activa	Megawatt (MW)
MWh	Energía eléctrica	Megawatt-hora (MWh)
pu	<i>Per unit</i> , magnitud relativa normalizada	adimensional
V	Voltaje o diferencia de potencial eléctrico	Volt (V)
Ω	Resistencia eléctrica	Ohm (Ω)

Introducción

En las últimas décadas, el sector eléctrico ha experimentado una transformación profunda, impulsada por la creciente preocupación por el cambio climático, la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y el avance de tecnologías de generación más limpias y eficientes. En este contexto, los Recursos Energéticos Distribuidos (RED), que incluyen la generación solar fotovoltaica (FV), la energía eólica, los sistemas de almacenamiento en baterías y la gestión activa de la demanda, han pasado a desempeñar un papel central en las políticas energéticas y en la planificación de redes eléctricas a nivel global (International Energy Agency [IEA], 2023).

Los RED son instalaciones de generación, almacenamiento y gestión activa de energía ubicadas cerca de los puntos de consumo, que pueden operar de manera aislada o interconectadas a la red eléctrica. Según el National Renewable Energy Laboratory – NREL (2023), los RED tienen como características principales su modularidad, escalabilidad y capacidad de integrarse en redes de media y baja tensión. Entre las tecnologías más representativas se encuentran la generación FV, que convierte la irradiación solar en energía eléctrica mediante módulos FV y es actualmente la tecnología de generación distribuida más adoptada a nivel global con tasas de crecimiento anual superiores al 20 %; la generación eólica distribuida mediante aerogeneradores de pequeña y mediana escala; el almacenamiento en baterías que permite optimizar el uso de la generación renovable; la generación con biomasa y biogás que aprovecha residuos orgánicos; y la gestión activa de la demanda que modifica patrones de consumo en respuesta a señales de precio o condiciones del sistema (DOE, 2021; IRENA, 2022; IEA, 2023).

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

De acuerdo con la IEA (2023), la capacidad instalada de energías renovables distribuidas ha crecido a un ritmo del 22 % anual durante la última década, y se proyecta que para el 2030 más del 30 % de la capacidad global provendrá de sistemas distribuidos conectados a redes de media y baja tensión. Este cambio implica una transformación sustancial en la configuración y la operación de los sistemas eléctricos tradicionales.

En Colombia, las políticas de fomento a las energías renovables no convencionales, como la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, han impulsado significativamente el desarrollo de proyectos de generación distribuida en particular de origen solar FV, tanto a pequeña como a mediana escala (Congreso de la República de Colombia, 2021). Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en el marco de la estrategia nacional de transición energética, Colombia ha avanzado de manera significativa en la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable. En particular, a través del Plan 6GW+, el país ha superado los 3.000 MW de capacidad instalada entre proyectos en operación y en pruebas hacia 2025, evidenciando un crecimiento acelerado en los últimos años. Esta estrategia plantea como meta la incorporación de 6 GW de energías limpias al sistema eléctrico nacional entre 2022 y 2026, consolidando el papel de estas tecnologías en la diversificación de la matriz energética y en la reducción de emisiones del sector eléctrico (UPME, 2025).

Históricamente, los sistemas eléctricos se desarrollaron bajo un modelo de generación centralizada, en el que grandes plantas (hidroeléctricas, térmicas o nucleares) producían la energía que luego se transportaba a través de redes de transmisión y distribución hasta los consumidores finales. En este esquema, los flujos de energía eran unidireccionales y los criterios de diseño,

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

control y protección de las subestaciones se basaban en condiciones operativas relativamente estables y predecibles. En Colombia, la infraestructura eléctrica, en particular las subestaciones, fue concebida siguiendo este paradigma. La generación provenía casi en su totalidad de plantas hidroeléctricas y térmicas conectadas a la red de transmisión, y la energía fluía hacia los usuarios finales (McDonald, 2017).

Este diseño tradicional no contempla las condiciones operativas impuestas por la creciente penetración de RED, como la bidireccionalidad de los flujos, la variabilidad de la tensión y la frecuencia, el incremento de la distorsión armónica y la necesidad de esquemas de protección más complejos y adaptativos (CIGRÉ, 2017). La integración masiva de estos recursos ha modificado sustancialmente el paradigma tradicional, permitiendo que la generación y el consumo ocurran simultáneamente en múltiples puntos de la red. Esto incrementa la complejidad de la coordinación de protecciones, introduce mayor variabilidad en los parámetros eléctricos y demanda sistemas avanzados de control y monitoreo (IEEE, 2018).

La bidireccionalidad, si no se gestiona adecuadamente, puede provocar que las protecciones no operen de forma selectiva, lo que aumenta el riesgo de fallas no despejadas o desconexiones innecesarias. La intermitencia de fuentes renovables, como la solar y la eólica, ocasiona fluctuaciones rápidas de tensión y frecuencia que, sin mecanismos de compensación, pueden comprometer la estabilidad del sistema. Asimismo, la inyección de armónicos por parte de inversores y convertidores electrónicos degrada la calidad de la energía, incrementa las pérdidas y acorta la vida útil de los equipos conectados (Ghosh & Padmanaban, 2020).

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Si bien el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE, 2024) establece lineamientos generales para el diseño, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas, no aborda específicamente las particularidades técnicas derivadas de la integración masiva de RED. Nótese que la Ley 2099 de 2021 promueve la transición energética y exige la modernización de la infraestructura eléctrica, pero su implementación en subestaciones requiere criterios técnicos más detallados y adaptados a estas nuevas condiciones operativas.

A nivel internacional, distintos países han adoptado estrategias para enfrentar estos retos. Alemania ha incorporado esquemas de control inteligente en subestaciones de distribución para gestionar la alta penetración de la generación FV, junto con sistemas de automatización conforme al estándar IEC 61850 y medición fasorial en tiempo real (PMUs). En Estados Unidos, la instalación de sistemas de almacenamiento a gran escala en nodos estratégicos ha fortalecido la flexibilidad operativa y la estabilidad de la red. En Chile y Brasil, se han implementado regulaciones específicas para integrar la generación distribuida, apoyándose en redes inteligentes (smart grids), almacenamiento distribuido y tecnologías avanzadas de gestión de red (CIGRÉ, 2017; IEA, 2023).

En contraste, en Colombia persiste una ausencia de criterios técnicos específicos en el RETIE para el diseño y modernización de subestaciones en escenarios con alta penetración de RED, lo que genera incertidumbre en la planificación y operación, y puede ralentizar el avance de la transición energética.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

En este contexto, esta monografía tiene como objetivo analizar los impactos técnicos y normativos de la integración masiva de RED en subestaciones eléctricas colombianas y proponer lineamientos de diseño que propendan por asegurar la seguridad, la confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico en escenarios de alta penetración de RED. El estudio se basa en una revisión bibliográfica y en un análisis comparativo de experiencias nacionales e internacionales, con el fin de alinear la infraestructura eléctrica del país con estándares y mejores prácticas globales. Se espera que los resultados sirvan como insumo para futuras actualizaciones regulatorias y como guía para ingenieros y planificadores en la modernización de subestaciones en un sistema eléctrico cada vez más distribuido y descentralizado.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Establecer consideraciones técnicas específicas para el diseño de subestaciones eléctricas ante escenarios de la integración masiva de RED.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar impactos de la integración de RED en redes eléctricas y criterios técnicos aplicables al diseño de subestaciones eléctricas en el contexto de la integración masiva de RED con base en una revisión bibliográfica.

Describir desafíos clave en la operación de subestaciones eléctricas ante la integración masiva de RED, enfocándose en aspectos como variabilidad de generación, protección y seguridad, sistemas de control y comunicación, y calidad de la energía.

Proponer lineamientos técnicos y recomendaciones para mejorar el diseño y operación de subestaciones eléctricas en escenarios de alta penetración de RED, con el fin de garantizar su eficiencia, confiabilidad y seguridad.

2. Marco teórico y antecedentes

Esta sección describe los fundamentos conceptuales y el estado del arte relacionado con la integración de RED en sistemas eléctricos. Se estructura en cinco secciones principales: primero se revisan los principios tradicionales del diseño de subestaciones y las adaptaciones requeridas ante la integración de RED; segundo, se analizan los parámetros de calidad de energía y su afectación por la generación distribuida; tercero, se examinan los retos de protección y seguridad en esquemas bidireccionales; cuarto, se describe el marco normativo colombiano y sus limitaciones; y finalmente, se presentan experiencias internacionales exitosas que sirven como referente para el contexto nacional.

2.1 Diseño de Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones eléctricas son instalaciones esenciales para la transformación, el control y la distribución de la energía eléctrica. Su diseño tradicional ha respondido al paradigma de generación centralizada, en el que la energía fluye de forma unidireccional desde las grandes plantas hacia los usuarios finales (McDonald, 2017).

Un diseño típico incluye:

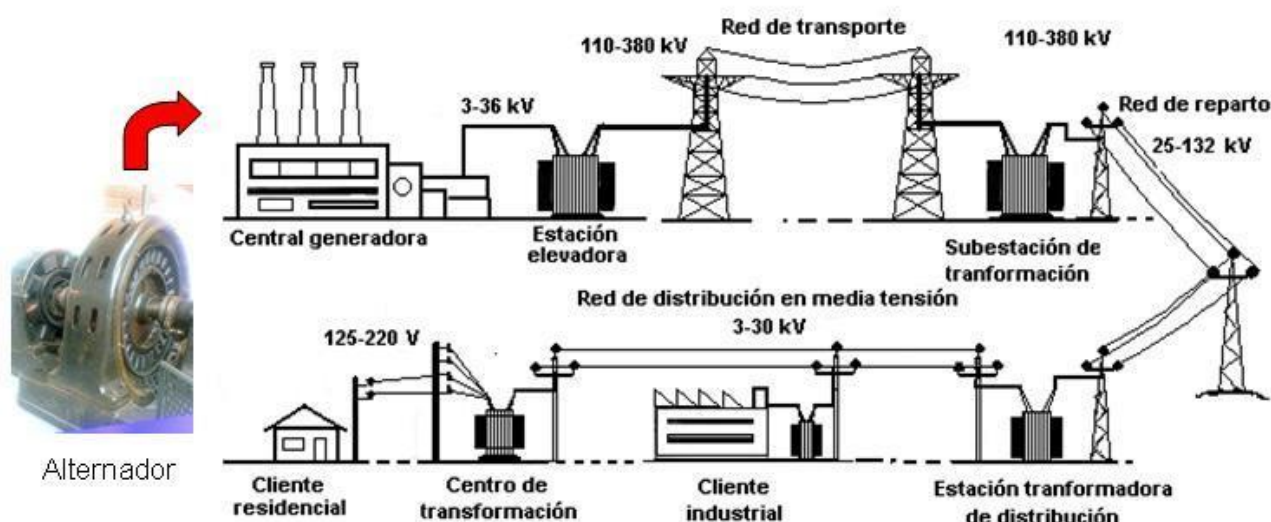
- **Sistemas de transformación:** Transformadores de potencia para adaptar niveles de tensión.
- **Celdas de maniobra y protección:** Interruptores, seccionadores y fusibles para control y seguridad.
- **Sistemas de control y supervisión:** SCADA, medidores, y protecciones eléctricas.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Un esquema general de una subestación eléctrica tradicional se presenta en la Figura 1, donde se identifican los principales elementos que conforman su diseño y su operación bajo un esquema de flujo unidireccional.

Figura 1

Esquema de subestación eléctrica tradicional.



Nota: Disponible en: <https://altaabaja.blogspot.com/p/transporte.html>, consulta realizada en abril de 2026.

Con la integración masiva de RED, el diseño debe contemplar (CIGRÉ, 2017):

- Bidireccionalidad de flujos: Capacidad para recibir e inyectar energía en múltiples puntos.
- Automatización avanzada: Protocolos como IEC 61850 para interoperabilidad de equipos.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

- Mayor flexibilidad operativa: Incorporación de almacenamiento, PMUs y control dinámico de la tensión y la frecuencia.

2.2 Calidad de la Energía en Redes con RED

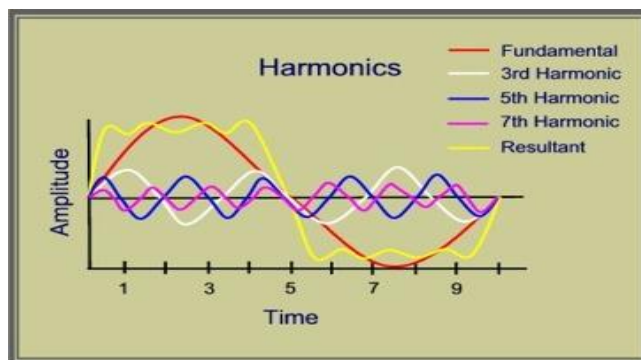
La calidad de la energía eléctrica es un aspecto fundamental para garantizar el funcionamiento seguro, confiable y eficiente del sistema eléctrico. Se evalúa mediante parámetros técnicos como: nivel de tensión (incluyendo variaciones, flicker y sobrevoltajes), frecuencia (desviaciones respecto a los valores nominales de 50/60 Hz), distorsión armónica total (*Total Harmonic Distortion* – THD) y continuidad del suministro.

En redes con alta penetración de RED, la variabilidad de la generación renovable (particularmente la solar FV y la eólica) puede provocar fluctuaciones rápidas de tensión y frecuencia, así como la inyección de armónicos generados por inversores y convertidores electrónicos (CIGRÉ, 2017; Ghosh & Padmanaban, 2020). Estos fenómenos afectan la estabilidad operativa, reducen la vida útil de los equipos y deterioran la calidad del servicio para los usuarios. La distorsión armónica en sistemas con generación distribuida se ilustra en la Figura 2, donde se evidencia la deformación de la señal respecto a una onda sinusoidal ideal.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Figura 2.

Distorsión armónica en sistemas eléctricos.



Nota: Disponible en: <https://todoproduktividad.blogspot.com/2010/11/como-acabar-con-la-distorsion-de.html>, consulta realizada en abril de 2026.

Para mitigar estos efectos, se implementan soluciones como:

- Compensadores estáticos de reactivos (STATCOM) para la regulación dinámica del voltaje.
- Filtros activos y pasivos para la atenuación de armónicos.
- Control de voltaje mediante inversores inteligentes, capaces de regular la potencia reactiva.
- Sistemas de almacenamiento de energía para suavizar las variaciones rápidas en la generación y la demanda.

Normas internacionales como IEEE 519 y IEC 61000 establecen los límites admisibles de la distorsión armónica y de las perturbaciones electromagnéticas, sirviendo como referencia para el diseño, la operación y la modernización de sistemas eléctricos con integración de RED.

2.3 Protección y Seguridad en Subestaciones con Integración de RED

La integración de RED introduce cambios sustanciales en los esquemas tradicionales de protección de los sistemas eléctricos, ya que la generación distribuida puede mantener energizados ciertos segmentos de la red tras una falla, fenómeno conocido como islanding no intencional. Esta condición puede:

- Impedir el despeje selectivo de fallas, ya que las corrientes pueden provenir de múltiples fuentes de generación.
- Generar riesgos para el personal de mantenimiento que intervenga en líneas o equipos supuestamente desenergizados.
- Provocar desconexiones innecesarias si no existe una adecuada coordinación entre las protecciones (IEEE, 2018).

En presencia de generación distribuida, los esquemas tradicionales de sobrecorriente pueden perder efectividad, ya que la magnitud y la dirección de las corrientes de falla varían con respecto a un sistema centralizado. Para abordar estos retos, el IEEE Std 1547-2018 establece requisitos técnicos para la interconexión segura de RED, tales como:

- Desconexión rápida ante la detección de islanding no intencional.
- Coordinación entre las protecciones de la generación distribuida y las de la red de distribución.
- Respuesta programada ante eventos de baja o alta tensión y frecuencia.

Entre las soluciones recomendadas se incluyen:

- Protecciones adaptativas, capaces de ajustar sus parámetros en tiempo real según las condiciones operativas.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

- Sistemas anti-isla, que aseguran la desconexión oportuna ante la pérdida de la fuente principal.
- Integración con sistemas SCADA y plataformas de automatización mediante protocolos como IEC 61850, para la supervisión y coordinación en tiempo real.

Asimismo, en Colombia deben cumplirse las exigencias de seguridad física definidas en el RETIE (2024), que incluyen el acceso restringido a equipos y sistemas de puesta a tierra adecuados, así como medidas de protección contra sobretensiones, garantizando la seguridad de las personas y la integridad de la infraestructura eléctrica.

2.4 Normativa y Regulación en Colombia

En el contexto colombiano, el marco normativo que regula la integración de RED en el sistema eléctrico está conformado por diversos instrumentos legales, regulatorios y técnicos:

- **Ley 1715 de 2014:** Establece el marco legal para la promoción y el uso de fuentes no convencionales de energía, incorporando incentivos tributarios, beneficios arancelarios y procedimientos para la conexión de proyectos de generación renovable a la red eléctrica.
- **Ley 2099 de 2021:** Actualiza y amplía la Ley 1715, con el objetivo de acelerar la transición energética, establecer metas de penetración de las energías renovables y fortalecer las políticas de eficiencia energética (Congreso de la República de Colombia, 2021).
- **RETIE (2024):** Define los requisitos generales de seguridad, confiabilidad y calidad para las instalaciones eléctricas en el país. Sin embargo, no contempla criterios técnicos

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

específicos para el diseño y la modernización de subestaciones con alta penetración de RED, lo que deja vacíos en materia de coordinación de protecciones, gestión de la calidad de la energía y automatización.

- **Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG:** Regulan aspectos técnicos y comerciales asociados a la conexión, medición, operación y remuneración de la generación distribuida, incluyendo criterios para pequeñas centrales y sistemas solares FV (CREG, 2018).
- **Normas ICONTEC:** Establecen estándares técnicos nacionales aplicables a equipos, sistemas y procesos eléctricos, alineados, en muchos casos, con estándares internacionales.

Ante la ausencia de criterios técnicos detallados en la normativa nacional, especialmente en el RETIE, resulta necesario complementar con guías y estándares internacionales como el IEEE Std 1547-2018, que define requisitos para la interconexión segura de RED, y los documentos técnicos del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRÉ), que recopilan experiencias y buenas prácticas para la modernización de subestaciones y redes eléctricas.

2.5 Experiencias Internacionales

La integración masiva de RED en sistemas eléctricos de distribución ha sido abordada de manera diferencial por distintos países, según sus condiciones de red, marcos regulatorios y niveles de desarrollo tecnológico. A continuación, se analizan las experiencias más relevantes para el contexto colombiano.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Alemania es el referente mundial más consolidado en integración de RED. En 2023, las energías renovables representaron aproximadamente el 58,4 % de su generación eléctrica (IEA, 2023), lo que obligó a una modernización profunda de las subestaciones de distribución. Este proceso implicó la incorporación de sistemas de automatización bajo el estándar IEC 61850, control dinámico de tensión mediante STATCOM y bancos de capacitores conmutados, y medición fasorial sincronizada para evaluar la estabilidad en tiempo real (CIGRÉ, 2017). Un aspecto regulatorio clave fue la introducción del estándar VDE-AR-N 4110, que establece requisitos técnicos detallados para la conexión de generadores distribuidos a redes de media tensión, incluyendo capacidades obligatorias de soporte de tensión y frecuencia, control de reactivos y protección anti-isla (VDE, 2018). La experiencia alemana demuestra que la combinación de actualización normativa específica con inversión en automatización de subestaciones es condición necesaria para integrar penetraciones superiores al 30 % sin comprometer la estabilidad del sistema.

Estados Unidos ha liderado el despliegue de infraestructura de medición y control avanzado en subestaciones de distribución, impulsando la modernización del sistema eléctrico mediante programas del Departamento de Energía (DOE). A través de iniciativas como el *Smart Grid Investment Grant* y el *Grid Resilience and Innovation Partnership*, se han financiado tanto la instalación de más de 850 unidades de medición fasorial (PMUs) en puntos estratégicos de la red, como inversiones superiores a 3.800 millones de dólares orientadas a fortalecer la flexibilidad, resiliencia y ciberseguridad del sistema eléctrico (DOE, 2021). En paralelo, estados como California y Hawái, con penetraciones de generación solar superiores al 50 % en algunos circuitos de distribución, han desarrollado metodologías de análisis de *hosting capacity* que se han

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

consolidado como referente técnico internacional. En este contexto, el estándar IEEE Std 1547-2018 surgió como respuesta a la necesidad de actualizar los criterios de interconexión de generación distribuida, estableciendo por primera vez requisitos obligatorios de soporte de tensión y frecuencia, en contraste con la versión de 2003 que exigía la desconexión inmediata ante perturbaciones en la red (IEEE, 2018).

Chile ha experimentado un crecimiento acelerado de generación solar a escala de subestación. El proyecto Luz del Norte, ubicado en la región de Atacama, cuenta con una capacidad instalada de 141 MW y recientemente incorporó 722 MWh de almacenamiento BESS basado en 144 contenedores de baterías de última generación, consolidándose como uno de los proyectos de almacenamiento a escala de subestación más relevantes de Latinoamérica (Trina Storage, 2025). La Comisión Nacional de Energía (CNE) desarrolló protocolos de conexión específicos para generación distribuida que complementan la normativa general, con especial énfasis en zonas de alta penetración solar como las regiones de Antofagasta y Atacama.

Brasil es el caso latinoamericano de mayor relevancia regulatoria. La *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) estableció mediante los Procedimientos de Distribución (PRODIST) un marco técnico para la conexión de micro y minigeneración distribuida, que incluye requisitos específicos de protección, calidad de energía y medición (ANEEL, 2021). Operadores como CEMIG y COPEL han desarrollado normativas técnicas propias — NTC 905200 y ND 5.31, respectivamente — para la conexión de generación distribuida a sus redes de media tensión, estableciendo requisitos específicos de protección y configuración de subestaciones. La adopción

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

del protocolo IEC 61850 ha crecido significativamente en el país, con proyectos de subestaciones inteligentes implementados en múltiples operadores de distribución (ANEEL, 2021; IEC, 2013).

Lecciones aplicables al contexto colombiano: El análisis comparativo de estas experiencias permite identificar tres condiciones comunes al éxito de la integración. Primero, la existencia de normativa técnica específica para subestaciones con RED, más allá de los requisitos generales de seguridad. Segundo, la inversión temprana en sistemas de medición y automatización antes de que la penetración supere el 20 %, momento a partir del cual los problemas operativos se vuelven difíciles de gestionar de forma reactiva. Tercero, la formación de capacidades técnicas especializadas en los operadores de red. Colombia comparte con Brasil y Chile condiciones de red similares — predominio de distribución radial, alta variabilidad de la demanda y crecimiento acelerado de generación solar — lo que hace particularmente transferibles las lecciones de estos dos países (CIGRÉ, 2017; IEA, 2023).

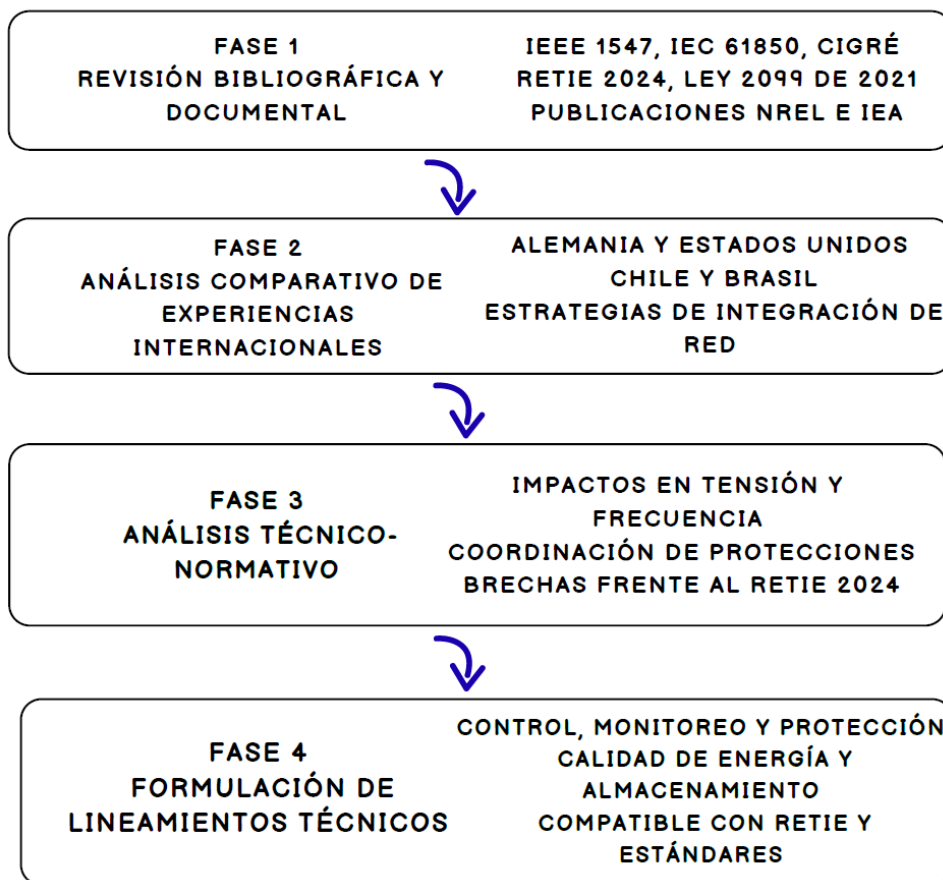
3. Metodología

Este trabajo adopta un enfoque descriptivo y analítico, basado en la revisión bibliográfica, el análisis normativo y la comparación de experiencias tanto internacionales como nacionales. La metodología se estructuró en cuatro fases principales, tal como se presenta en la Figura 3, donde se sintetizan las actividades y fuentes de información asociadas a cada etapa.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Figura 3.

Esquema de las cuatro fases metodológicas.



3.1 Fase 1 – Revisión Bibliográfica y Documental

Se realizó una recopilación exhaustiva de información técnica y normativa sobre la integración de RED en subestaciones eléctricas.

Las fuentes consultadas incluyeron:

- Normas y guías técnicas internacionales: IEEE Std 1547-2018, guías CIGRÉ, IEC 61850.
- Regulación colombiana: RETIE (2024), Ley 2099 de 2021 y resoluciones CREG.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

- Publicaciones científicas y técnicas: artículos revisados por pares (Scopus, IEEE Xplore) y documentos técnicos del National Renewable Energy Laboratory (NREL) y la International Energy Agency (IEA).

El objeto de esta fase fue identificar los criterios técnicos aplicables y determinar los vacíos existentes en la normativa nacional.

3.2 Fase 2 – Análisis Comparativo de Experiencias Internacionales

Se seleccionaron casos de estudio en países con alta penetración de RED:

- Alemania y Estados Unidos como referentes en la modernización tecnológica.
- Chile y Brasil como ejemplos latinoamericanos de avances regulatorios e infraestructura.

Se evaluaron las estrategias utilizadas para:

- Integrar generación distribuida.
- Mantener la calidad de la energía.
- Coordinar protecciones en entornos bidireccionales.
- Implementar automatización avanzada.

El análisis se centró en identificar soluciones técnicas probadas y marcos regulatorios efectivos. Se revisaron publicaciones de operadores de red, estudios de caso de CIGRÉ e IEA y reportes técnicos de proyectos piloto. Se evaluó la aplicabilidad de estas experiencias al contexto colombiano considerando similitudes en la configuración de la red, el nivel de desarrollo tecnológico y el marco institucional.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

3.3 Fase 3 – Análisis Técnico-Normativo

Con base en la revisión documental, se establecieron los principales impactos técnicos de la integración masiva de RED en subestaciones:

- Cambios en los perfiles de tensión y de frecuencia.
- Incremento de la complejidad de la coordinación de protecciones.
- Mayor necesidad de sistemas de monitoreo en tiempo real.

Se contrastaron estos hallazgos con los requisitos establecidos por el RETIE (2024) y las exigencias de la Ley 2099 de 2021, y se evaluó la necesidad de ajustes regulatorios. Se identificaron brechas específicas entre los requerimientos técnicos emergentes y las disposiciones normativas vigentes, lo que permitió documentar áreas prioritarias para la actualización regulatoria.

3.4 Fase 4 – Formulación de Lineamientos Técnicos

A partir de los resultados del análisis, se elaboraron propuestas de diseño que incluyen:

- Especificaciones para sistemas de control y monitoreo.
- Recomendaciones para esquemas de protección adaptativa.
- Estrategias para mantener la calidad de la energía ante una alta variabilidad de las fuentes renovables.

Estas propuestas se estructuraron para ser compatibles con la normativa nacional vigente y con estándares internacionales, lo que facilita su aplicación en proyectos de modernización de subestaciones eléctricas. Se priorizaron soluciones tecnológicamente maduras, económicamente viables y escalables para distintos niveles de penetración de RED.

4. Resultados y análisis

La integración masiva de RED en subestaciones eléctricas genera una serie de impactos técnicos y operativos que requieren una revisión profunda de los criterios de diseño, control y protección. A continuación, se presentan los hallazgos más relevantes obtenidos a partir del análisis bibliográfico, comparativo y normativo.

4.1 Impactos de la Integración de RED en Subestaciones

4.1.1 Bidireccionalidad de Flujos Eléctricos

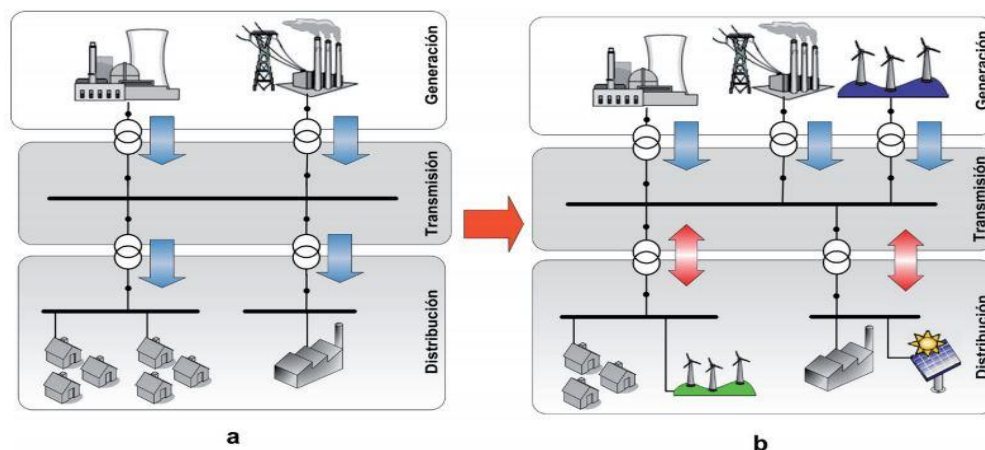
En los sistemas tradicionales, la energía fluye desde la generación centralizada hacia el consumo siguiendo un patrón unidireccional y relativamente predecible. Este esquema facilita la planeación y operación de las redes, ya que los flujos de potencia y los niveles de carga pueden estimarse con base en perfiles de demanda bien definidos.

Con la integración de RED, este comportamiento evoluciona hacia flujos bidireccionales y dinámicos, en los cuales múltiples nodos de la red pueden inyectar o consumir energía dependiendo de las condiciones locales de generación y demanda. Como se muestra en la Figura 4, este cambio representa una transformación estructural en la operación de las redes de distribución, pasando de un sistema pasivo a uno activo.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Figura 4.

Esquema de flujos unidireccionales vs. Bidireccionales.



Nota: Disponible en: <https://icesismartgrid.wordpress.com/2014/04/20/smart-grid-generacion-distribuida-y-bidireccional/>, consulta realizada en abril de 2026.

Esta nueva condición introduce desafíos técnicos relevantes en el diseño y operación de subestaciones. En particular, durante periodos de alta generación distribuida y baja demanda, pueden presentarse sobrecargas en transformadores debido a flujos inversos de potencia que superan las condiciones de diseño originalmente previstas. Asimismo, la modificación de los perfiles de carga da lugar a fenómenos como la “curva neta” o *duck curve*, en la cual la demanda neta disminuye durante el día y aumenta bruscamente al atardecer, afectando la planificación operativa del sistema (NREL, 2023).

Adicionalmente, la operación del sistema se vuelve más compleja, ya que los operadores deben gestionar escenarios con múltiples puntos de inyección, variaciones horarias en la dirección del flujo de potencia y condiciones dinámicas no contempladas en el diseño convencional. Esto

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

implica la necesidad de incorporar estrategias avanzadas de control, monitoreo y coordinación de protecciones para garantizar la confiabilidad y estabilidad del sistema (IEEE, 2018).

4.1.2 Variabilidad en Perfiles de Tensión y Frecuencia

La intermitencia de las fuentes renovables (solar y eólica) genera fluctuaciones rápidas que pueden afectar la estabilidad del sistema. La irradiancia solar puede variar significativamente en minutos debido al paso de nubes, mientras que la velocidad del viento presenta variaciones tanto a corto plazo (segundos a minutos) como a mediano plazo (horas).

Estas variaciones se manifiestan en diferentes fenómenos eléctricos que afectan la operación de las redes de distribución. En primer lugar, se presentan fluctuaciones de tensión (*flicker*), caracterizadas por variaciones rápidas del voltaje en rangos de 0,5 a 2 Hz, que pueden generar molestias visuales en sistemas de iluminación y afectar equipos sensibles. La norma IEC 61000-4-15 establece límites de severidad para este fenómeno ($P_{st} < 1,0$ en períodos cortos).

Adicionalmente, pueden presentarse sobrevoltajes localizados en nodos con alta concentración de generación distribuida, especialmente en los extremos de alimentadores con alta impedancia. En estos casos, el nivel de tensión puede exceder los límites regulatorios ($\pm 5\%$ según RETIE), lo que puede provocar la desconexión de inversores por protección, reduciendo la capacidad de alojamiento de la red (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

Por otra parte, aunque la frecuencia es un parámetro global del sistema eléctrico, la pérdida súbita de grandes bloques de generación distribuida (por ejemplo, durante eventos de nubosidad

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

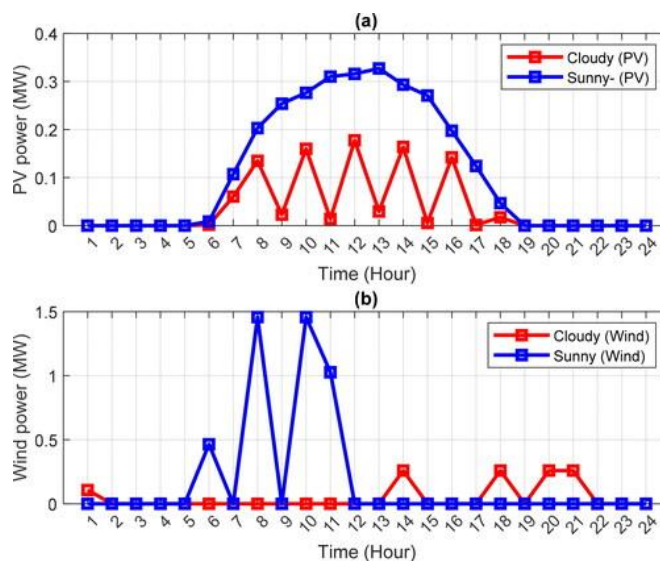
masiva), puede generar desbalances entre generación y demanda, comprometiendo la estabilidad frecuencial del sistema (CIGRÉ, 2017).

Estas variaciones en los parámetros eléctricos se ilustran en la Figura 5, donde se muestra el comportamiento dinámico del voltaje ante cambios en la generación distribuida, evidenciando el carácter variable de los recursos energéticos renovables. En el gráfico (a) se observa que la generación fotovoltaica en día soleado alcanza un pico cercano a 0,35 MW entre las horas 10 y 14, mientras que en día nublado presenta fluctuaciones irregulares que no superan los 0,18 MW, lo que evidencia una variabilidad de hasta el 50 % en la potencia generada según las condiciones climáticas. Por su parte, el gráfico (b) muestra que la generación eólica en día soleado puede alcanzar 1,5 MW de forma puntual, con caídas abruptas a valores cercanos a cero en intervalos de una hora, mientras que en día nublado se mantiene en niveles inferiores a 0,3 MW con mayor estabilidad relativa. Esta intermitencia combinada de fuentes solar y eólica introduce variaciones rápidas y simultáneas en los flujos de potencia, lo que exige sistemas de compensación y control capaces de responder en tiempos inferiores a los ciclos de variación observados.

Asimismo, estudios del NREL (2023) indican que redes con penetración de RED superior al 30 % pueden experimentar variaciones de tensión de hasta ± 8 % en intervalos de 15 minutos, en comparación con ± 2 % en redes tradicionales. De igual forma, la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) puede alcanzar valores entre 1 y 2 Hz/s en sistemas con baja inercia, frente a valores típicos de 0,1 a 0,3 Hz/s en sistemas convencionales.

Figura 5

Variación de voltaje en sistemas con generación distribuida.



Nota: Disponible en: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15325008.2023.2215783>, consulta realizada en abril de 2026.

4.1.3 Aumento de la Distorsión Armónica

La integración masiva de RED, especialmente aquellos basados en electrónica de potencia como inversores fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento, introduce nuevas fuentes de distorsión en la señal eléctrica. Estos dispositivos, al convertir corriente continua en alterna, pueden generar componentes armónicas de frecuencia múltiple (3^a , 5^a , 7^a , 11^a y 13^a , entre otras) que alteran la forma de onda sinusoidal ideal del sistema, comprometiendo la calidad de la energía. Aunque los inversores modernos incorporan filtros internos para mitigar estos efectos, la operación simultánea de múltiples unidades distribuidas puede generar efectos acumulativos significativos en la red.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Entre las consecuencias más relevantes se encuentran el incremento de pérdidas en los equipos eléctricos, debido a corrientes adicionales que no contribuyen a la potencia útil, así como la posible resonancia en determinados puntos de la red, lo que puede amplificar los niveles de distorsión. Adicionalmente, la presencia de armónicos puede provocar sobrecalentamiento en transformadores y conductores, errores en la medición de variables eléctricas y afectaciones en la coordinación de protecciones, comprometiendo la confiabilidad del sistema.

En este contexto, es fundamental considerar los límites normativos aplicables a la distorsión armónica, los cuales establecen criterios de aceptación para garantizar la calidad de la energía y la operación segura del sistema eléctrico. Normas como IEEE 519 e IEC 61000 definen los niveles máximos permisibles de distorsión armónica total (THD), tanto en tensión como en corriente, dependiendo del nivel de tensión y del punto de conexión en la red. El cumplimiento de estos límites es esencial para mitigar los impactos negativos de los armónicos y asegurar la interoperabilidad de los equipos conectados al sistema.

4.1.4 Mayor Complejidad Operativa

La integración de RED transforma significativamente los requisitos operativos de las subestaciones, al introducir nuevas necesidades de monitoreo, control e interacción entre múltiples actores del sistema. A diferencia de los esquemas tradicionales, en los cuales la supervisión se centra en un número limitado de variables, la presencia de generación distribuida exige la supervisión continua de cientos o incluso miles de puntos de inyección, así como la coordinación de diversos agentes, incluyendo generadores distribuidos, agregadores y consumidores activos. Asimismo, se hace necesario gestionar pronósticos de generación renovable en diferentes

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

horizontes temporales, desde minutos hasta días, con el fin de anticipar condiciones operativas del sistema (IEA, 2023).

Adicionalmente, la interoperabilidad se convierte en un aspecto crítico para la operación del sistema, debido a la integración de equipos de múltiples fabricantes que emplean distintos protocolos de comunicación. Esta condición requiere la adopción de interfaces estandarizadas, como IEC 61850, IEEE 2030.5 y OpenADR, que permitan la comunicación efectiva entre dispositivos y sistemas. A su vez, la creciente digitalización de las subestaciones implica la gestión de grandes volúmenes de datos, los cuales deben ser procesados de manera eficiente para soportar la toma de decisiones en tiempo real.

Por otra parte, la ciberseguridad adquiere una relevancia fundamental en este nuevo contexto operativo, ya que la multiplicidad de puntos de conexión amplía la superficie de ataque del sistema eléctrico. Esto hace necesario implementar mecanismos robustos de autenticación, encriptación y detección de intrusiones, así como cumplir con estándares internacionales de seguridad en comunicaciones, como IEC 62351 (CIGRÉ, 2017).

En conjunto, estos factores evidencian que la integración de RED no solo incrementa la complejidad operativa de las subestaciones, sino que también demanda la adopción de soluciones tecnológicas avanzadas y enfoques de gestión más integrales para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema.

4.2 Principales Desafíos Identificados

A partir del análisis técnico y normativo, se identificaron los siguientes retos prioritarios:

4.2.1 *Coordinación de Protecciones*

Como se sabe, las protecciones tradicionales de sobrecorriente direccionales se basan en la premisa de flujos de potencia unidireccionales desde la fuente hacia la carga; no obstante, esta condición se convierte en una debilidad en sistemas con alta penetración de RED, donde las corrientes de falla pueden presentar magnitudes y direcciones variables, dificultando la correcta operación y coordinación de los dispositivos de protección.

Esta situación da lugar a diversas problemáticas operativas que afectan la confiabilidad del sistema y la adecuada selectividad de las protecciones.

Con el fin de establecer una relación clara entre las problemáticas identificadas en la coordinación de protecciones y las estrategias técnicas disponibles para su mitigación, en la Tabla 1, se presenta una síntesis comparativa de los principales desafíos y sus respectivas soluciones en sistemas con alta penetración de RED.

Tabla 1*Relación entre problemáticas en protecciones y estrategias de solución en sistemas con RED*

Problema identificado	Estrategia de solución
Pérdida de sensibilidad: Un generador distribuido puede alimentar una falla aguas abajo, reduciendo la corriente vista por la protección aguas arriba e impidiendo su operación (IEEE, 2018).	Implementación de relés de protección adaptativos que ajustan sus configuraciones según el estado del sistema.
Pérdida de selectividad: Protecciones diseñadas para operar de forma secuencial pueden activarse simultáneamente o en orden incorrecto.	Uso de esquemas de protección basados en comunicación (pilot wire, transferencia de disparo) para coordinar la operación.
Falsa desconexión: Flujos de potencia variables en condiciones normales pueden ser interpretados erróneamente como fallas.	Aplicación de protecciones más robustas y lógicas de decisión avanzadas basadas en múltiples variables del sistema.
Islanding no intencional: Secciones de la red pueden permanecer energizadas por generación local tras una falla, generando riesgos operativos.	Implementación de sistemas anti-isla multicriterio (tasa de cambio de frecuencia, salto de fase, variación de impedancia) conforme a IEEE 1547-2018.
Variación de niveles de cortocircuito: La generación distribuida altera los niveles de corriente de falla previstos en el diseño original.	Uso de protecciones diferenciales en secciones críticas para mejorar la detección de fallas independientemente de la magnitud de corriente.

4.2.2 Gestión de Calidad de Energía

La calidad de la energía en sistemas de distribución se ve directamente afectada por la integración de RED, especialmente aquellos basados en electrónica de potencia. Estos recursos pueden generar variaciones en parámetros clave como el voltaje, la THD, el factor de potencia y el desbalance entre fases, comprometiendo el desempeño eléctrico del sistema.

Con el fin de analizar el impacto de los RED sobre la calidad de la energía, la Tabla 2 presenta una comparación entre los rangos normales de operación de los principales parámetros eléctricos,

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

las variaciones introducidas por la integración de RED y los límites establecidos por la normativa vigente (RETI), así como las estrategias técnicas disponibles para su mitigación.

Tabla 2

Parámetros de calidad de energía: valores normales vs. impacto de RED

Parámetro	Rango Normal	Impacto RED	Límite RETI	Control volt-var	STATCOM / SVC	Filtros armónicos	Almacenamiento
Voltaje (pu)	0,95-1,05	$\pm 8\%$ variación	0,90-1,10	✓	✓		✓
Frecuencia (Hz)	59,8-60,2	RoCoF↑	59,5-60,5				✓
THD voltaje (%)	< 2	3-7	< 5			✓	
Factor de potencia	> 0,95	Variable	> 0,9	✓	✓		
Desbalance (%)	< 2	2-5	< 2	✓	✓		✓

Los resultados evidencian que la integración de RED tiende a deteriorar los indicadores de calidad de la energía, acercándolos a sus límites normativos o incluso superándolos en escenarios de alta penetración. En este contexto, las estrategias de mitigación deben seleccionarse en función del tipo de perturbación introducida. En particular, el control volt-var mediante inversores inteligentes y los compensadores dinámicos de reactivos (STATCOM/SVC) resultan efectivos para la regulación de tensión y el control del factor de potencia, mientras que los filtros armónicos permiten reducir la distorsión introducida por equipos electrónicos. Por su parte, los sistemas de almacenamiento contribuyen a estabilizar la frecuencia y mitigar la variabilidad del sistema en el corto plazo.

4.2.3 Infraestructura de Comunicación

La integración de RED incrementa significativamente las exigencias sobre la infraestructura de comunicación en las subestaciones eléctricas, debido a la necesidad de monitoreo en tiempo real, control distribuido y coordinación de múltiples dispositivos. Estos requerimientos se traducen en desafíos asociados a latencia, confiabilidad, ancho de banda y seguridad de la información, los cuales deben ser abordados mediante la implementación de tecnologías de comunicación adecuadas.

Con el fin de relacionar los principales problemas identificados, los requisitos técnicos asociados y las tecnologías aplicables para su solución, en la Tabla 3 se presenta un análisis integrado que permite establecer correspondencias entre estos elementos. Dicho análisis se elaboró a partir de la revisión de estándares internacionales como IEC 61850, IEEE 1547-2018 e IEC 62351, complementada con el estudio de experiencias documentadas por CIGRÉ (2017) e IEA (2023) en proyectos de modernización de subestaciones con alta penetración de RED. Para cada problema identificado se determinó el requisito técnico mínimo asociado y se seleccionó la tecnología de comunicación más adecuada con base en criterios de latencia, confiabilidad, cobertura y disponibilidad de infraestructura existente.

Tabla 3*Relación entre problemas de comunicación, requisitos técnicos y tecnologías aplicables*

Problema específico	Requisito técnico	Tecnología aplicable
Necesidad de respuesta rápida en esquemas de protección	Latencia < 100 ms	Fibra óptica
Coordinación en tiempo real para control del sistema	Latencia < 1 s	Fibra óptica / Redes 4G-5G
Monitoreo y adquisición de datos a gran escala	Latencia < 5 s	PLC / Redes celulares
Alta disponibilidad en funciones críticas	Confiabilidad > 99,9 %	Fibra óptica / Redes mesh
Transmisión de grandes volúmenes de información	Alto ancho de banda	Fibra óptica
Limitaciones de infraestructura existente	Uso de medios disponibles	PLC
Necesidad de cobertura amplia en zonas dispersas	Cobertura extendida	Redes 4G/5G
Requerimientos de redundancia y resiliencia	Topologías auto-reconfigurables	Redes RF mesh
Protección de la información y ciberseguridad	Encriptación y autenticación	Todas (según implementación)

Los resultados evidencian que no existe una única tecnología que satisfaga todos los requerimientos de comunicación en sistemas con alta penetración de RED, por lo que es necesario implementar soluciones híbridas que combinen diferentes tecnologías según las condiciones operativas y geográficas del sistema. En este contexto, la fibra óptica destaca por su alta capacidad y baja latencia, mientras que tecnologías como PLC y redes celulares permiten ampliar la cobertura aprovechando infraestructura existente. Por su parte, las redes mesh aportan flexibilidad y resiliencia, especialmente en entornos distribuidos.

4.2.4 Vacíos Normativos en Colombia

El análisis del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE, 2024) evidencia que, si bien establece requisitos generales de seguridad eléctrica, presenta limitaciones frente a

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

escenarios de alta penetración de RED, especialmente en aspectos relacionados con la operación dinámica, la digitalización y la integración de múltiples fuentes de generación.

Con el fin de identificar estos vacíos normativos y contrastarlos con referentes internacionales, la Tabla 4 presenta una comparación entre los principales aspectos no contemplados en el RETIE y las soluciones o lineamientos definidos en normativa técnica internacional.

Tabla 4.

Vacíos del RETIE y comparación con normativa internacional

Vacío identificado en RETIE	Limitación técnica	Referente internacional	Aporte de la normativa
No especifica criterios para flujos bidireccionales	Dificulta el diseño en redes con generación distribuida	IEEE 1547-2018	Define operación en redes con generación distribuida y control de potencia
No establece requisitos para protecciones adaptativas	Limitaciones en coordinación ante múltiples fuentes	IEEE 1547-2018 / IEC 61850	Establece esquemas de control y comunicación para protección avanzada
No define límites de distorsión armónica para múltiples fuentes	Riesgo de deterioro en calidad de energía	IEEE 519	Establece límites de distorsión armónica (THD)
No contempla requisitos de comunicación y ciberseguridad	Vulnerabilidad en sistemas digitalizados	IEC 62351	Define estándares de ciberseguridad para sistemas eléctricos
No especifica coordinación entre red y generación distribuida	Riesgo de operación inestable	VDE-AR-N 4110	Define requisitos técnicos para conexión y operación de generadores
Falta de lineamientos para control dinámico de red	Limitaciones en estabilidad y respuesta ante perturbaciones	NTS (Brasil) / IEEE 1547	Incluye control volt-var, freq-watt y ride-through

El análisis comparativo evidencia que, mientras el RETIE establece lineamientos generales de seguridad, las normativas internacionales incorporan criterios específicos para la operación de

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

sistemas con alta penetración de generación distribuida, incluyendo requisitos de control dinámico, calidad de energía, comunicación y ciberseguridad. En este contexto, se hace necesario fortalecer el marco regulatorio colombiano mediante la incorporación de estos lineamientos, con el fin de garantizar una integración segura, confiable y eficiente de los RED.

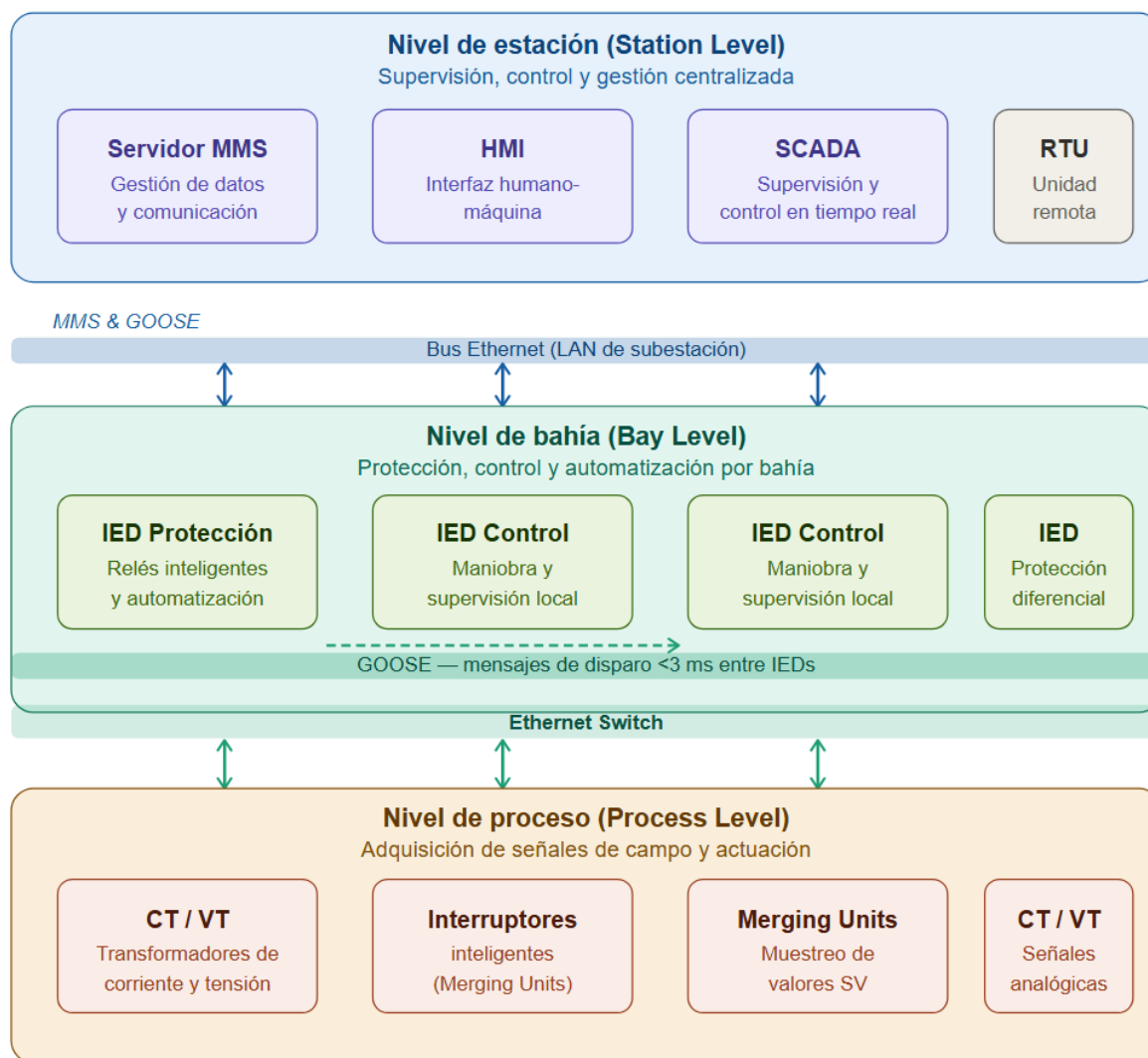
4.3 Estrategias Técnicas Analizadas

Del estudio comparativo de experiencias internacionales y de la literatura técnica especializada, se identifican las siguientes estrategias que han demostrado efectividad comprobada en escenarios de alta penetración de RED. A diferencia de la sección anterior, que describe los desafíos, aquí se presenta el análisis crítico de las soluciones disponibles, sus condiciones de aplicabilidad y sus limitaciones en el contexto colombiano. En este contexto, la arquitectura general de las estrategias técnicas implementadas en subestaciones modernas se presenta en la Figura 6 donde se evidencian los sistemas de control, comunicación y protección utilizados para la integración de RED.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Figura 6

Arquitectura de automatización de subestaciones basada en IEC 61850.



La Figura 6 ilustra la arquitectura de automatización de subestaciones basada en IEC 61850, organizada en tres niveles jerárquicos. En el nivel de proceso se ubican los transformadores de corriente y tensión (CT/VT) y los interruptores inteligentes, que adquieren señales del campo. En el nivel de bahía se encuentran los IEDs de protección y control, interconectados mediante switches Ethernet y mensajes GOOSE para la transferencia rápida de señales de disparo con

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

tiempos de respuesta inferiores a 3 ms. En el nivel de estación operan el servidor MMS, la interfaz HMI y el sistema SCADA, desde donde se supervisa y controla la subestación en tiempo real. Esta arquitectura permite la interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes, elimina el cableado convencional punto a punto y habilita la integración eficiente de RED mediante protocolos estandarizados.

Como se observa en la Figura 6, la digitalización de las subestaciones se evidencia en la incorporación de sistemas de comunicación que permiten el intercambio bidireccional de información entre la subestación y los RED. En la misma figura se identifican múltiples puntos de medición y control conectados a través de una red de comunicaciones, lo que facilita la supervisión continua del estado del sistema y la coordinación operativa entre los diferentes elementos. Asimismo, la presencia de enlaces de comunicación permite el envío de señales de control hacia los recursos distribuidos, posibilitando la regulación de variables eléctricas y evidenciando un mayor nivel de integración, supervisión y control frente a esquemas tradicionales.

4.3.1 Protecciones Adaptativas y Selectivas

La transición desde esquemas de protección fijos hacia esquemas adaptativos constituye el cambio más estructural que impone la integración de RED. Un relé adaptativo no tiene un único conjunto de ajustes, sino múltiples grupos que se activan automáticamente según el estado topológico de la red y el nivel de generación distribuida activo en cada momento (CIGRÉ, 2017).

La implementación práctica de esta estrategia requiere tres condiciones simultáneas: primero, relés con capacidad de almacenar y conmutar entre al menos cuatro grupos de ajustes; segundo,

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

un sistema de comunicación confiable que informe al relé sobre el estado de la red en tiempo real; y tercero, estudios de coordinación de protecciones que cubran todos los escenarios posibles de generación distribuida. Este último punto es frecuentemente subestimado: en redes con múltiples puntos de inyección, el número de escenarios de coordinación crece exponencialmente con el número de generadores, lo que exige herramientas de simulación avanzadas y criterios de simplificación bien fundamentados (IEEE, 2018).

La coordinación basada en comunicación (mediante esquemas de transferencia de disparo o protección diferencial de línea), ofrece mayor selectividad que los esquemas adaptativos puramente locales, pero introduce dependencia de la disponibilidad de la red de comunicaciones.

Una limitación importante de los esquemas adaptativos es su mayor complejidad de mantenimiento. Los ingenieros de protecciones deben dominar no solo los criterios tradicionales de coordinación, sino también la lógica de conmutación entre grupos de ajuste y los algoritmos de detección de islanding, lo que exige programas de capacitación específicos que actualmente no están ampliamente disponibles en Colombia.

4.3.2 Automatización Avanzada bajo IEC 61850

El estándar IEC 61850 facilita la integración de fuentes renovables y la gestión de redes inteligentes, permitiendo el control distribuido y la respuesta rápida ante variaciones de generación y consumo. Sin embargo, requiere formación y capacitación específica para ingenieros y técnicos, y la migración desde sistemas tradicionales puede ser compleja y costosa en la fase inicial (IEC, 2013). Su adopción no es simplemente un cambio de protocolo de comunicación: implica una

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

reingeniería completa de la arquitectura de control, pasando de sistemas propietarios con cableado punto a punto hacia arquitecturas distribuidas basadas en redes Ethernet industriales y modelos de datos estandarizados. La norma define mensajes GOOSE para transferencia de señales de disparo con tiempos de respuesta de apenas 3 ms, lo que la hace adecuada para aplicaciones de protección en tiempo real (IEC, 2013; CIGRÉ, 2017).

Sin embargo, la adopción de IEC 61850 en Colombia enfrenta barreras concretas. La primera es económica: la migración de una subestación existente implica no solo reemplazar los IEDs, sino también la red de comunicaciones, los servidores SCADA y los sistemas de ingeniería de configuración. La segunda es de capacidades: la configuración bajo IEC 61850 requiere dominio del lenguaje SCL (*Substation Configuration Language*), basado en XML, para la definición del modelo de datos de los equipos, su relación con el diagrama unifilar y sus enlaces de comunicación, lo que implica una curva de aprendizaje significativa (IEC, 2013). La tercera es regulatoria: el RETIE (2024) no establece requisitos de interoperabilidad ni hace referencia explícita a IEC 61850, lo que reduce los incentivos para su adopción por parte de los operadores (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

La medición fasorial sincronizada (PMU) complementa la automatización IEC 61850 aportando observabilidad dinámica del sistema. Su aplicación más valiosa en redes con alta penetración de RED es la detección temprana de oscilaciones electromecánicas y la evaluación de la estabilidad de tensión en tiempo real, antes de que estas condiciones deriven en perturbaciones mayores (IEEE, 2018; CIGRÉ, 2017).

4.3.3 *Gestión Activa de la Calidad de Energía*

La gestión de calidad de energía en redes con RED no puede limitarse a la instalación de equipos de compensación: requiere una estrategia coordinada que integre múltiples dispositivos operando en diferentes escalas de tiempo. Entre las estrategias analizadas, el control volt-var coordinado, desarrollado en detalle en la sección 5.2.3, constituye el ejemplo más representativo de este enfoque sistémico, dado que integra de manera jerárquica múltiples dispositivos como inversores, STATCOM y transformadores con OLTC para la regulación simultánea de tensión y potencia reactiva.

Es importante distinguir entre las estrategias que abordan síntomas y las que atacan causas. La instalación de filtros armónicos mitiga los efectos de la distorsión armónica pero no elimina su fuente. En contraste, el control avanzado de inversores — mediante los modos de operación *volt-var* y *freq-watt* definidos en IEEE 1547-2018 — actúa directamente sobre el comportamiento de los generadores distribuidos, reduciendo la necesidad de equipos de compensación externos. Esta distinción tiene implicaciones económicas significativas, dado que una estrategia basada principalmente en control de inversores puede ser considerablemente más económica que una basada en compensadores externos, siempre que los inversores instalados sean compatibles con estos modos de operación avanzados (IEEE, 2018).

En el contexto colombiano, la mayoría de los sistemas FV instalados antes de 2022 operan en modo de factor de potencia unitario, sin capacidad de control de reactivos. Esto significa que la transición hacia una gestión activa de calidad de energía requerirá, en muchos casos, la actualización del firmware de los inversores existentes o incluso su reemplazo, lo que introduce

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

costos y complejidades adicionales no siempre contemplados en los análisis de viabilidad (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

4.3.4 Integración de Almacenamiento Energético

El almacenamiento energético a escala de subestación ha alcanzado madurez comercial en la última década. La reducción de costos de las baterías de ion-litio — de más de 1.000 USD/kWh en 2010 a menos de 300 USD/kWh en 2023 — ha transformado radicalmente el análisis de viabilidad económica de estos sistemas (IRENA, 2022). Proyectos como Luz del Norte en Chile, con 722 MWh de almacenamiento BESS integrado a una planta solar de 141 MW, ilustran la viabilidad técnica y comercial de esta estrategia a escala de subestación (IEA, 2023).

La selección de la tecnología de almacenamiento adecuada requiere un análisis cuidadoso de los servicios que se desean prestar, ya que no existe una tecnología universalmente óptima. Las baterías de ion-litio tipo LFP son la opción más apropiada para aplicaciones de multipropósito — regulación de frecuencia, suavizado de generación y respaldo — por su equilibrio entre densidad energética, vida útil y costo. Las baterías de flujo de vanadio son preferibles cuando se requiere almacenamiento de larga duración con ciclos frecuentes, como en aplicaciones de arbitraje energético en mercados con alta variabilidad de precios. Los supercapacitores son adecuados para regulación de frecuencia de muy corto plazo, pero resultan antieconómicos para almacenamiento de mediana o larga duración (IRENA, 2022; NREL, 2023).

Un aspecto crítico frecuentemente subestimado es la gestión del ciclo de vida. Las baterías de ion-litio degradan su capacidad útil con el número de ciclos y el tiempo. Los modelos de

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

envejecimiento del NREL (2023) indican que la degradación típica es del 2-3 % anual para ciclos al 80 % de profundidad de descarga, lo que debe incorporarse explícitamente en los criterios de dimensionamiento y en el análisis económico del proyecto.

Finalmente, desde una perspectiva de viabilidad para Colombia, el marco regulatorio asociado a los sistemas de almacenamiento BESS ha presentado avances recientes, impulsados por disposiciones del Ministerio de Minas y Energía orientadas a su integración en el sistema eléctrico. Actualmente, ya se cuenta con experiencias operativas en subestaciones y con lineamientos técnicos y regulatorios en proceso de consolidación, lo que evidencia una transición hacia esquemas que permitirán la participación del almacenamiento en la prestación de servicios de flexibilidad, como la regulación de frecuencia y el soporte de tensión. No obstante, aún existen desafíos en la definición de mecanismos claros de remuneración y en la estructuración de mercados que valoren plenamente estos servicios, por lo que la evolución regulatoria sigue siendo un factor clave para viabilizar masivamente estas tecnologías en el contexto colombiano (CREG, 2018; Congreso de la República de Colombia, 2021; Ministerio de Minas y Energía, 2024).

5. Propuestas de diseño y recomendaciones técnicas

A partir de los impactos y desafíos identificados, se plantean lineamientos técnicos estructurados para el diseño, la modernización y la operación de subestaciones eléctricas en escenarios de alta penetración de la RED.

Es importante destacar que Colombia ya cuenta con experiencias operativas de sistemas de almacenamiento BESS integrados a subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Entre los casos más relevantes se encuentran el proyecto BESS de la subestación Termozipa en Soacha y el proyecto BESS de la subestación Candelaria (S/E Silencio) en Barranquilla, que constituyen referentes nacionales en la implementación de almacenamiento a escala de subestación para apoyar la operación del sistema eléctrico colombiano. Estas experiencias demuestran que las tecnologías propuestas en este capítulo no son ajenas al contexto nacional y que su implementación es técnicamente viable en las condiciones del país.

5.1 Marco Conceptual de la Propuesta

La propuesta de diseño se sustenta en tres pilares estratégicos interrelacionados, los cuales responden directamente a los desafíos técnicos identificados en el Capítulo 4 y orientan la modernización de subestaciones eléctricas en escenarios de alta penetración de RED:

- **Flexibilidad Operativa:** Capacidad de adaptarse dinámicamente a condiciones variables de generación y demanda, mediante sistemas de control avanzado, arquitecturas modulares y configuraciones que faciliten expansiones futuras sin requerir reconstrucciones mayores.
- **Resiliencia del Sistema:** Robustez ante perturbaciones y contingencias, con esquemas de protección redundantes, almacenamiento energético para continuidad de servicio, y capacidad de operación en isla controlada para alimentar servicios críticos durante eventos de red.
- **Sostenibilidad Técnico-Económica:** Balance óptimo entre la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento y los beneficios en términos de confiabilidad,

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

calidad de la energía y capacidad de integración renovable, considerando el análisis de ciclo de vida completo.

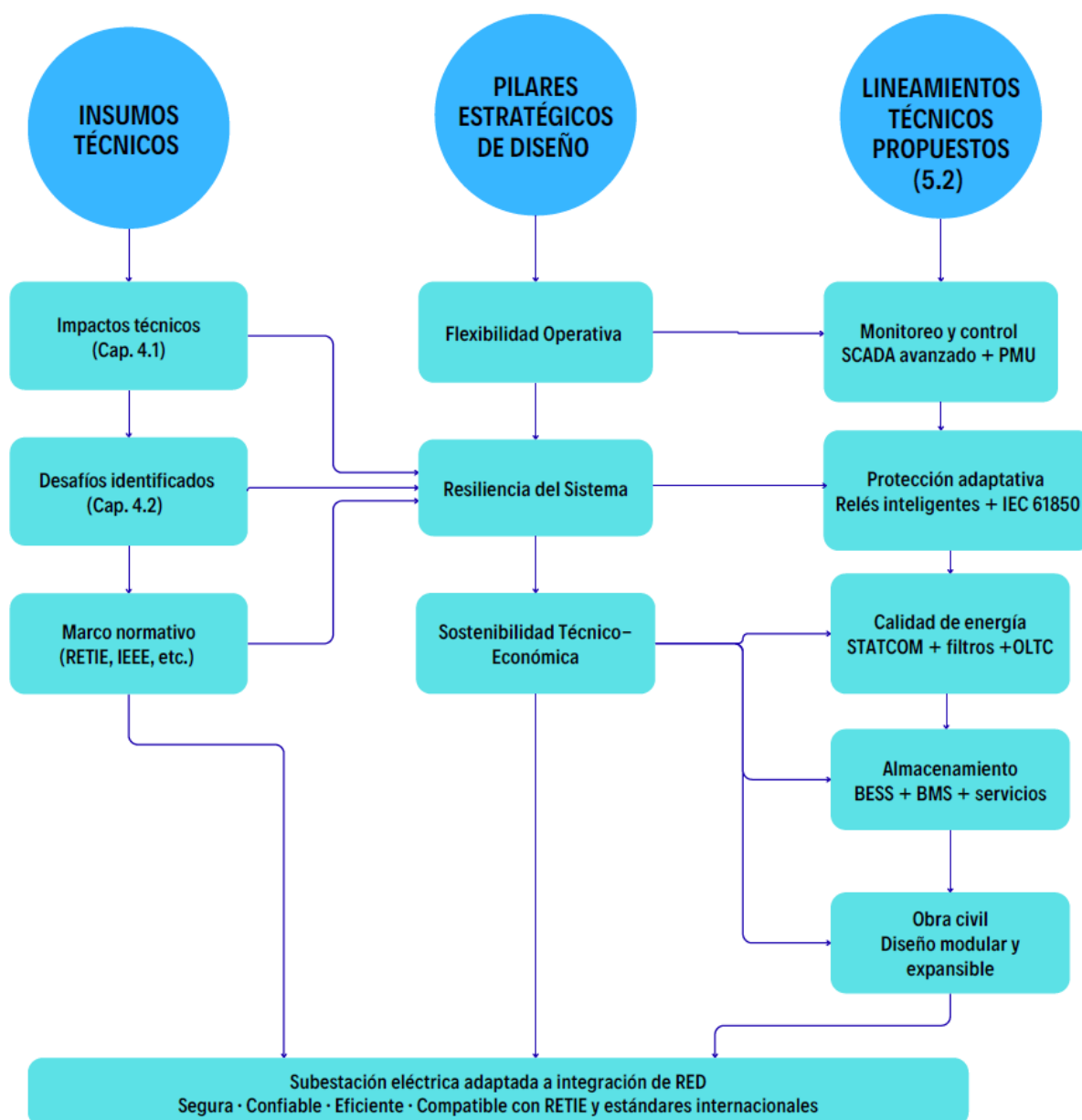
Estos pilares responden directamente a los impactos técnicos asociados a la integración de RED (como la variabilidad de la generación, la bidireccionalidad de los flujos de potencia y el deterioro de la calidad de la energía), así como a los desafíos identificados en términos de protección, control y regulación del sistema.

Con el fin de sintetizar la relación entre los elementos analizados y la propuesta planteada, en la Figura 7 se presenta un esquema conceptual que articula los insumos técnicos considerados (impactos, desafíos y marco normativo), con los pilares estratégicos definidos, los cuales sirven como base para la formulación de los lineamientos técnicos detallados en la sección 5.2.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Figura 7

Esquema conceptual de la propuesta de diseño para subestaciones con integración de RED.



La Figura 7 permite visualizar de manera integrada cómo los insumos técnicos analizados se estructuran dentro de un enfoque de diseño coherente, facilitando la transición desde el diagnóstico del sistema hacia la formulación de soluciones técnicas aplicables en subestaciones eléctricas

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

modernas. Este enfoque garantiza consistencia entre los problemas identificados y las estrategias propuestas, en línea con las tendencias globales de modernización de redes eléctricas documentadas por CIGRÉ (2017) e IEA (2023).

5.2 Lineamientos Técnicos Detallados

A partir de los impactos técnicos y los desafíos identificados en el Capítulo 4, se plantean a continuación los lineamientos técnicos para el diseño, la modernización y la operación de subestaciones eléctricas en escenarios de alta penetración de RED.

A diferencia de enfoques convencionales basados en configuraciones estáticas, los lineamientos propuestos responden a la necesidad de operar sistemas eléctricos más dinámicos, caracterizados por la variabilidad de la generación, la bidireccionalidad de los flujos de potencia y mayores exigencias en términos de calidad de la energía, protección y control.

En este contexto, las soluciones planteadas no corresponden a la simple incorporación de tecnologías individuales, sino a la implementación de un conjunto integrado de sistemas que permiten mejorar la observabilidad, la capacidad de control, la coordinación de protecciones y la gestión activa de la red.

Para facilitar su análisis, los lineamientos se estructuran en función de los principales subsistemas tecnológicos involucrados: monitoreo y control, protección, calidad de energía y almacenamiento energético, los cuales en conjunto permiten dar respuesta a los retos técnicos previamente identificados.

5.2.1 *Sistemas de Monitoreo y Control: Análisis Comparativo De Soluciones*

En sistemas eléctricos con alta penetración de RED, la operación de las subestaciones enfrenta una creciente complejidad asociada a la variabilidad de la generación, la bidireccionalidad de los flujos de potencia y la presencia de múltiples puntos de inyección distribuidos. Estas condiciones generan una reducción significativa en la visibilidad del sistema, tanto en estado estacionario como dinámico, dificultando la supervisión de variables críticas y la toma oportuna de decisiones operativas.

Adicionalmente, los sistemas convencionales de supervisión presentan limitaciones para capturar fenómenos dinámicos como oscilaciones electromecánicas, variaciones rápidas de frecuencia y transitorios de tensión, los cuales adquieren mayor relevancia en redes con alta penetración de generación distribuida. En este contexto, se requiere la implementación de herramientas tecnológicas que permitan mejorar la observabilidad del sistema eléctrico en diferentes escalas de tiempo.

A partir del análisis de experiencias internacionales y literatura técnica especializada (IEA, 2023; CIGRÉ, 2017), se identifican dos soluciones complementarias para abordar esta necesidad: los sistemas SCADA de nueva generación, orientados al monitoreo operativo en tiempo real, y las unidades de medición fasorial sincronizada (PMU), enfocadas en el análisis dinámico del sistema.

En la Tabla 5 se realiza una comparación basada en criterios técnicos relevantes como el tipo de monitoreo, la resolución temporal, las variables medidas y sus aplicaciones operativas.

Tabla 5*Comparación entre tecnologías de monitoreo en subestaciones*

Criterio	SCADA de nueva generación	PMU
Tipo de monitoreo	Estado estacionario	Estado dinámico
Frecuencia de muestreo	~1 Hz	30–60 muestras/s
Variables medidas	Tensión, corriente, potencia, estado de equipos	Fasores, frecuencia, RoCoF
Tiempo de respuesta	Segundos	Milisegundos
Aplicación principal	Supervisión y control operativo	Análisis dinámico y estabilidad
Ventaja principal	Control en tiempo real	Alta precisión y sincronización
Limitación	Baja resolución para fenómenos rápidos	Mayor complejidad de implementación

A partir de lo mostrado en la Tabla 5, se evidencia que los sistemas SCADA y las PMU no cumplen la misma función, sino que responden a necesidades distintas dentro del sistema eléctrico. Mientras los sistemas SCADA permiten la supervisión y control operativo en condiciones de estado estacionario, las PMU proporcionan información de alta resolución temporal para el análisis de fenómenos dinámicos. Esta diferencia justifica su implementación conjunta en subestaciones con alta penetración de RED, donde se requiere tanto control operativo como capacidad de análisis dinámico.

5.2.2 Esquemas de Protección Adaptativos

En sistemas eléctricos con alta penetración de RED, la variabilidad de la generación, la bidireccionalidad de los flujos de potencia y los cambios en la topología de la red modifican el comportamiento de las corrientes de falla y las condiciones de operación. Estas características generan limitaciones en los esquemas de protección convencionales, los cuales son configurados

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

para escenarios relativamente estáticos, afectando criterios fundamentales como la selectividad, la sensibilidad y la coordinación.

En este contexto, se propone la implementación de esquemas de protección adaptativos que permitan ajustar sus parámetros en función de las condiciones operativas del sistema. Estas soluciones dan respuesta directa a los problemas de pérdida de selectividad y sensibilidad identificados en la sección 4.2.1, y se fundamentan en el uso de relés inteligentes de última generación y en la aplicación de esquemas de protección diferencial en elementos críticos de la subestación.

Relés inteligentes de última generación

La variabilidad operativa introducida por la integración de RED genera múltiples escenarios que afectan la magnitud y dirección de las corrientes de falla, dificultando la correcta actuación de los esquemas de protección tradicionales. Esta condición exige dispositivos capaces de adaptarse dinámicamente a dichas condiciones.

En respuesta, los relés inteligentes de última generación incorporan capacidades avanzadas de procesamiento, comunicación y configuración remota, que permiten modificar sus ajustes en función del estado del sistema. Su implementación se fundamenta en la capacidad de gestionar múltiples grupos de ajustes, su integración con sistemas de monitoreo y control, y su compatibilidad con arquitecturas basadas en el estándar IEC 61850.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Estos dispositivos permiten implementar lógicas adaptativas que consideran variables operativas en tiempo real, mejorando la coordinación entre protecciones y reduciendo el riesgo de disparos indebidos o fallas en la detección de eventos.

Protección diferencial de barras

En subestaciones con múltiples fuentes de alimentación, incluyendo la red principal y la generación distribuida, la presencia de corrientes de contribución desde diferentes puntos incrementa la complejidad en la identificación y localización de fallas. Esta condición afecta la selectividad de los esquemas de protección convencionales, especialmente cuando los flujos de corriente son bidireccionales.

Ante este escenario, la protección diferencial de barras se establece como una solución eficaz para garantizar una actuación rápida y selectiva frente a fallas internas en la subestación. Este esquema se basa en la comparación de las corrientes de entrada y salida en la barra, permitiendo identificar con precisión la ocurrencia de fallas internas, independientemente de la dirección de los flujos de potencia.

Este tipo de protección ofrece tiempos de operación reducidos y alta confiabilidad, lo que resulta fundamental en subestaciones críticas. Su implementación requiere condiciones adecuadas de medición, sincronización y comunicación entre dispositivos, así como una correcta definición de zonas de protección.

Integración de soluciones de protección

La implementación conjunta de relés inteligentes de última generación y esquemas de protección diferencial de barras permite mejorar la respuesta del sistema de protección ante condiciones operativas variables, garantizando niveles adecuados de selectividad, sensibilidad y rapidez. Estas soluciones constituyen un elemento clave para la operación segura y confiable de subestaciones eléctricas en escenarios con alta penetración de RED.

5.2.3 Gestión Integral de Calidad de Energía

En sistemas eléctricos con alta penetración de RED, la calidad de la energía se convierte en una de las principales limitantes operativas, debido a la variabilidad de la generación, la presencia de convertidores electrónicos y la interacción entre múltiples fuentes. Estas condiciones pueden generar desviaciones de tensión, distorsión armónica y desequilibrios en la potencia reactiva, comprometiendo la operación del sistema y el cumplimiento de los límites establecidos en la normativa técnica.

Con base en el análisis desarrollado en el Capítulo 4, se identifican requerimientos específicos de compensación reactiva, mitigación de armónicos y regulación de tensión, lo que justifica la implementación de soluciones tecnológicas coordinadas (IEEE, 2018; CIGRÉ, 2017).

Compensación dinámica de reactivos

STATCOM (Compensador síncrono estático)

El análisis de los perfiles de tensión evidencia variaciones asociadas a la intermitencia de la generación distribuida, las cuales no pueden ser compensadas de manera efectiva mediante

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

dispositivos convencionales debido a sus tiempos de respuesta limitados. Esta condición exige la implementación de sistemas de compensación reactiva con respuesta rápida y operación continua.

Para abordar este requerimiento, se selecciona la tecnología STATCOM, debido a su capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva de forma dinámica, con tiempos de respuesta inferiores a 20 ms y operación en rangos cercanos a $\pm 0,5$ pu. El dimensionamiento típico entre el 20 % y 40 % de la potencia nominal de la subestación permite garantizar un adecuado soporte de tensión ante variaciones operativas. Esta solución se fundamenta en su desempeño superior frente a alternativas convencionales y su aplicación en sistemas con alta penetración de generación renovable (Ghosh & Padmanaban, 2020).

Adicionalmente, los STATCOM permiten la regulación automática de tensión en el punto de acoplamiento, su integración con sistemas SCADA mediante protocolos como IEC 61850 y aportan beneficios como el amortiguamiento de oscilaciones y la mitigación de componentes armónicas de alta frecuencia.

Alternativa: Bancos de capacitores conmutados

En escenarios donde las variaciones del sistema son más lentas o existen restricciones económicas, los bancos de capacitores conmutados se presentan como una alternativa viable para la compensación reactiva.

Esta solución se caracteriza por un menor costo de implementación (30 % a 40 % respecto a un STATCOM), aunque con tiempos de respuesta superiores a 100 ms. Su aplicación resulta adecuada

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

en sistemas con variaciones de carga predecibles, considerando diseños por etapas que limitan variaciones de tensión entre el 3 % y 5 %, así como restricciones operativas para preservar la vida útil de los equipos. No obstante, su menor capacidad de respuesta limita su aplicación en escenarios altamente dinámicos (IEEE, 2018).

Mitigación de distorsión armónica

Filtros pasivos sintonizados

La integración de generación distribuida basada en electrónica de potencia introduce componentes armónicas que afectan la calidad de la energía, incrementan pérdidas y pueden generar sobrecargas en los equipos. Esta situación hace necesario implementar soluciones que permitan mitigar la distorsión armónica y garantizar el cumplimiento de los límites establecidos.

A partir del análisis del espectro armónico del sistema, se identifican componentes dominantes en órdenes como la 5ª, 7ª, 11ª y 13ª, lo que permite definir la implementación de filtros pasivos sintonizados. Esta tecnología se fundamenta en su efectividad para la mitigación de armónicos específicos, su simplicidad constructiva y su amplia aplicación en sistemas eléctricos.

El diseño considera factores de calidad entre 30 y 50, tolerancias de sintonía inferiores al 5 % y su integración con el sistema de compensación reactiva, evitando fenómenos de sobrecompensación. Asimismo, se contemplan esquemas de protección adecuados para garantizar su operación segura (IEEE, 2018).

Filtros activos en paralelo

En sistemas donde el espectro armónico presenta alta variabilidad, se requiere una solución con mayor capacidad de adaptación. En este contexto, los filtros activos en paralelo se constituyen como una alternativa tecnológica adecuada.

Estos sistemas permiten compensación dinámica en tiempo real, con tiempos de respuesta inferiores a un ciclo, y reducen la THD a valores inferiores al 3 % en el punto de acoplamiento común. Basados en convertidores de fuente de tensión (VSC), permiten compensar múltiples frecuencias sin generar fenómenos de resonancia, lo que los hace adecuados para sistemas con alta penetración de cargas no lineales (CIGRÉ, 2017).

Regulación de tensión*Transformadores con OLTC*

Las variaciones de tensión derivadas de cambios en la demanda y la generación distribuida demandan mecanismos de regulación continua que permitan mantener los niveles dentro de rangos aceptables sin interrumpir el servicio.

Para ello, se emplean transformadores con cambiadores de taps bajo carga (OLTC), los cuales permiten ajustar la relación de transformación en operación dentro de un rango típico de ± 10 %. Esta solución se fundamenta en su confiabilidad y amplia aplicación en sistemas eléctricos.

Estos dispositivos operan mediante esquemas automáticos como la compensación de caída de línea (LDC), incorporan monitoreo de condición y se coordinan con otros equipos mediante bandas muertas y retardos, evitando interacciones no deseadas (McDonald, 2017).

Control coordinado Volt-VAR

En sistemas con múltiples dispositivos de regulación, la operación independiente puede generar respuestas no óptimas o conflictos de control. Esto hace necesario implementar estrategias de operación coordinada.

El control Volt-VAR permite gestionar de manera jerárquica los diferentes dispositivos, optimizando el perfil de tensión y reduciendo pérdidas en la red. Esta estrategia integra regulación local (inversores), regulación de área (STATCOM o capacitores) y ajustes de largo plazo (OLTC), pudiendo ser optimizada mediante herramientas como el flujo óptimo de potencia (OPF) (IEA, 2023).

Integración de soluciones de calidad de energía

La implementación coordinada de tecnologías como STATCOM, filtros armónicos, transformadores con OLTC y estrategias de control Volt-VAR permite abordar de manera integral los problemas de calidad de energía en sistemas con alta penetración de RED. Estas soluciones no solo permiten cumplir con los límites normativos, sino que constituyen un habilitador fundamental para la integración masiva de generación distribuida, garantizando la estabilidad, confiabilidad y eficiencia operativa del sistema eléctrico.

5.2.4 Almacenamiento Energético**Dimensionamiento Técnico**

La variabilidad de la generación distribuida y la necesidad de mejorar la flexibilidad operativa del sistema evidencian la necesidad de incorporar soluciones que permitan gestionar

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

simultáneamente múltiples servicios, como regulación de frecuencia, soporte de tensión y respaldo energético. Esta condición hace necesario definir criterios de dimensionamiento que respondan a escenarios operativos reales y no a una única función del sistema.

En este contexto, el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento se establece considerando la prestación simultánea de servicios, a partir de lineamientos reportados en la literatura técnica (IRENA, 2022; NREL, 2023), lo que permite definir rangos típicos de diseño aplicables a subestaciones con alta penetración de RED.

Criterio de potencia:

$P_{\text{batería}} = 20\text{-}30\%$ de la capacidad de transformación de la subestación para servicios de regulación y soporte

Criterio de energía: $E_{\text{batería}} = 0,5\text{-}2$ horas de potencia nominal según aplicación:

- 0,5-1 h para regulación de frecuencia y suavizado.
- 1-2 h para arbitraje energético y respaldo.
- 2-4 h para operación en isla prolongada.

Ejemplo para subestación de 10 MVA:

- Potencia nominal: 2-3 MW (bidireccional).
- Energía útil: 2-4 MWh.
- Configuración: Contenedores modulares de 1 MW / 1 MWh con inversor centralizado o distribuido.
- Reserva de ciclos: Diseño para 5000-8000 ciclos equivalentes a 80 % DoD (profundidad de descarga).

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Selección de Tecnologías

Con el propósito de analizar las alternativas de almacenamiento energético aplicables en sistemas con alta penetración de RED, en la Tabla 6 se presenta una comparación de las principales tecnologías disponibles, considerando parámetros como densidad energética, vida útil, eficiencia y costos, los cuales son determinantes para su implementación en subestaciones eléctricas.

Tabla 6

Comparación de tecnologías de almacenamiento energético

Tecnología	Densidad Energética	Ciclos de vida	Eficiencia	Aplicación principal	Costo (USD/kWh)
Ion-Litio (LFP)	150-200 Wh/kg	6 000-10 000	90-95 %	Multipropósito	250-350
Ion-Litio (NMC)	200-250 Wh/kg	3000-5 000	92-96 %	Alta densidad	300-400
Flujo (Vanadio)	20-40 Wh/kg	>10 000	70-80 %	Almacenamiento largo	350-500
Supercapacitores	5-15 Wh/kg	>1 000 000	95-98 %	Regulación rápida	10,000- 20,000

Fuente: IRENA (2022), NREL (2023)

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Como se observa en la Tabla 6, las tecnologías de almacenamiento presentan diferencias significativas en términos de desempeño y costos, lo que condiciona su selección dependiendo de las necesidades específicas del sistema.

Servicios al Sistema

Con el fin de facilitar la interpretación de los servicios que puede prestar el almacenamiento energético en subestaciones, en la Tabla 7 se presenta una clasificación que relaciona cada servicio con su objetivo operativo y características principales.

Tabla 7

Servicios del almacenamiento energético en subestaciones y sus características operativas

Servicio	Objetivo	Característica clave
Regulación de frecuencia	Estabilizar frecuencia ante desviaciones	Respuesta <1 s (control droop)
Suavizado de generación	Reducir variabilidad renovable	Filtrado de fluctuaciones (<15 min)
Arbitraje energético	Optimizar costos de energía	Carga en valle, descarga en pico
Soporte de tensión	Mantener niveles de voltaje	Inyección/absorción de reactivos
Respaldo (UPS)	Garantizar continuidad	Respuesta instantánea (1-5 s)
Black start	Arranque sin red externa	Energización de cargas críticas

Esta representación permite evidenciar que el almacenamiento no cumple una única función, sino que actúa como un recurso multifuncional dentro del sistema eléctrico (IRENA, 2022).

Sistemas de Gestión de Batería (BMS)

El BMS es un componente crítico para garantizar la seguridad, el rendimiento y la vida útil del almacenamiento energético.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Sus principales funcionalidades incluyen:

- **Monitoreo granular:** Voltaje, temperatura y estimación de SOC por celda (típicamente 96-384 celdas por string).
- **Balanceo activo:** Ecualización de carga entre celdas mediante circuitos redistribuidores (pérdidas <2 %).
- **Protecciones integradas:** Sobrecarga, sobredescarga, cortocircuito y temperatura (multi-nivel con tiempos invertidos).
- **Estimación de estado:** SOC con precisión ± 2 % mediante algoritmos Coulomb counting + corrección por voltaje/temperatura.
- **Predicción de vida útil:** Estimación de SOH (*State of Health*) mediante modelos de envejecimiento calendario y cíclico (NREL, 2023).

Integración de almacenamiento energético

La incorporación de sistemas de almacenamiento en subestaciones permite mejorar la flexibilidad operativa, facilitar la integración de generación distribuida y aumentar la resiliencia del sistema eléctrico. Su correcta implementación, basada en criterios técnicos de dimensionamiento, selección tecnológica y gestión operativa, lo posiciona como un elemento clave en la transición hacia redes eléctricas más inteligentes y adaptativa

5.2.5 *Diseño de Obra Civil y Disposición Física*

Criterios de Expansibilidad

El crecimiento progresivo de la generación distribuida y el incremento en la demanda de capacidad en subestaciones evidencian la necesidad de contar con diseños físicos que permitan futuras ampliaciones sin incurrir en reconstrucciones mayores ni interrupciones significativas del servicio. Esta condición es particularmente relevante en escenarios con alta penetración de RED, donde la incertidumbre en la evolución de la carga y la generación exige soluciones flexibles y escalables.

En este contexto, los criterios de expansibilidad se definen con base en prácticas de diseño recomendadas en proyectos de subestaciones modernas y en lineamientos técnicos orientados a garantizar adaptabilidad a largo plazo, lo que permite establecer márgenes de reserva y configuraciones modulares que faciliten la incorporación de nuevos equipos.

Reserva de espacio:

- 30-40 % adicional en áreas de transformación para futuras unidades o para el reemplazo por equipos de mayor capacidad.
- Plataformas modulares con fundaciones preparadas para equipos de hasta 150 % de la capacidad actual.
- Canalizaciones sobredimensionadas (factor 1,5-2,0) con puntos de acceso cada 30-50 m.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Accesibilidad y mantenibilidad:

- Vías internas con capacidad mínima de 40 toneladas para vehículos de transporte de transformadores.
- Pórticos o puentes grúa móviles para la manipulación de equipos de hasta 100 toneladas.
- Áreas de acopio temporal (mínimo de 100 m²) con puntos de conexión para servicios auxiliares.

Sistemas Auxiliares Robustos

Alimentación DC para control y protecciones:

- **Bancos de baterías:** 125 VDC (sistemas de potencia) o 48 VDC (telecomunicaciones).
- **Autonomía:** 4-8 horas sin recarga para condiciones de emergencia.
- **Cargadores redundantes:** Configuración N+1 con fuente AC normal y generador de emergencia.
- **Monitoreo continuo:** Voltaje de flotación (± 2 %), temperatura (± 1 °C), corriente de carga, resistencia interna.
- **Pruebas periódicas:** Descarga controlada trimestral para verificación de capacidad real (McDonald, 2017).

Servicios AC auxiliares:

- Tableros de distribución: Transferencia automática (<100 ms) entre fuente normal y emergencia
- Circuitos segregados:
 - Críticos (protecciones, SCADA, telecomunicaciones): UPS + generador.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

- No críticos (HVAC, iluminación, tomacorrientes): Solo fuente normal.
- Generador diésel de respaldo:
 - **Capacidad:** 125-150 % de la carga crítica máxima.
 - **Autonomía con tanque diario:** 24-48 horas.
 - **Arranque automático:** <30 s desde pérdida de fuente normal.
 - **Mantenimiento preventivo:** 200 horas o trimestral.

5.3 Evaluación de Viabilidad

5.3.1 Viabilidad Técnica

Disponibilidad Comercial

Todas las tecnologías propuestas cuentan con múltiples proveedores internacionales con presencia en Colombia o Latinoamérica, lo que garantiza soporte técnico, disponibilidad de repuestos y capacitación especializada:

- Relés y automatización: Siemens (SIPROTEC 5), ABB (REF615), Schneider Electric (Easergy), SEL (SEL-400 series), GE (Multilin).
- STATCOM y compensación reactiva: ABB (PCS6000 STATCOM), Siemens (SVC PLUS), S&C Electric (PureWave).
- Almacenamiento: Tesla (Megapack), LG Energy Solution, BYD, Fluence (Gridstack), Wärtsilä (GEMS).
- PMU y sincrofasores: SEL (SEL-421), GE (G60), ABB (RES670).

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Experiencia Regional Documentada en América Latina

Proyectos latinoamericanos exitosos demuestran la viabilidad técnica de las soluciones propuestas.

En Brasil, la adopción del protocolo IEC 61850 ha crecido significativamente, con proyectos de automatización de subestaciones implementados en múltiples operadores de distribución. Operadores como CEMIG y COPEL han desarrollado normativas técnicas propias (NTC 905200 y ND 5.31 respectivamente) para la conexión de generación distribuida a sus redes de media tensión (ANEEL, 2021).

En Chile, tal como se señaló en la sección 2.5, el proyecto Luz del Norte incorporó 722 MWh de almacenamiento BESS integrado a una planta solar de 141 MW, consolidándose como referente latinoamericano en almacenamiento a escala de subestación (Trina Storage, 2025).

En México, el estado de Oaxaca concentra una capacidad instalada de generación eólica superior a 2278 MW en el Istmo de Tehuantepec, cuya integración ha requerido la construcción y modernización de subestaciones para gestionar flujos variables de potencia (NREL, 2023).

En Argentina, el proyecto BESS Alma Sur (481 MWh) en Buenos Aires avanza como infraestructura estratégica para fortalecer la confiabilidad del sistema ante la variabilidad de la generación renovable (Trina Storage, 2025).

Estos casos evidencian que la integración de RED en la región ha requerido no solo la incorporación de nuevas tecnologías, sino también la adaptación de criterios de diseño y operación

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

en subestaciones eléctricas. En particular, se destaca la necesidad de fortalecer la automatización, mejorar la coordinación de protecciones y considerar el impacto de la variabilidad en los flujos de potencia, aspectos directamente relacionados con las estrategias técnicas analizadas en este trabajo.

Recursos Humanos

El recurso humano especializado es fundamental para la implementación exitosa. Universidades colombianas como la Universidad Nacional, la Universidad de los Andes, la Universidad Industrial de Santander y la Universidad Tecnológica de Pereira ofrecen programas de posgrado en sistemas eléctricos con énfasis en redes inteligentes y energías renovables. Adicionalmente, existen programas de certificación a través de IEEE, CIGRÉ y fabricantes de equipos que permiten la formación continua de los profesionales del sector (CIGRÉ, 2017).

5.3.2 Viabilidad Económica

Análisis de Costos de Inversión

Los costos presentados a continuación corresponden a estimaciones referenciales para una subestación de 10 MVA, basadas en datos publicados por el NREL (2023) e IRENA (2022) para el contexto internacional, y deben entenderse como órdenes de magnitud indicativos que requieren ajuste a las condiciones tarifarias, arancelarias y de mercado colombianas. Los costos representan el incremento respecto a una subestación convencional sin capacidad de integración de RED.

Con base en estos supuestos, en la Tabla 8 se presentan los costos estimados de inversión incremental asociados a la implementación de tecnologías de monitoreo, control y almacenamiento en subestaciones eléctricas.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Tabla 8*Costos estimados de inversión incremental para subestación de 10 MVA*

Componente	Costo Estimado (USD)	% del Total
SCADA + IEDs IEC 61850	150.000 – 250.000	15-20 %
PMU (2 unidades) + PDC	40.000 – 60.000	4-5 %
Relés inteligentes (10 unidades)	80.000 – 120.000	8-10 %
STATCOM (3 MVA)	450.000 – 650.000	35-40 %
Almacenamiento (3 MW / 4 MWh)	500.000 – 750.000	30-40 %
Sistemas auxiliares mejorados	100.000 – 150.000	8-12 %
Ingeniería y puesta en servicio	200.000 – 300.000	15-20 %
TOTAL INCREMENTAL	1.520.000 – 2.280.000	100 %

Nota: El costo del almacenamiento fue actualizado con base en datos del NREL (2023) e IRENA (2022), que reportan costos de sistemas BESS de utilidad entre 125-200 USD/kWh para sistemas de 4 horas instalados en mercados fuera de China y Estados Unidos. El STATCOM se estimó a partir de un costo referencial de 150-220 USD/kVAR para equipos entre 1 y 5 MVar, consistente con datos de mercado publicados (Thunder Said Energy, 2022). Todos los valores deben considerarse referenciales y sujetos a verificación con proveedores locales.

Análisis Beneficio-Costo

Los beneficios cuantificables identificados en la literatura técnica son los siguientes (NREL, 2023; IRENA, 2022):

- Reducción de pérdidas técnicas del 15-25 % en pérdidas óhmicas mediante mejor control de voltaje y factor de potencia, con un ahorro anual estimado de 50.000-80.000 USD,

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

asumiendo 500 MWh/año de pérdidas reducidas a un precio de referencia de 100 USD/MWh.

- Reducción de interrupciones del 30-50 % en el indicador SAIDI mediante protecciones rápidas y almacenamiento, con un valor estimado para los clientes de 200.000-400.000 USD/año, basado en un costo de energía no suministrada (ENS) de referencia de 500 USD/MWh según parámetros regulatorios de la CREG (CREG, 2018).
- Postergación de inversiones en refuerzos de red por 3-5 años mediante gestión activa de la red, con un valor presente estimado de 500.000-800.000 USD asumiendo un costo de capital (WACC) del 10 %*.
- Ingresos potenciales por servicios complementarios (regulación de frecuencia y soporte reactivo) estimados entre 30.000 y 60.000 USD/año, sujetos a la evolución del marco regulatorio de la CREG para remuneración de flexibilidad.
- Capacidad adicional de integración de 2-4 MW de generación distribuida sin refuerzos adicionales de red, con un valor referencial de 100.000-200.000 USD en conexiones diferidas para desarrolladores.

* WACC (*Weighted Average Cost of Capital*): Costo promedio ponderado de capital, indicador financiero que refleja la tasa mínima de retorno que debe generar un proyecto para cubrir el costo de sus fuentes de financiamiento, tanto propias como de terceros. Un WACC del 10 % significa que el proyecto debe generar al menos ese rendimiento anual para ser económicamente viable.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Retorno de inversión:

- Periodo de recuperación simple: 5-8 años.
- VPN (20 años, WACC 10 %): entre 800.000 y 1.500.000 USD positivo.
- TIR (Tasa Interna de Retorno): 14-18 %.

Es importante reiterar que estos indicadores financieros son estimaciones referenciales derivadas de proyectos internacionales documentados por el NREL (2023) e IRENA (2022). Su aplicación al contexto colombiano requiere un análisis específico que considere las tarifas eléctricas locales, los esquemas de remuneración de la CREG, los costos de importación de equipos y las condiciones financieras del mercado nacional, los cuales pueden producir resultados significativamente diferentes.

5.3.3 Viabilidad Regulatoria

Alineación con el Marco Legal Colombiano

La propuesta planteada es compatible y complementaria con el marco normativo vigente en Colombia, en la medida en que responde a los lineamientos actuales de promoción de energías renovables, modernización de la infraestructura eléctrica y mejora en la calidad del servicio.

Ley 2099 de 2021:

El artículo 5 promueve el desarrollo e integración de fuentes no convencionales de energía, facilitando la incorporación de RED. El artículo 13 establece la necesidad de modernizar la infraestructura del sistema eléctrico, lo que respalda la implementación de tecnologías de automatización y control en subestaciones. Por su parte, el artículo 18 regula la autogeneración y

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

la generación distribuida, lo que implica la necesidad de contar con subestaciones técnicamente preparadas para su conexión e integración segura.

RETIE (2024):

Los lineamientos propuestos cumplen y superan las exigencias establecidas en el reglamento, particularmente en lo relacionado con los requisitos técnicos de seguridad (Capítulo 2) y los límites de calidad de energía (Capítulo 3), incluyendo distorsión armónica, variaciones de tensión y flicker. En este contexto, se identifica como oportunidad de mejora la incorporación de lineamientos específicos orientados a subestaciones con alta penetración de RED, considerando sus particularidades operativas.

Resoluciones CREG:

En el marco regulatorio colombiano, la integración de RED ha sido desarrollada mediante diversas resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Entre las más relevantes se destacan las siguientes:

La Resolución CREG 174 de 2021 establece lineamientos para la gestión de activos en los sistemas de distribución, incorporando criterios de eficiencia y confiabilidad coherentes con las estrategias de modernización propuestas en este trabajo.

La Resolución CREG 030 de 2018, que anteriormente regulaba la autogeneración a pequeña escala, fue derogada y sustituida por disposiciones más recientes que actualizan las condiciones técnicas y comerciales para la conexión de generación distribuida en el país.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Adicionalmente, se han emitido disposiciones recientes por parte del Ministerio de Minas y Energía orientadas a la integración de sistemas de almacenamiento BESS, lo que evidencia una evolución del marco regulatorio hacia el reconocimiento de recursos de flexibilidad en la operación del sistema eléctrico.

En este contexto, más que una ausencia regulatoria, se identifica un proceso de consolidación normativa, en el cual se espera la incorporación progresiva de mecanismos específicos de remuneración para servicios complementarios como regulación de frecuencia, soporte de tensión y operación en isla controlada.

5.4 Roadmap de Implementación

Para facilitar la adopción progresiva de los lineamientos técnicos propuestos, se recomienda un enfoque escalonado que considere simultáneamente el nivel de penetración de RED en cada subestación y su criticidad para la estabilidad del sistema. Este roadmap no debe entenderse como una secuencia rígida, sino como un marco orientador que permite priorizar inversiones según las condiciones operativas reales de cada operador de red.

La lógica del enfoque escalonado responde a una realidad práctica: los problemas técnicos asociados a la integración de RED se manifiestan de manera progresiva. Con penetraciones inferiores al 20 %, los impactos son generalmente manejables con ajustes operativos menores. Entre el 20 % y el 40 %, los problemas de coordinación de protecciones, calidad de energía y variabilidad de tensión se vuelven recurrentes y requieren inversiones tecnológicas específicas. Por encima del 40 %, la subestación opera en un régimen fundamentalmente distinto al de diseño

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

original, demandando una transformación completa de su arquitectura de control y protección (CIGRÉ, 2017; NREL, 2023).

Esquema general de implementación

Con el fin de sintetizar el enfoque propuesto, la Tabla 9 presenta una visión general del *roadmap* de implementación, en la cual se relacionan las fases definidas, el nivel de penetración de RED y las principales acciones asociadas.

Tabla 9.

Esquema general del roadmap de implementación según nivel de penetración de RED

Fase	Penetración RED	Enfoque	Acciones principales
Fase 1 – Preparación	0-20 %	Observabilidad y digitalización	Medición, relés digitales, estudios, IEC 61850
Fase 2 – Adaptación	20-40 %	Control y compensación	PMU, volt-var, compensación reactiva, protecciones adaptativas
Fase 3 – Transformación	>40 %	Flexibilidad y resiliencia	Almacenamiento, STATCOM, filtros activos, microred

Esta estructura permite evidenciar la evolución progresiva de la subestación desde un esquema convencional hacia un sistema altamente automatizado, flexible y resiliente.

Fase 1 (0-20 % de penetración RED) — Preparación

El objetivo de esta fase es sentar las bases de observabilidad y control digital sin incurrir en inversiones de alto costo antes de que sean estrictamente necesarias.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Las acciones prioritarias son:

- Instalación de medidores inteligentes de calidad de energía clase A (norma IEC 61000-4-30) en los puntos de conexión de generación distribuida y en alimentadores críticos, con el fin de caracterizar el comportamiento real del sistema.
- Actualización de relés de protección a tecnología digital con capacidad de múltiples grupos de ajuste, lo que habilita futuras estrategias de protección adaptativa.
- Realización de estudios de capacidad de alojamiento (*hosting capacity*), considerando escenarios de generación y demanda, así como análisis de coordinación de protecciones.
- Implementación del protocolo IEC 61850 en nuevos equipos, garantizando interoperabilidad y evitando dependencia de sistemas propietarios.

Fase 2 (20-40 % de penetración RED) — Adaptación

Esta fase responde a la aparición recurrente de problemas operativos que requieren soluciones tecnológicas específicas y coordinación avanzada.

Las acciones prioritarias son:

- Instalación de PMUs en puntos estratégicos para obtener monitoreo dinámico del sistema en tiempo real.
- Implementación de control volt-var coordinado con inversores, permitiendo regulación local de tensión conforme al estándar IEEE 1547-2018.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

- Instalación de sistemas de compensación reactiva, seleccionando entre bancos de capacitores o STATCOM según la dinámica del sistema.
- Activación de esquemas de protección adaptativos, mediante la conmutación automática de grupos de ajuste según condiciones operativas.

Fase 3 (>40 % de penetración RED) — Transformación

En esta fase la subestación requiere una transformación estructural para operar en condiciones altamente dinámicas.

Las acciones prioritarias son:

- Instalación de sistemas de almacenamiento energético, dimensionados para múltiples servicios como regulación de frecuencia, soporte de tensión y respaldo.
- Implementación de STATCOM de alta velocidad para garantizar estabilidad de tensión ante variabilidad de generación.
- Instalación de filtros activos para el control dinámico de distorsión armónica en escenarios con THD elevado.
- Habilitación de operación en isla controlada (*microgrid*), asegurando continuidad del servicio en condiciones de contingencia.
- Implementación de centros de control avanzados con analítica predictiva y optimización mediante flujo óptimo de potencia (OPF).

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Criterios de priorización para el contexto colombiano

Independientemente de la fase, se recomienda priorizar la implementación en las siguientes categorías de subestaciones:

- Subestaciones con penetración de RED superior al 15 %, especialmente en zonas urbanas con alta adopción de generación fotovoltaica (Valle de Aburrá, Sabana de Bogotá).
- Subestaciones en regiones con alta irradiancia solar y crecimiento proyectado de generación distribuida, como Atlántico, Bolívar, Córdoba y La Guajira.
- Subestaciones que alimentan servicios críticos (hospitales, plantas de tratamiento, centros de datos e industria).
- Subestaciones cercanas a proyectos de generación renovable en proceso de conexión o expansión.

6. Conclusiones

La creciente penetración de RED está transformando radicalmente el diseño y la operación de las redes eléctricas. Este cambio, impulsado por la transición energética global y las políticas nacionales como la Ley 2099 de 2021, exige una actualización profunda de las subestaciones eléctricas, que constituyen nodos esenciales para la estabilidad y la confiabilidad del sistema.

6.1 Conclusiones Principales

Sobre los impactos técnicos identificados:

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

La bidireccionalidad de los flujos eléctricos y la variabilidad de la generación renovable generan impactos significativos en los perfiles de tensión y de frecuencia que no fueron contemplados en los diseños tradicionales. Los análisis realizados demuestran que las redes con penetración de RED superior al 30 % experimentan variaciones de tensión de hasta ± 8 % en intervalos de 15 minutos, comparado con ± 2 % en redes convencionales, lo que exige sistemas de compensación dinámica (NREL, 2023).

La coordinación de protecciones se complejiza sustancialmente debido a las múltiples fuentes de generación distribuida. Los esquemas tradicionales de sobrecorriente pueden perder hasta un 40% de su sensibilidad en presencia de generación distribuida, lo que aumenta el riesgo de fallas no despejadas. Esto hace imprescindible incorporar protecciones adaptativas con capacidad de ajuste dinámico según el estado del sistema (IEEE, 2018).

La calidad de la energía se ve comprometida por la inyección de la distorsión armónica de los inversores electrónicos y las fluctuaciones rápidas de voltaje. Mediciones en sistemas con alta penetración FV muestran niveles de THD de voltaje entre 3-7 %, aproximándose o superando los límites del RETIE (5 %), lo que demanda sistemas de filtrado y compensación reactiva para mantener la calidad dentro de estándares aceptables (Ghosh & Padmanaban, 2020).

Sobre el marco normativo nacional:

El RETIE (2024) establece directrices generales de seguridad y calidad que siguen siendo aplicables, pero requiere ser complementado con criterios técnicos específicos para la integración masiva de RED. Las principales brechas identificadas incluyen:

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

- Ausencia de requisitos específicos para protecciones adaptativas en esquemas bidireccionales.
- No especificación de criterios de coordinación entre protecciones de red y generación distribuida.
- Falta de definición de requisitos de comunicación, interoperabilidad y ciberseguridad.
- No contemplación de límites acumulativos de distorsión armónica para múltiples fuentes distribuidas.

La comparación con marcos normativos internacionales como IEEE 1547-2018 (Estados Unidos), VDE-AR-N 4110 (Alemania) y los procedimientos de red de Brasil revela que estos países han desarrollado reglamentaciones específicas que abordan sistemáticamente los desafíos técnicos de la integración de RED, proporcionando criterios claros para el diseño, la operación y la conexión (CIGRÉ, 2017).

Sobre las soluciones técnicas:

La experiencia internacional demuestra que la modernización tecnológica basada en automatización avanzada, protecciones inteligentes, compensación dinámica y almacenamiento energético permite integrar generación distribuida de forma segura y eficiente:

- Alemania ha logrado integrar más del 40 % de generación renovable mediante control inteligente de subestaciones, automatización IEC 61850 y medición fasorial en tiempo real.
- Estados Unidos ha instalado más de 1500 MW de almacenamiento en subestaciones de distribución para flexibilidad operativa.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

- Chile y Brasil han desarrollado marcos regulatorios específicos que incentivan la modernización de infraestructura (IEA, 2023).

Los lineamientos propuestos en este trabajo, fundamentados en estas experiencias exitosas y adaptados al contexto colombiano, proporcionan un marco técnico integral que abarca automatización, protecciones, calidad de la energía, almacenamiento y diseño físico.

Sobre la viabilidad de implementación:

El análisis económico demuestra que, aunque la inversión inicial en digitalización, automatización y almacenamiento es significativa (incremento del 150-200 % respecto a las subestaciones convencionales), los beneficios en términos de reducción de pérdidas técnicas (15-25 %), disminución de interrupciones (30-50 %), postergación de inversiones y capacidad de integración de energías renovables generan retornos positivos. El periodo de recuperación estimado de 5-8 años y una TIR del 14-18 % hacen económicamente viables estas inversiones (NREL, 2023; IRENA, 2022).

La disponibilidad comercial de todas las tecnologías propuestas, con múltiples proveedores internacionales con presencia regional, y la existencia de recurso humano calificado o capacitable, confirman la viabilidad técnica de implementación en el corto y mediano plazo.

6.2 Recomendaciones Finales

Para la actualización del marco regulatorio:

1. Actualización del RETIE: Se recomienda la elaboración de un anexo técnico específico para "Subestaciones con Alta Penetración de RED" que incluya:

- Criterios de diseño para flujos bidireccionales y variabilidad de generación.
- Requisitos mínimos para protecciones adaptativas y esquemas de comunicación.
- Límites acumulativos de distorsión armónica considerando múltiples fuentes.
- Especificaciones de ciberseguridad basadas en IEC 62351.
- Criterios de coordinación entre protecciones de red y generación distribuida.

2. Desarrollo de resoluciones CREG complementarias: Establecer incentivos regulatorios para:

- Inversiones en flexibilidad operativa (almacenamiento, compensación dinámica).
- Mejoras en calidad de energía que excedan requisitos mínimos.
- Digitalización y automatización de subestaciones.
- Programas piloto de operación en isla controlada (*microgrids*).

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

3. Adopción de estándares internacionales: Incorporar como referencia técnica obligatoria:

- IEEE 1547-2018 para interconexión de generación distribuida.
- IEC 61850 para automatización y comunicación en subestaciones.
- IEEE 519-2014 para límites de distorsión armónica.
- IEC 62351 para ciberseguridad en sistemas de potencia (Congreso de la República de Colombia, 2021; Ministerio de Minas y Energía, 2024).

Para operadores de red y planificadores:

4. Implementación gradual según roadmap: Adoptar el enfoque escalonado propuesto (fases 1 a 3) según nivel de penetración de RED, priorizando:

- Subestaciones con mayor concentración de generación distribuida actual o proyectada.
- Nodos críticos para estabilidad del sistema.
- Áreas con problemas actuales de calidad de energía o congestión.

5. Estudios de capacidad de alojamiento (*hosting capacity*): Realizar análisis técnicos sistemáticos para determinar la máxima capacidad de integración de RED sin comprometer la operación segura, considerando:

- Límites térmicos de equipos.
- Variaciones de tensión admisibles.
- Capacidad de cortocircuito y coordinación de protecciones.
- Distorsión armónica acumulativa (CIGRÉ, 2017).

6. Inversión en sistemas de monitoreo avanzado: Priorizar la instalación de:

- Medidores de calidad de energía en puntos críticos (norma IEC 61000-4-30 Clase A).
- PMUs para evaluación de estabilidad dinámica.
- Sistemas SCADA con analítica avanzada y pronósticos de generación renovable.

Para desarrollo de capacidades:**7. Programas de capacitación especializada:** Implementar programas continuos para ingenieros y técnicos en:

- Diseño y coordinación de protecciones adaptativas.
- Operación de sistemas con alta penetración renovable.
- Automatización bajo estándar IEC 61850.
- Mantenimiento de sistemas de almacenamiento y electrónica de potencia.
- Ciberseguridad en sistemas de potencia (IEEE, 2018).

8. Alianzas academia-industria: Fortalecer la colaboración entre universidades, operadores de red y fabricantes de equipos para:

- Desarrollo de proyectos de investigación aplicada
- Programas de posgrado especializados
- Laboratorios de simulación y pruebas de equipos
- Transferencia de conocimiento internacional

Para desarrollo de proyectos piloto:

9. Proyectos demostrativos: Implementar al menos 3-5 proyectos piloto en diferentes regiones del país que integren:

- Almacenamiento energético de 1-5 MW/2-10 MWh.
- Control inteligente volt-var coordinado.
- Operación en isla controlada para servicios críticos.
- Monitoreo y evaluación de desempeño durante 2-3 años.

10. Documentación y difusión de lecciones aprendidas: Establecer mecanismos para compartir experiencias, buenas prácticas y desafíos encontrados mediante:

- Publicaciones técnicas en revistas especializadas.
- Participación en foros nacionales e internacionales (CIGRÉ, IEEE).
- Desarrollo de guías técnicas basadas en experiencia local (IEA, 2023; NREL, 2023).

Para sostenibilidad de largo plazo:

11. Enfoque modular y escalable: Diseñar todas las nuevas subestaciones con capacidad de expansión futura, reservando espacios físicos, canalizaciones sobredimensionadas y arquitecturas de control flexibles que permitan adaptarse a incrementos progresivos de penetración de RED sin requerir reconstrucciones mayores.

12. Gestión de ciclo de vida: Implementar programas de gestión de activos que consideren:

- Mantenimiento predictivo basado en condición (sensores IoT, analítica)

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

- Planes de renovación tecnológica cada 10-15 años
- Obsolescencia de equipos y disponibilidad de repuestos
- Actualización de software y firmwares de seguridad (McDonald, 2017)

6.3 Perspectivas Futuras

La transición energética colombiana hacia una matriz más limpia y sostenible es irreversible. Las proyecciones del Ministerio de Minas y Energía indican que la capacidad de generación distribuida podría alcanzar 3-5 GW hacia 2030, lo que representa un incremento de 3-5 veces respecto a los niveles actuales (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

Este crecimiento exponencial demanda una transformación profunda de la infraestructura eléctrica, en particular de las subestaciones que constituyen los nodos de integración entre generación, transmisión, distribución y consumo. Las subestaciones del futuro deberán ser:

- **Inteligentes:** Con capacidad de toma de decisiones autónomas basadas en analítica avanzada y algoritmos de optimización.
- **Flexibles:** Capaces de adaptarse a condiciones operativas altamente variables.
- **Resilientes:** Con redundancia, almacenamiento y capacidad de operación en isla.
- **Digitales:** Plenamente integradas con sistemas de información empresarial y plataformas de mercado.
- **Sostenibles:** Minimizando pérdidas, maximizando la integración renovable y reduciendo la huella ambiental.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Los lineamientos propuestos en esta monografía constituyen un primer paso hacia esta visión, proporcionando criterios técnicos concretos, económicamente viables y regulatoriamente compatibles para iniciar la transformación de las subestaciones eléctricas colombianas.

La implementación exitosa de estas recomendaciones facilitará la transición energética nacional y posicionará a Colombia como referente regional en la integración de energías renovables distribuidas, contribuyendo a los compromisos climáticos internacionales y al desarrollo sostenible del sector eléctrico (IEA, 2023; CIGRÉ, 2017).

Referencias Bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica. (2021). *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST)*. ANEEL.

Alta Abaja Blog. (s.f.). *Esquema de subestación eléctrica tradicional* [Figura 1]. Recuperado de: <https://altaabajablog.blogspot.com/p/transporte.html>

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). *Resolución CREG 174 de 2021: Gestión de activos de distribución*. CREG.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2023). *Marco regulatorio para la integración de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (SAEB)*. CREG.

Congreso de la República de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional*. Diario Oficial.

Congreso de la República de Colombia. (2021). *Ley 2099 de 2021: Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial.

Conseil International des Grands Réseaux Électriques. (2017). *Microgrids and active distribution networks*. CIGRÉ.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

Ghosh, A., & Padmanaban, S. (2020). *Power quality in power distribution systems: Concepts and applications*. CRC Press.

ICESI Smart Grid. (2014). *Flujos unidireccionales vs bidireccionales* [Figura 3]. Recuperado de: <https://icesismartgrid.wordpress.com>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2014). *IEEE Std 519-2014: Harmonic control in electric power systems*. IEEE.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018). *IEEE Std 1547-2018: Standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces*. IEEE.

International Electrotechnical Commission. (2004). *IEC 61850: Communication networks and systems in substations*. IEC.

International Electrotechnical Commission. (2013). *IEC 61850-90-7: Object models for power converters in distributed energy resources (DER) systems*. IEC.

International Electrotechnical Commission. (2015). *IEC 61000-4-30: Electromagnetic compatibility – Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods*. IEC.

International Electrotechnical Commission. (s.f.). *IEC 61000-2-2: Compatibility levels for low-frequency disturbances*. IEC.

International Electrotechnical Commission. (s.f.). *IEC 61000-4-15: Flickermeter*. IEC.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

International Electrotechnical Commission. (s.f.). *IEC 62351: Data and communications security for power systems*. IEC.

International Energy Agency. (2023). *Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028*. IEA.

International Renewable Energy Agency. (2022). *Battery storage for renewable energy deployment*. IRENA.

McDonald, J. D. (2017). *Electric power substations engineering* (3rd ed.). CRC Press.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2024). *Informe de seguimiento al sector de energías renovables no convencionales en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2024). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE 2024*. Ministerio de Minas y Energía.

National Renewable Energy Laboratory. (2023). *Distributed energy resource integration: Technical challenges and solutions*. NREL.

ResearchGate. (s.f.). *Arquitectura IEC 61850 en subestaciones* [Figura 5].

Tandfonline. (2023). *Variación de voltaje en sistemas con generación distribuida* [Figura 4].

Thunder Said Energy. (2022). *STATCOM costs and market outlook*.

Todo Productividad Blog. (2010). *Distorsión armónica en sistemas eléctricos* [Figura 2].

Recuperado de: <https://todoproductividad.blogspot.com>

Trina Storage. (2025). *Luz del Norte BESS project – Chile; BESS Alma Sur – Argentina*.

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON INTEGRACIÓN DE RED

U.S. Department of Energy. (2021). *Grid energy storage technology cost and performance assessment*. DOE.

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik. (2018). *VDE-AR-N 4110: Technical requirements for medium-voltage connection*. VDE.