



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

DESARROLLO DE UNA ARQUITECTURA DE MONITOREO Y SUPERVISIÓN PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN EL ARCHIPIELAGO DE SAN ANDRES ISLAS.

Billy Javier Gómez Pérez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2025

DESARROLLO DE UNA ARQUITECTURA DE MONITOREO Y SUPERVISIÓN PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN EL ARCHIPIELAGO DE SAN ANDRES ISLAS.

Billy Javier Gómez Pérez

Tesis o trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

Ph.D. Javier Alveiro Rosero García

Codirector:

MSC, Giovanni Aldemar Baquero Rozo

Línea de Investigación:

Sistemas de Generación de Energía Renovable e Integración a Redes Inteligentes (Smart Grid)

Grupo de Investigación:

Electrical Machines & Drives

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

2025

Dedicatoria

Dedico este proyecto al único sabio, DIOS por la fuerza, perseverancia depositada en mí.

A mí Esposa Betty de los Ángeles a mis hijas Manuela Icole y Luciana Sabina, por toda su paciencia, comprensión y ayuda incondicional en este gran reto.

A mi madre Mirna y hermanas Layne y Yanetty por su apoyo en todo este proceso.

A aquellos que cerraron sus puertas, porque me dieron la fortaleza de seguir adelante.

Y a todos aquellos que no aparecen, pero que me han tenido que padecer, sinceramente gracias.

No sabré hacerlo, no ha producido jamás buen resultado. Probaré a hacerlo, ha obrado casi siempre maravillas. Lo haré, ha conseguido milagros.

Anónimo

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

Billy Javier Gómez Pérez

01/01/2025

Agradecimientos

Le doy gracias a mis padres por haber contribuido con mi desarrollo como persona y profesional, además de sus esfuerzos diarios por enseñarme lo fundamental para ser exitoso en la vida.

A todo el cuerpo de docentes de la Universidad Nacional de Colombia que me brindaron sus conocimientos para el desarrollo y materialización de esta bella Maestría.

A mis amigos y personas que directa e indirectamente contribuyeron y apoyaron con el desarrollo de esta investigación.

Resumen

DESARROLLO DE UNA ARQUITECTURA DE MONITOREO Y SUPERVISIÓN PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN EL ARCHIPIELAGO DE SAN ANDRES ISLAS.

El crecimiento reciente en el despliegue de sistemas fotovoltaicos y la mayor escala de su producción hacen necesarios cambios contundentes en la forma de operar y administrar las redes eléctricas mitigando el impacto ambiental y garantizando un desarrollo sostenible en el tiempo de los sistemas fotovoltaicos. Se propone una arquitectura de monitoreo y supervisión que proporcionará el estado de los sistemas mostrando posibles degradaciones y fallas inminentes del sistema. Incentiva a mantener la calidad del sistema y garantiza un rendimiento óptimo del sistema durante su vida útil. La presente investigación tiene como fin estructurar una propuesta de arquitectura de un sistema capaz de brindar información sobre el funcionamiento de un sistema fotovoltaico. La herramienta también permite la identificación y monitorización de diversos parámetros para la depuración de errores en los equipos por medio de parámetros ambientales proporcionados por las estaciones metrológicas del sistema, información de estado e información eléctrica en base a la norma IEC 61724-1; cuantificando y proporcionando una revisión de las pautas y estándares para monitorear el desempeño y la degradación de los sistemas fotovoltaicos en la práctica, la interacción con los usuarios por medio de P2P y el monitoreo de la transacción de la energía.

Palabras clave: IEC 61724-1, Arquitecturas PV, Sistemas PV Monitoreo, Supervisión, Rendimiento, Transacción de Energía.

Abstract

DEVELOPMENT OF A MONITORING AND SUPERVISION ARCHITECTURE FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN THE SAN ANDRES ISLANDS ARCHIPELAGO.

The recent growth in the deployment of photovoltaic systems and the expansion of their production, make drastic necessary changes in the operation and management of electricity networks. These changes aim to mitigate the environmental impact and ensure sustainable development over time of photovoltaic systems. Based on this, a monitoring and supervision architecture is proposed that will allow to assess the state of the systems, which identify possible degradations and failures within it. This architecture encourages maintaining the quality of the system and ensures optimal performance throughout its lifetime.

The present research aims to structure an architecture proposal for a system capable of providing information on the operation of a photovoltaic system. In addition, this tool allows the identification and monitoring of various parameters for debugging errors on equipment. This is achieved by analyzing environmental parameters provided by the system's meteorological stations, as well as status and electrical information based on IEC 61724-1. These are also quantified and provide a review of the guidelines and standards for monitoring the performance and degradation of PV systems in practice, including interaction with users through P2P technology and energy transaction monitoring.

Keywords: IEC 61724-1, PV Architectures, PV Systems Monitoring, Supervision, Performance, Energy Transaction.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de Figuras	XIII
Lista de Tablas	XV
Introducción	1
Objetivos	3
1. Antecedentes	5
2. Marco Teórico	9
2.1 Introducción al monitoreo y supervisión de sistema fotovoltaico PV	9
2.2 Norma Internacional IEC 61724-1	12
2.2.1 Objeto y Campo de Aplicación	12
2.3 Parámetros aplicables en sistemas de supervisión y monitoreo PV	14
2.4 Parámetros básicos para la medición	16
2.4.1 Irradiancia	16
2.4.2 Temperatura ambiente	16
2.4.3 Velocidad del viento	17
2.4.4 Temperatura del módulo	17
2.4.5 Corriente, tensión y potencia.....	17
2.5 Categorización del intervalo de registro según los usos.....	18
2.6 Clasificación del sistema de monitoreo y supervisión de sistemas PV.	20
2.7 Comunicaciones en sistema de monitoreo y supervisión de sistemas PV	22
2.8 Supervisión en la operación de la distribución de la energía.....	24
2.8.1 Aplicaciones de control, monitoreo y supervisión en red eléctrica	25
2.8.2 Sistemas de supervisión, monitoreo y Control SCADA	26
2.9 Análisis de la influencia de los componentes del monitoreo y supervisión de un sistema fotovoltaico PV	28
2.9.1 Contexto y descripción general de la empresa prestadora de energía en la Isla de San Andrés 28	
2.9.2 Aspectos Técnicos Operativos.....	29
2.9.3 Aspectos Comerciales y Tarifarios.....	29
2.10 <i>Blockchain</i>	31
2.10.1 Entrelazamiento de los bloques	31
2.10.2 Ciclo de transacciones.	33
2.10.3 Aplicaciones de <i>blockchain</i> en el sector energía	36
2.10.4 Tecnologías asociadas a Blockchain	38
2.11 Conceptos básicos de mercados de energía.....	39
2.11.1 Redes P2P	39
2.11.2 Créditos de energía.....	41
2.11.3 Smart grids	42
2.11.4 Prosumidores	43
3. Introducción a la Estandarización de las Redes Inteligentes	45
3.1 Arquitectura para redes Inteligentes	46
3.1.1 Modelo conceptual NIST Smart Grid. (National Institute of Standards and Technology) 46	
3.1.2 Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (SGAM).....	60

3.1.3	Norma IEC 62559-2	66
3.1.4	Modelo de caso de uso estándar IEC 62559-2.....	68
4.	Caso De Uso Para El Monitoreo y Supervisión de Sistemas Fotovoltaicos que permitan la interacción con los usuarios	71
4.1	Requerimientos de la red inteligente.....	71
4.2	Caso de Uso: Estado de la red Inteligente en la isla de San Andrés	73
4.2.1	Descripción general caso de uso.....	74
4.2.2	Nombre del caso de uso	74
4.2.3	Alcance y objetivos del caso de uso	74
4.2.4	Narrativa del caso de uso	75
4.2.5	Condiciones del caso de uso	75
4.2.6	Diagramas de casos de uso.....	76
4.2.7	Detalles técnicos	77
1.1.1.1	Actores: personas, sistemas, aplicaciones, bases de datos, el sistema eléctrico y otras partes interesadas.....	77
4.2.8	Precondiciones, Supuestos, Postcondiciones, Eventos	79
4.2.9	Análisis de casos de uso paso a paso	83
4.2.10	Información intercambiada.....	87
4.2.11	Modelado SGAM del caso de uso del estado de la red Inteligente en la isla de San Andrés.....	89
4.2.12	Capa de componentes	89
4.2.13	Capa de negocio	92
4.2.14	Capa de función	93
4.2.15	Capa de información	95
4.2.16	Capa de Comunicaciones	96
5.	Conclusiones.....	100
A.	Anexo 1: ENCUESTA - ESTADO DE LA RED INTELIGENTE EN SAN ANDRÉS	105
	Referencias.....	109

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 2-1 Diagrama esquemático de planta fotovoltaica típica. Fuente: tomado de (Ejgar & Momin, 2018)</i>	9
<i>Figura 2-2 Sistema de supervisión y monitoreo de un sistema fotovoltaico. Fuente: Tomado y adaptado de (Tyagi et al., 2018)</i>	11
<i>Figura 2-3 Diagrama de flujo de la toma de decisiones de monitoreo y supervisión de sistemas PV.(Bruce & Calais, 2013)</i>	20
<i>Figura 2-4 Tecnologías y especificaciones de comunicaciones en redes inteligentes. Fuente: (UNAL-EEDAS, 2019)</i>	23
<i>Figura 2-5 Tendencias Tecnológicas de recursos energéticos distribuidos. Fuente: (Dario J Mosquera P, 2019)</i>	25
<i>Figura 2-6 Arquitectura básica de un sistema de control por monitoreo SCADA de una planta de generación fotovoltaica integrada a la red eléctrica. Fuente: Tomado y Adaptado de (Sayed & Gabbar, 2017)</i>	27
<i>Figura 2-7 Cadena de bloques simplificada. Fuente: Tomado y adaptado de (Silva Valdés, 2019)</i>	32
<i>Figura 2-8 Ciclo de una Transacción. Fuente: Tomado y adaptado de (Antonopoulos, 2014)</i>	33
<i>Figura 2-9 Procesos en un sistema fotovoltaico con base Blockchain. Fuente: Autor</i>	34
<i>Figura 2-10 Cadenas de bloque blockchain que componen la plataforma de intercambio de energía. Fuente: (Kube, 2018)</i>	35
<i>Figura 2-11 Aplicaciones de blockchain en el sector energético. Fuente: (Andoni et al., 2019)</i>	36
<i>Figura 2-12 Aplicaciones de blockchain utilizadas en el sector energético. Tomado de (Andoni et al., 2019)</i>	37
<i>Figura 2-13 Arquitectura P2P y Cliente Servidor. Fuente: Tomado y adaptado de (Kurose & Ross, 2017)</i>	40
<i>Figura 2-14 Modelos Peer-to-Peer, interacción entre Pares dentro y fuera de la comunidad (community-Manager) Fuente: Autor</i>	41
<i>Figura 3-1 Modelo conceptual de Smart Grid. Fuente: Tomado y adaptado de (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010)</i>	47
<i>Figura 3-2 Modelo conceptual de Smart Grid</i>	47
<i>Figura 3-3 Capas de interoperabilidad Modelo SGAM. Tomado de (IEC - International Electrotechnical Commission, 2021)</i>	61
<i>Figura 3-4 Representación gráfica general del SGAM, UE M/490 para redes inteligentes. Fuente: (IEC - International Electrotechnical Commission, 2021)</i>	63
<i>Figura 3-5 – Composición de la serie de estándares IEC 62559: la metodología de casos de uso. Fuente: (IEC, 2020)</i>	67
<i>Figura 4-1 Arquitectura básica para la implementación de la red inteligente. Fuente: Autor</i>	72

Figura 4-2 Capa de componentes del caso de uso de estado de la red inteligente en la isla de San Andrés. Fuente: Autor..... 91

Figura 4-3 Capa de negocio del caso de uso de estado de la red Inteligente en la Isla de San Andrés. Fuente: Autor..... 93

Figura 4-4 Capa de función del caso de uso de estado de la red Inteligente en la isla de San Andrés. Fuente: Autor..... 94

Figura 4-5 Capa de información del caso de uso de estado de la red Inteligente en la isla de San Andrés. Fuente: Autor..... 96

Figura 4-6 Capa de comunicación del caso de uso de estado de la red inteligente en la Isla de San Andrés. Fuente: Autor..... 96

Lista de Tablas

	Pág.
<i>Tabla 2-1 Parámetros básicos requeridos para el monitoreo y supervisión. Fuente: (Pearsall, 2017)</i>	15
<i>Tabla 2-2 Categorización del intervalo de registro según los usos.</i>	19
<i>Tabla 2-3 Clasificaciones del sistema de monitoreo según las aplicaciones requeridas. Fuente: (IEC 61724-1_2021, 2021)</i>	21
<i>Tabla 2-4 Número mínimo de sistemas de monitoreo por capacidad de planta PV. Tomado de (KIPP & ZONEN, 2022)</i>	22
<i>Tabla 2-5 Datos generales de la empresa Prestadora. Tomado de (Portal SUI -Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios, 2022)</i>	29
<i>Tabla 2-6 Suscriptores clasificados por estrato y uso. Tomado de SUI, formatos ZNI C1 e IC1, consulta realizada en octubre de 2023.</i>	30
<i>Tabla 2-7 Empresas de blockchain que trabajan actualmente en el sector energético.</i>	37
<i>Tabla 3-1 Dominios y actores en el modelo conceptual NIST Smart Grid. Tomado de (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2018)</i>	48
<i>Tabla 3-2 Categorías de aplicaciones típicas en el dominio del Cliente.</i>	50
<i>Tabla 3-3 Aplicaciones típicas en el dominio de Operaciones.</i>	53
<i>Tabla 3-4 Aplicaciones típicas que requieren interoperabilidad en el dominio Generación incluyendo DER</i>	56
<i>Tabla 3-5 Aplicaciones típicas en el dominio de Transmisión.</i>	58
<i>Tabla 3-6 Aplicaciones típicas dentro del dominio de Distribución.</i>	60
<i>Tabla 3-7 Dominios SGAM.</i>	64
<i>Tabla 3-8 Zonas SGAM.</i>	65
<i>Tabla 3-9 Secciones del caso de uso según estándar IEC 62559</i>	69
<i>Tabla 4-1 Relación entre los objetivos de negocio y el caso de uso propuestos.</i>	73
<i>Tabla 4-2 Descripción a detalle para el escenario de monitoreo de parámetros eléctricos. Fuente: Autor</i>	83
<i>Tabla 4-3 Descripción a detalle para el escenario de monitoreo de parámetros ambientales / metrología. Fuente: Autor</i>	84
<i>Tabla 4-4 Descripción a detalle para el escenario de procesamiento de la información. Fuente: Autor</i>	85
<i>Tabla 4-5 Descripción a detalle para el escenario de transacción de energía. Fuente: Autor</i>	86
<i>Tabla 4-6 Información Intercambiada. Fuente: Autor</i>	88

Introducción

En la actualidad, la expansión a gran escala de recursos energéticos renovables para mitigar el impacto ambiental y garantizar un desarrollo sostenible en el tiempo, acarrea cambios contundentes en la forma de operar y administrar las redes eléctricas. Las fuentes de energía distribuida, los sistemas de almacenamiento de energía y las tecnologías de sistemas fotovoltaicos PV se encuentran entre los nuevos conceptos y enfoques de las redes eléctricas. Por ejemplo, un PV presenta principalmente un atributo autosostenido que permite atender su demanda eléctrica de manera autónoma incluso en caso de falla de la red. En tal caso, un sistema de gestión de energía es esencial para el flujo de energía óptimo y el uso de recursos de manera inteligente, confiable y coordinada.

El impacto ambiental generado por la producción de energía en el departamento de San Andrés Islas con una fuente de energía como el diésel marino, la creciente escasez de recursos fósiles, el continuo aumento de sus costes, los subsidios otorgados por el gobierno nacional para mitigar los altos costos de generación y la necesidad de reducir la dependencia del diésel ha hecho inevitable el uso creciente de fuentes de energía renovables e iniciar a una transición energética duradera en el tiempo (Ramón Gómez et al., 2016). En este contexto, la apuesta por las energías renovables en el departamento archipiélago es, por tanto, una realidad ineludible. Entre estos, los recursos solares presentan un gran auge en su implementación.

En el caso específico de la energía fotovoltaica PV, esta afirmación se produjo, fundamentalmente, en la última década por la interconexión a la red eléctrica de unidades productivas con potencias que van desde unos pocos kW hasta decenas de MW. El importante crecimiento de la energía fotovoltaica se debió a los incentivos puestos en marcha por el gobierno nacional y la consiguiente disminución de los costes de la tecnología, exención de impuestos como el IVA e incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 (Ministerio de Minas y Energía - Unidad de

Planeación Minero Energética (UPME), n.d.), lo que aumentó el atractivo de la inversión en este tipo de unidades de producción de electricidad renovable.

Esta investigación presenta una propuesta de arquitectura de un sistema capaz de brindar información sobre el funcionamiento de un sistema fotovoltaico. La herramienta también permite la identificación y monitorización de diversos parámetros para la depuración de errores en los equipos por medio de parámetros ambientales, información de estado e información eléctrica en base a la norma IEC 61724 (IEC 61724, n.d.), la interacción con los usuarios – proveedor de energía por medio de mercados eléctricos peer-to-peer (P2P) (Velandia & Energéticos, 2023) y el monitoreo de la transacción de la energía por medio de tecnología *Blockchain*, permitiendo “comprar y vender la energía en los hogares convirtiéndolos en prosumidores de energía en tiempo real” (Basden, 2017).

Los datos almacenados permitirán tras un tratamiento adecuado, obtener información sobre el rendimiento de la planta ya sea en tiempo real o en términos de datos históricos. Se pueden definir indicadores de mérito con distintas periodicidades que permitan evaluar el desempeño del sistema fotovoltaico (rendimiento, factor de carga promedio, máximo y mínimo, horas a plena carga, relación entre producción real y producción esperada, etc.). Además, la información resultante de los datos recogidos por el sistema de monitorización podrá ser visualizada en el tiempo, como también podrá ser suministrada a terceros para el análisis y la toma de decisiones de los datos ambientales registrados. Esto permite comprender por ejemplo el nivel de envejecimiento del sistema o la detección de posibles anomalías en el funcionamiento de los equipos que integra la planta fotovoltaica (módulos fotovoltaicos, inversores, fontanería eléctrica, protecciones, etc.). Permitiendo a su vez crear las bases, específicamente la necesidad de flexibilizar las transacciones energéticas de manera segura y fiable entre el usuario y la empresa prestadora.

Objetivos

Objetivo General

Desarrollar una arquitectura de monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos integrado al sistema de red eléctrica convencional permitiendo ahorro, confiabilidad y sostenibilidad energética.

Objetivos Específicos:

1. Desarrollar una arquitectura de monitoreo y supervisión para sistemas fotovoltaicos.
2. Determinar los componentes de la arquitectura que permitan la interacción con los usuarios, la red eléctrica y las condiciones medio ambientales de las islas.
3. Proponer una arquitectura de monitoreo y supervisión de tecnología Smart Grid donde se integre sistemas fotovoltaicos al sistema de red eléctrica convencional para el monitoreo de la transacción de la energía.

1. Antecedentes

Muchas investigaciones han discutido diferentes topologías y arquitecturas, así como sistemas de gestión y monitoreo de energía de sistemas fotovoltaicos, en Colombia Oscar E. Ocampo. (Oscar Eduardo Ocampo Salazar, 2020). Desarrolló un sistema de monitoreo remoto vía web utilizando tecnología IoT, con el fin de obtener tanto las variables eléctricas (voltaje y corriente), como las variables ambientales (irradiancia, temperatura de la celda, temperatura ambiente y humedad relativa) de un panel fotovoltaico policristalino de 300 vatios, alterado por lluvia y polvo, todo con el propósito de obtener una herramienta para el mantenimiento veraz y óptimo del sistema fotovoltaico. En (María et al., n.d.) se propuso la integración de un sistema embebido el cual permite hacer el monitoreo de señales provenientes de un sistema fotovoltaico a través del análisis de los datos adquiridos detectará si se presenta alguna falla en el panel solar a partir de los valores de corriente a cortocircuito, voltaje a circuito abierto e irradiancia solar.

Bajo la misma dirección de IoT, la supervisión y el monitoreo de sistemas fotovoltaicos. S Pereira R, S Juca S (S Pereira et al., 2019). Implementaron tres plantas fotovoltaicas prototipo interconectada por medio de IoT en las ciudades de Fortaleza, Maracanaú, Brasil, y en Colonia, Alemania; se basan en software y hardware gratuitos y se comunican con un servidor en la nube a través de Wi-Fi. El objetivo principal de la propuesta fue medir la temperatura del módulo fotovoltaico, proporcionando datos para el análisis de la eficiencia del módulo fotovoltaico y la detección de fallas en caso de sobrecalentamiento de las células fotovoltaicas. También se monitoreaba la radiación solar, la temperatura ambiente, la humedad relativa del aire y la velocidad del viento, obteniendo más datos para analizar el efecto de los parámetros meteorológicos en el rendimiento del módulo fotovoltaico. El sistema propuesto fue diseñado de acuerdo con la norma IEC 61724:1998.

Hoy en día, la mayoría de los sistemas fotovoltaicos están operando sin ninguna técnica de monitoreo, particularmente los sistemas fotovoltaicos pequeños cuyo nivel de generación es inferior a 25KWP. La razón primordial, es que la técnica de monitoreo y supervisión solo se ha implementado para grandes proyectos de sistemas fotovoltaicos. Tyagi, A., Dubey, M., & Gawre, S. En (Tyagi et al., 2018), propone un método de “Monitoreo Avanzado de Parámetros Eléctricos y Ambientales de Sistema fotovoltaico” “donde varios parámetros del generador fotovoltaico, como el voltaje, la corriente y la potencia, dependen

de la radiación solar, la temperatura del panel y la velocidad del viento, en síntesis, en sus parámetros medio ambientales. Estos parámetros físicos deben ser monitoreados continuamente para una operación saludable de los sistemas". (Tyagi et al., 2018).

Para realizar la supervisión de sistemas fotovoltaicos varios autores proponen sistemas asequibles y de bajo costes. Por ejemplo, en (AbouArkoub et al., 2018) se supone una topología de un sistema fotovoltaico que contiene un generador de CA, un paquete de baterías con un controlador de cargador y una red eléctrica, donde se propone un algoritmo de lógica difusa para mejorar su rendimiento. Se incorpora un sistema SCADA para monitorear el sistema fotovoltaico que incluye inversores, baterías, paneles solares, biomasa y generadores geotérmicos con medidores de energía para recopilar datos de estado para garantizar la salud de los componentes del sistema de una micro red que está compuesta de un sistema fotovoltaico (Lazar et al., 2018). En [5] se "propuso una simulación de comportamiento de cada componente en una micro red utilizando Control lógico Programables (PLC) y Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) en lugar de herramientas convencionales de modelado y simulación comúnmente utilizados en MATLAB®". En efecto, se optimiza la velocidad de simulación y los intervalos de simulación.

Recientemente, se utiliza un enfoque de sistema de monitoreo basado en Internet de las cosas (IoT) en (Tyagi et al., 2018) para evaluar y mejorar el rendimiento de una micro red basada en sistemas fotovoltaicos. El enfoque de monitoreo de acceso remoto se considera útil para tal aplicación para mejorar la confiabilidad y la operatividad del sistema de monitoreo y gestión basado en SCADA de una Micro Red. Muchos investigadores de la actualidad han proporcionado avances en el enfoque del monitoreo remoto basado en Internet.

Bajo la misma dirección de seguridad de datos, en (Gao et al., 2018) se logra una conexión segura de múltiples terminales remotos para un sistema de monitoreo remoto inalámbrico basado en GPRS para conectar las unidades remotas separadas geográficamente a la estación de interfaz central. Además, Hongping et al. En (Fang & Fang, 2010) aseguró la seguridad de todos los recursos de la red interna accediendo solo al servidor web sin acceder a la red local en una arquitectura propuesta de un nodo de monitoreo central basado en un servidor web.

En consecuencia, Giuseppe Marco, Tina. En (Marco Tina et al., n.d.), "Sistema de monitoreo remoto para plantas de energía fotovoltaica autónomas" propone la supervisión remota del sistema fotovoltaico PV. "Es una técnica que permite un seguimiento y control en línea de las instalaciones remotas. Este método se utiliza principalmente para sistemas fotovoltaicos independientes, el monitoreo remoto permite una fuerte reducción del tiempo de respuesta para mantenimiento, reparación y mejora del producto, este método se ha utilizado en una aplicación basada en web para enviar datos a usuarios remotos a

través de Internet. Esta técnica requiere sensores inalámbricos para que pueda enviar los datos desde una ubicación remota a la oficina de control”.

En (Silvestre et al., 2013), un sistema de control distribuido (DCS) se usa alternativamente como un sistema de adquisición de datos para monitorear y controlar un campus universitario. Dentro de esta aplicación, la micro red está conformada por dos generadores combinados de calor y temperatura. Usa un software de código abierto habilitado por internet de las cosas IoT. Controlan las cargas conectadas en la micro red y el consumo de energía proporcionado. Se ingresa a la unidad DCS de forma remota para el monitoreo y la supervisión a través de la web proporcionando seguridad mediante autenticación y control de acceso óptimos y confiable.

El futuro más próximo al que se enfrentan los mercados de energía eléctrica es contar con un sistema eléctrico más inteligente, descentralizado y al mismo tiempo conectado. Lo primordial es que estos mercados permitan contribuir con la confiabilidad y seguridad de los sistemas. Además, esto impacta a otros negocios como vehículos eléctricos, medidores inteligentes, infraestructura de telecomunicaciones, entre otros, que junto con la analítica influirán en las decisiones de consumo. Así mismo, en nuevos sistemas de negociación y considerando la forma en que se transa la energía eléctrica, a través de plataformas se quiere permitir a los microgeneradores vender su electricidad de forma directa al usuario residencial. En contraposición, el uso de estas tecnologías permite a los usuarios tener información más cercana a la operación en tiempo real y facilitan la realización de intercambios de productos y servicios entre otros sectores y el sector eléctrico.

En consecuencia, Rusitschka S. En (Rusitschka et al., 2010) propuso un “modelo de computación en la nube para administrar los flujos en tiempo real de datos de redes inteligentes”. Su modelo es una plataforma para la colaboración y el intercambio de información entre usuarios, minoristas, operadores de centrales eléctricas virtuales de generación altamente distribuida y operadores de red. “Su énfasis estaba en las características específicas asociadas con la computación en la nube que conducen a una plataforma a escala de Internet que puede facilitar las necesidades de uso intensivo de datos de la red inteligente” (Gao et al., 2018). Mylrea et al. *Blockchain* propuesto para la resiliencia de la red inteligente. “Este es un modelo que utiliza *Blockchain* y contratos inteligentes como intermediarios entre los consumidores de electricidad y los productores de electricidad para ayudar a reducir costos, aumentar la velocidad de las transacciones y también fortalecer la seguridad de los datos de transacciones generados” (Mylrea et al., 2017).

En el mismo contexto de *Blockchain*, J. Gao et al. En (Gao et al., 2018) propone una cadena de bloque soberana “*Blockchain*” segura para el monitoreo basado en redes inteligentes, se implementa un contrato inteligente, que ejecuta los procedimientos establecidos para proporcionar un sistema basado en la

confianza entre los participantes en la red, permitiendo una transacción de energía segura. El sistema propuesto permite que los usuarios pueden monitorear cómo se usa la electricidad, y también proporciona una plataforma donde no haya manipulación por ninguna de las partes.

De aquí se integran los esquemas de intercambio de energía entre pares (P2P), autoconsumo comunitario y energía transactiva, como nuevas opciones de comercialización, no solo de la energía como servicio público, sino de un espectro de servicios asociados a los recursos energéticos distribuidos y los datos mismos de los usuarios. Un modelo inicial para el marco donde los consumidores y los prosumidores comparten su energía se muestra en el esquema comunitario P2P implementado por (Long et al., 2019). Otros proponen un modelo dinámico en el que, al inicio de cada período de negociación, los prosumidores y consumidores envían sus respectivos montos de energía excedente de la demanda y el sistema evalúa el modelo de despacho óptimo. (Rao et al., 2020). Por último, se puede ver una revisión exhaustiva de los mercados de igual a igual basados en modelos comunitarios en (Sorin et al., 2019) y (Guo et al., 2021) en donde se consideran los costos de importación, exportación y generación y se proponen diferentes modelos como: FULL P2P (interacción directa entre consumidor prosumidor), community manager. (Tushar et al., 2018).

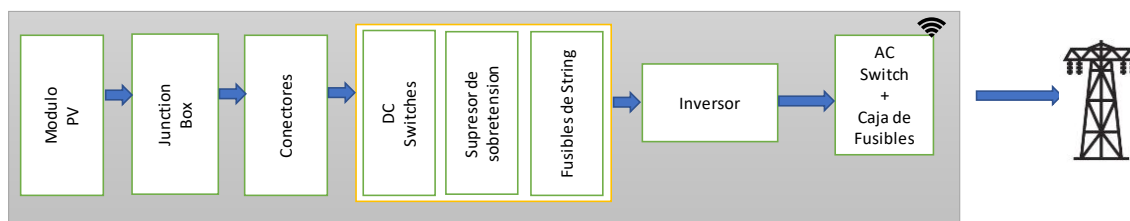
2. Marco Teórico

A continuación, se presentan los aportes teóricos que contextualizan esta propuesta en el ámbito de la supervisión y el monitoreo de sistemas fotovoltaicos, así como en la transacción de energía en la isla de San Andrés. Además, se incluyen consideraciones teóricas que abarcan conceptos tales como: fundamentos de Smart Grid, normativas aplicables, arquitecturas de red, interoperabilidad, ciberseguridad, redes P2P, Blockchain y redes de comunicaciones.

2.1 Introducción al monitoreo y supervisión de sistema fotovoltaico PV

Los usos del sistema fotovoltaico (PV) están mejorando rápidamente en todo el mundo. Esta mejora indica que la generación de energía fotovoltaica jugará un papel muy importante en la producción total de electricidad en el futuro. Hoy en día, la mayoría de los sistemas fotovoltaicos están operando sin ninguna técnica de monitoreo, particularmente los sistemas fotovoltaicos pequeños cuyo nivel de generación es inferior a 25KWP, ver Figura 2-1. La razón principal detrás de esto es que la técnica de monitoreo solo se ha implementado para grandes sistemas fotovoltaicos. (Ejgar & Momin, 2018)

Figura 2-1 Diagrama esquemático de planta fotovoltaica típica. Fuente: tomado de (Ejgar & Momin, 2018)



El monitoreo fotovoltaico generalmente se refiere a la detección de las condiciones saludables y no saludables cuando el rendimiento del sistema se desvía del deseado. También puede clasificar y determinar la ubicación de la falla. Debido al cambio frecuente y continuo de las condiciones ambientales y la mayor complejidad del sistema fotovoltaico, a menudo se recomienda una arquitectura de monitoreo y supervisión del sistema fotovoltaico inteligente. (Tyagi et al., 2018).

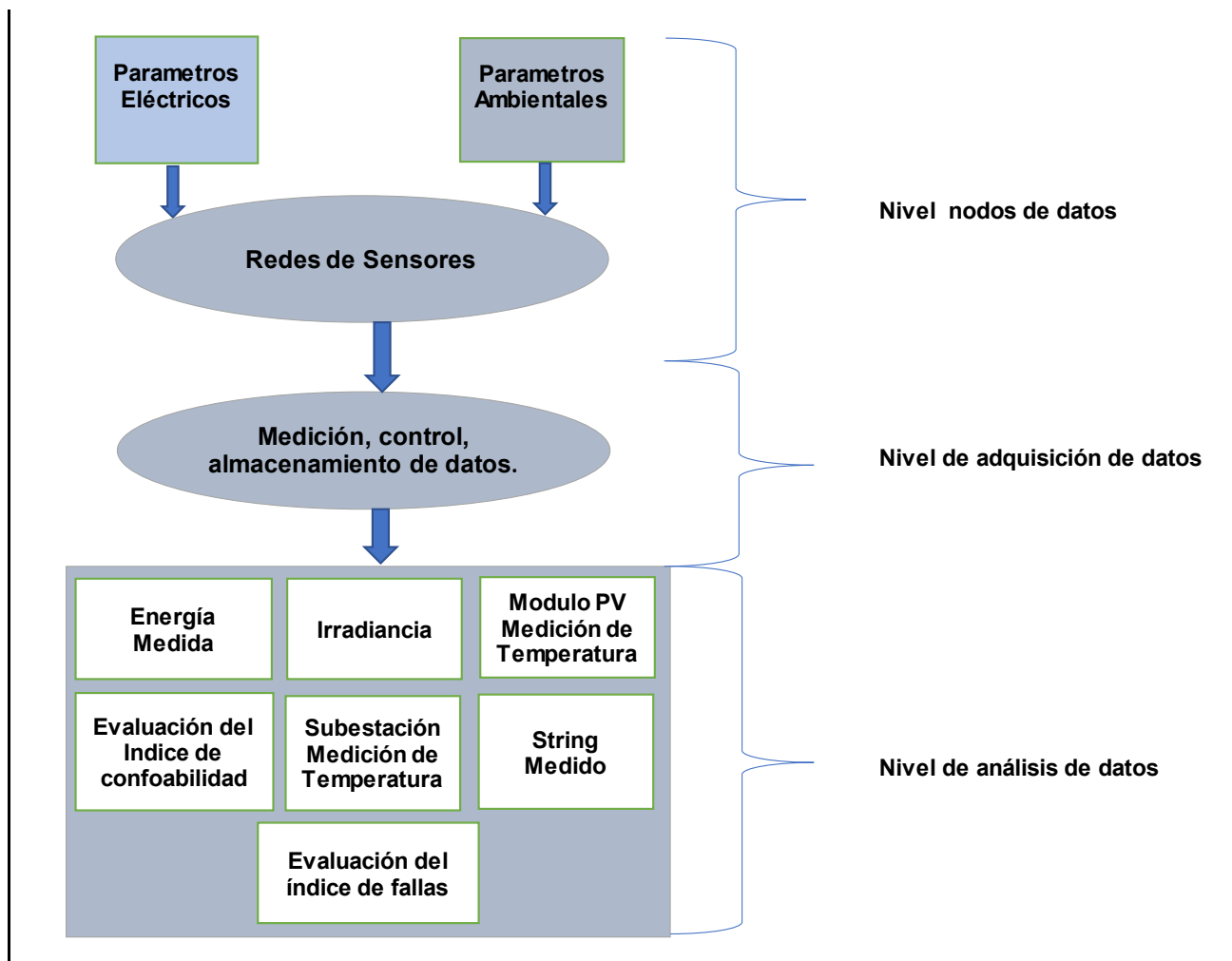
El monitoreo inteligente de plantas fotovoltaicas está llamando la atención de los tomadores de decisiones y propietarios de servicios públicos para realizar las mediciones de rendimiento necesarias, evaluar el envejecimiento de los paneles y la detección temprana de fallas de operación descritas anteriormente. Esto requiere la medición de parámetros eléctricos y ambientales a nivel de panel, cadena o planta. Los parámetros más significativos pueden considerarse corriente y tensión, temperatura e irradiancia. El seguimiento de estos parámetros tanto en modo online como offline en diferentes posiciones de la planta permite evaluar el estado real del sistema. El presupuesto del proyecto, el tamaño de la planta, los costos de operación y mantenimiento y la criticidad del sistema son los factores que determinan el nivel de monitoreo necesario (Tyagi et al., 2018).

Por lo tanto, el monitoreo de los niveles de cada *string* podría ser una opción adecuada en sistemas fotovoltaicos medianos y grandes para lograr el equilibrio entre costos óptimos y una detección más rápida de algún *tring* que posea bajo rendimiento. En consecuencia, la implementación de la monitorización de los sistemas requiere la definición de arquitecturas cuya complejidad depende del tamaño de la planta cuyo modo de fallo del sistema pueda identificarse con antelación.

El despliegue de sensores cableados en plantas de pequeño tamaño es actualmente más económico y menos complejo. Por el contrario, una red inalámbrica es más adecuada para plantas medianas; será más barato en términos de fibra y cableados utilizados en sensores. Además, el ancho de banda será suficiente para transmitir datos. Una arquitectura de red de sensores híbridos podría ser una solución para plantas a gran escala al seleccionar el tipo de sensor adecuado para medir parámetros eléctricos y ambientales, y las ubicaciones adecuadas para su implementación. Por otro lado, el tamaño de la planta fotovoltaica juega un papel fundamental en el diseño de sistemas de monitorización y supervisión inteligente.

La Figura 2-2 muestra un posible diagrama esquemático de la supervisión inteligente del rendimiento del sistema fotovoltaico.

Figura 2-2 Sistema de supervisión y monitoreo de un sistema fotovoltaico. Fuente: Tomado y adaptado de (Tyagi et al., 2018)



Se pueden identificar tres etapas:

- **Nodos de datos:** conjunto de unidades de detección.
- **Adquisición de datos:** medidas, preprocesamiento, almacenamiento de datos.
- **Análisis de datos:** evaluación y estimación del rendimiento fotovoltaico.

La primera etapa se considera el punto clave para el logro de una base de datos confiable y precisa para el sistema de supervisión y monitoreo. La segunda etapa requiere la definición de un hardware y una red de comunicación adecuados. La tercera etapa, desde el punto de vista de la implementación, es la más flexible y menos costosa. Se puede implementar utilizando diferentes técnicas analíticas.

2.2 Norma Internacional IEC 61724-1

2.2.1 Objeto y Campo de Aplicación.

Esta norma internacional recomienda procedimientos para la monitorización de las características de los sistemas PV relacionadas con la energía, tales como irradiancia en el plano del campo fotovoltaico, potencia de salida de este, entrada y salida del sistema de almacenamiento de energía y entrada, salida del sistema de acondicionamiento de potencia; para el intercambio y análisis de los datos monitorizados.

El propósito de estos procedimientos es valorar el comportamiento global de los sistemas PV configurados como autónomos o conectados a la red eléctrica, o bien como híbridos con fuentes no fotovoltaicos de potencia, tales como grupos electrógenos y aerogeneradores. (IEC 61724-1_2021, 2021).

La norma IEC 61724-1 puede no ser aplicable a sistemas autónomos pequeños debido al alto coste relativo de los equipos de medida. La Norma Internacional IEC 61724-1 ha sido elaborada por el comité técnico 82 de IEC: Sistemas de energía solar fotovoltaica. Esta segunda edición anula y reemplaza la primera edición, publicada en 2017. Esta edición 2021 constituye una revisión técnica y será la aplicada para esta investigación. Esta edición incluye los siguientes cambios técnicos significativos con respecto a la edición anterior:

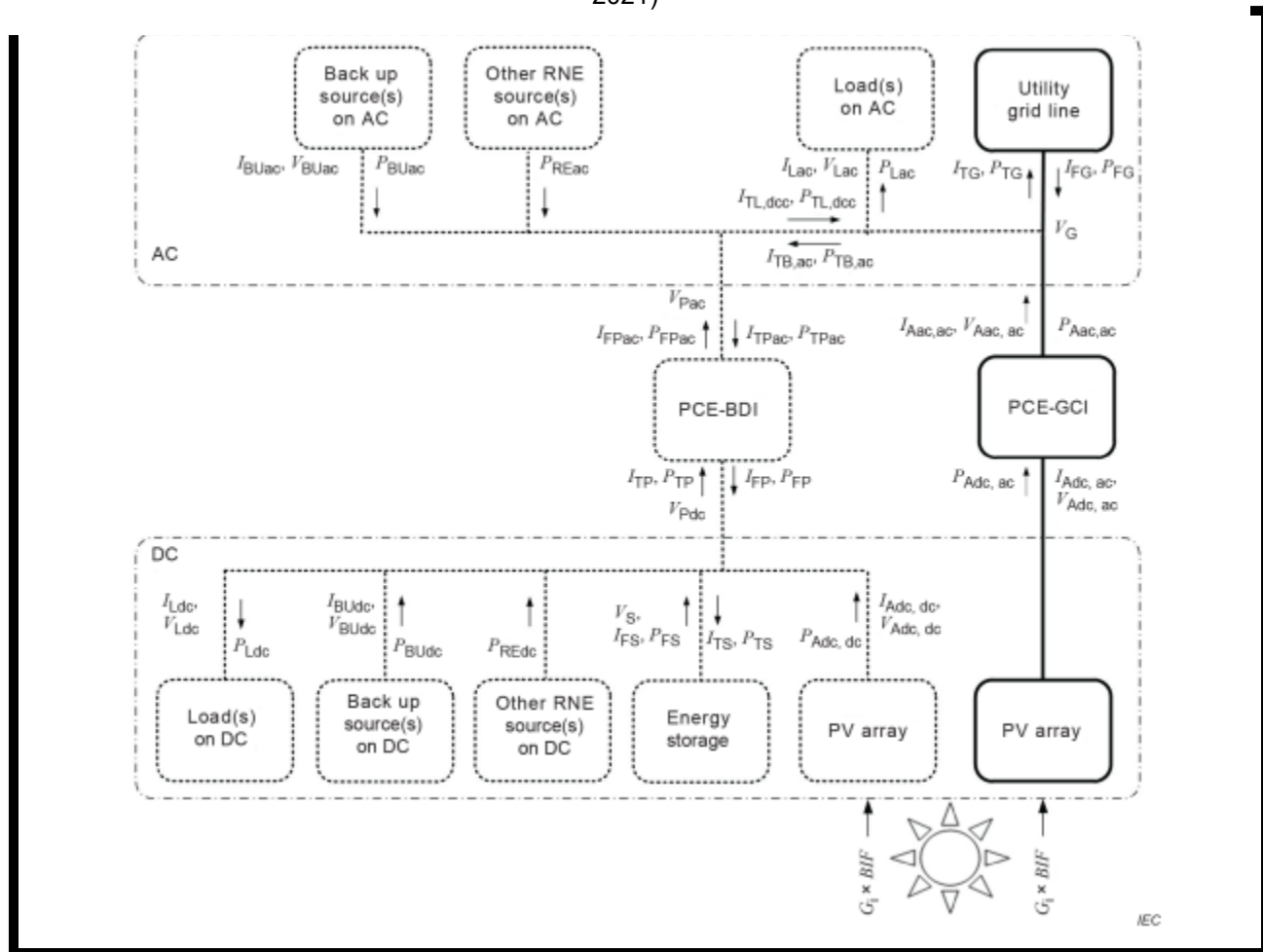
- Se introduce el monitoreo de sistemas bifaciales.
- Se actualizan los requisitos del sensor de irradiación.
- La medición de la suciedad se actualiza con base en la nueva tecnología.
- Se eliminan los sistemas de monitoreo Clase C.
- Se actualizan diversos requisitos, recomendaciones y notas explicativas.

La norma IEC 61724-1 define las clases de sistemas de monitoreo y supervisión del rendimiento del sistema fotovoltaico (PV) y sirve como guía para las opciones de sistemas de monitoreo.

La Figura 2-3 ilustra los elementos principales que comprenden diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos. Las cláusulas principales de la norma están escritas para sistemas conectados a la red sin

cargas locales, almacenamiento de energía o fuentes auxiliares, como se muestra en las líneas en negrita en la Figura 2-3. La matriz fotovoltaica puede incluir sistemas de seguimiento y de eje fijo y sistemas de placa plana y concentradores.

Figura 2-3 Posibles elementos de los sistemas fotovoltaicos – IEC 61724-1. Fuente: (IEC 61724-1_2021, 2021)



SIGLAS

RNE: energías renovables

PCE: equipos de acondicionamiento de energía

BDI: inversor bidireccional

GCI: inversor conectado a la red

Las líneas en negrita denotan un sistema simple conectado a la red sin cargas locales, almacenamiento de energía o fuentes auxiliares.

2.3 Parámetros aplicables en sistemas de supervisión y monitoreo PV

El nivel requerido de monitoreo en términos de parámetros a medir, la duración de la medición y la precisión varían según el tamaño y la complejidad del sistema fotovoltaico junto con la necesidad oportuna de identificar fallas (Pearsall, 2017). Cuanto más rápido se identifiquen las fallas del sistema; cuanto menor sea el tiempo de inactividad del sistema, lo que aumenta la producción general del sistema y, finalmente, los ingresos por producción. Supervisar el rendimiento del sistema suele ser un equilibrio entre los costos de la instrumentación instalada con la pérdida de ingresos debido a la pérdida de producción.

La supervisión y el monitoreo del sistema fotovoltaico se puede realizar de dos maneras en general, conocidas como monitorización global y analítica (Pearsall, 2017). El monitoreo global incluye la medición de un conjunto limitado de parámetros, a veces solo la energía de salida del sistema a través de inversores para garantizar que el estado operativo del sistema se encuentre en un nivel razonable. Esto generalmente se implementa en sistemas donde los costos de monitoreo deben ser bajos. Sin embargo, este enfoque generalmente requiere información adicional para determinar la causa de las pérdidas observadas. El monitoreo analítico, por otro lado, proporciona un conjunto de datos más completo de los parámetros operativos y permite la investigación de tendencias y problemas de rendimiento. La Tabla 2-1 muestra la lista de parámetros que deben monitorearse en un sistema fotovoltaico.

Tabla 2-1 Parámetros básicos requeridos para el monitoreo y supervisión. Fuente: (Pearsall, 2017)

TIPO DE SISTEMA PV	PARÁMETROS		
	METROLOGÍA	ELÉCTRICO	
Conectado Red		ARREGLO FOTOVOLTAICO	RED DE SUMINISTRO ELÉCTRICO
	1. Total irradiancia en el plano del arreglo PV	1. Salida Voltaje	1. Tensión de red
	2. Temperatura Ambiente	2. Salida corriente	2. Corriente a la red pública
	3. Temperatura del módulo PV	3. Salida potencia	3. Corriente de la red pública
	4. Velocidad de viento	4. Salida Energía	4. Energía a la red pública
	5. Dirección de viento		5. Energía de la red pública
	6. Humedad relativa		6. Impedancia de la red pública
	7. Presión Barométrica		
Autónomo			CARGA
			1. Salida Voltaje
			2. Salida Corriente
			3. Salida Potencia

Se pueden calcular otros parámetros a partir de estas mediciones en tiempo real, utilizando sistemas de adquisición de datos.

2.4 Parámetros básicos para la medición

Para los sistemas fotovoltaicos a escala de servicios públicos conectados a la red, el monitoreo proporciona la comparación entre el rendimiento y el rendimiento energético esperado. Por lo tanto, para fines de evaluación del desempeño, el monitoreo debe incluir la energía eléctrica generada, así como la irradiación incidente. Los parámetros eléctricos incluyen corriente, voltaje y potencia. Estos parámetros a veces están disponibles en los inversores, pero estas medidas integradas del inversor carecen de la precisión requerida, por lo que se prescriben medidores de energía dedicados.

2.4.1 Irradiancia

La irradiancia simplemente se define como la energía solar recibida en una unidad de área denotada por W/m^2 . Existen dos posibles instrumentos de medida de la radiación solar, los piranómetros y las células de referencia, con sus propias diferencias. Los piranómetros, al ser dispositivos de termopila, tienen un tiempo de respuesta lento y se ven afectados por el ángulo de incidencia, el ángulo de inclinación y la temperatura ambiente y del domo.

Las celdas de referencia, por otro lado, sufren de estabilidad ya que solo los sensores de silicio cristalino proporcionan la estabilidad requerida. También es norma general utilizar el mismo tipo de celda de referencia que los módulos del campo fotovoltaico.

Los piranómetros tienen un tiempo de respuesta lento en comparación con las celdas de referencia y, por lo tanto, no pueden detectar el cambio repentino en valores de irradiación debido a una nube pasajera o a una sombra. Para la medición estándar de la irradiancia, el dispositivo de referencia o piranómetro debe calibrarse y alinearse en el mismo plano que el conjunto fotovoltaico. La precisión de los sensores de irradiancia, incluida la condición de la señal, debe ser superior al 5 %.

2.4.2 Temperatura ambiente

Los valores de temperatura ambiente representados por $^{\circ}C$ se miden en el lugar que proporciona exactamente las condiciones del conjunto fotovoltaico. Como la temperatura ambiente influye en la temperatura del módulo, se monitorea para estimar las pérdidas en comparación con las condiciones de STC. Los sensores deben ser alojado en escudos de radiación, asegurando que el sensor de temperatura mida solo la temperatura del aire y no se caliente por la radiación solar directa o incluso se enfríe por los efectos del viento. Estos sensores no deben colocarse cerca de ningún tipo de fuente de calor, estando

a 1 m por encima del suelo según lo prescrito por IEC 61724-1, mientras que las pautas de DERlab TG 100-01 recomiendan una distancia al suelo de 2 m. (Bruce & Calais, 2013).

2.4.3 Velocidad del viento

Se sabe que la velocidad del viento afecta el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos al provocar pérdidas de calor por convección, lo que reduce las temperaturas del módulo. Según lo recomendado por IEC 61724-1, para la medición de alto estándar, la velocidad del viento debe medirse en las mismas condiciones que las matrices. La posición de los anemómetros, según lo define IEC 61215, debe ser de 1,2 m en el lado este u oeste del sistema y 0,7 m de altura por encima del borde superior del sistema.

2.4.4 Temperatura del módulo.

Similar a la temperatura ambiente, la temperatura del módulo también está representada por °C y se mide en ubicaciones que representan exactamente las condiciones de la matriz fotovoltaica con la ayuda de sensores de temperatura conectados en la parte posterior de uno o más módulos de tal manera que la temperatura de la celda frente al sensor no se altera. Se recomienda que los sistemas grandes midan las temperaturas de los módulos de varias partes dentro del arreglo, ya que pueden ocurrir fluctuaciones de temperatura dentro del arreglo (Bruce & Calais, 2013).

Dichas mediciones se pueden promediar para proporcionar una mejor comprensión de los efectos de la temperatura en todo el sistema fotovoltaico.

2.4.5 Corriente, tensión y potencia

La medición de tensión, corriente y potencia de CA y CC son los parámetros más importantes para la supervisión del rendimiento del sistema fotovoltaico. Estos parámetros se pueden utilizar, en combinación con las mediciones de irradiancia, para determinar directamente cuándo un sistema fotovoltaico está funcionando mal (Bruce & Calais, 2013). Los parámetros de CC ayudan a diagnosticar fallas del sistema a nivel del sistema, ya que la reducción en las cantidades de CC significa un problema en la matriz y su rendimiento, que es una cantidad fundamental para el análisis de degradación.

Los valores de voltaje y corriente se pueden medir en el lado de CC o CA. Los sensores deben seleccionarse para garantizar que tengan un rango de medición que sea compatible con la salida del conjunto fotovoltaico (es decir, límite superior de voltaje $> 1.3 \times VOC$ y límite superior de corriente $> 1.5 \times ISC$ y seleccionados para que tengan un impacto mínimo en el funcionamiento eléctrico de la matriz.

La precisión de estos sensores, incluido el acondicionamiento de la señal, debe ser superior al 1 % de la lectura (IEC 61724-1_2021, 2021). Para grandes sistemas fotovoltaicos que contienen una gran cantidad de conjuntos y subconjuntos, se recomienda medir individualmente los parámetros de CA y CC de cada subconjunto, lo que simplifica la ubicación y el aislamiento de fallas. Los datos de potencia también pueden estar disponibles en el lado de CC o CA o en ambos lados. Puede medirse directamente por medio de sensores de potencia o calcularse en tiempo real como el producto de los valores de voltaje y corriente muestreados. La recomendación general es medir la potencia directamente, pero si la medición directa de potencia no está disponible, se puede derivar del producto de corriente y voltaje. Las cantidades de corriente y voltaje deben ser las muestreadas simultáneamente en lugar de las cantidades promediadas. La precisión de los sensores de potencia, incluido el acondicionamiento de la señal, debe ser superior al 2 % de la lectura.

2.5 Categorización del intervalo de registro según los usos.

Los parámetros monitoreados se clasifican en dos grupos: parámetros ambientales o meteorológicos y parámetros eléctricos. La norma IEC 61724-1 tiene requisitos para medir la irradiancia total, la temperatura ambiente y el módulo, la velocidad del viento y los parámetros eléctricos (corriente, voltaje y potencia). El estándar se basa en la necesidad de medir parámetros, los mecanismos de medición de esos parámetros y la frecuencia “muestras” de esas mediciones en función de los siete usos diferentes de datos de rendimiento y fiabilidad de la energía fotovoltaica. (Bruce & Calais, 2013).

La irradiancia debe medirse en el plano de la matriz con una incertidumbre que incluye la instrumentación para ser inferior al 5%. Esto debe hacerse mediante el uso de un piranómetro o una celda de referencia. Los sensores de irradiancia instalados de acuerdo con este estándar tienen que ser calibrados cada dos años. La temperatura ambiente debe ser representante de la ubicación del arreglo, pero el módulo la temperatura debe medirse en el centro de la espalda del módulo o más módulos, o el centro de arreglos mientras que la incertidumbre, incluida la instrumentación, debe ser menos que 1%. La velocidad del viento debe medirse a la altura y ubicación representativa de las condiciones de la matriz con una incertidumbre incluida la instrumentación menor que 0.5ms^{-1} para velocidades menores a 5ms^{-1} y menores al 10% de la lectura para velocidades superiores a 5ms^{-1} . para corriente y Se deben medir tanto los parámetros de CA como los de CC. Con el nivel de incertidumbre incluyendo la instrumentación ser menos del 1% de la lectura. Para el poder, la corriente continua debe calcularse en base a mediciones instantáneas, pero no la lectura promediada o medida directamente con un vatímetro Mientras tanto, la alimentación de CA representa la potencia distorsiones factoriales y armónicas y la incertidumbre incluida la instrumentación tiene que ser inferior al 2%. (Paudyal et al., 2018). El uso

potencial de los datos se ha categorizado en siete usos diferentes que se presentan brevemente en la Tabla 2-2.

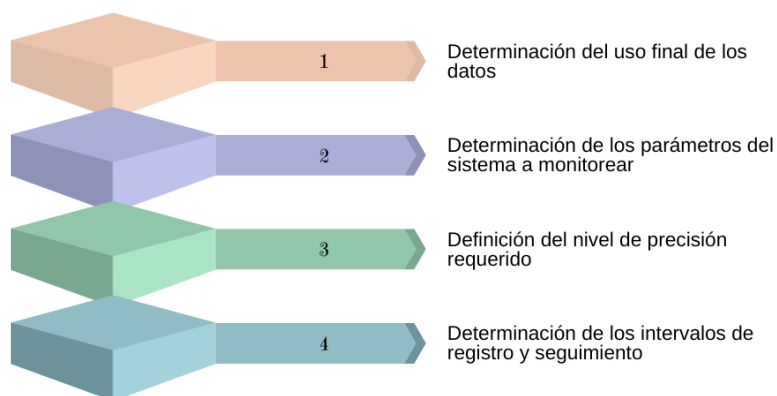
Esta directriz ha definido condiciones para la necesidad o demanda del monitoreo sobre los diferentes usos junto con la instrumentación y requerimiento financiero de los sensores. El flujo general de la directriz se basa en la determinación previa del uso final de los datos medidos. Cuando el uso final ha sido completo, entonces requiere seleccionar los parámetros, ya que no todos los parámetros definidos en la Tabla 2-2 son necesarios en cada uno de los siete usos finales, si no se conoce el uso final, se sugiere medir todos los parámetros.

Tabla 2-2 Categorización del intervalo de registro según los usos.

USO	USO DE DATOS MEDIDOS	REGISTRO INTERVALO (TR)	PERIODO DE SEGUIMIENTO
1	Evaluación del rendimiento en condiciones exteriores	Max 15min	Min 1 año
2	Diagnósticos de rendimiento	Cada hora	Vida útil del sistema
3	Análisis de degradación e incertidumbre con el tiempo	Cada hora	Min 3-5 años
4	Comprensión de las pérdidas del sistema a través de la comparación con datos modelados	Cada hora	Min 1 año
5	Pronóstico del rendimiento del sistema fotovoltaico	5min, 30min o cada hora	Min 1 año
6	Interacción con la red y los sistemas fotovoltaicos	De 1 o 15min	Min 1 por semana
7	Integración en red de generación distribuida y control de carga	De 1 o 15 min	Min 1 por semana

Los intervalos de registro y monitoreo que se mencionan en la Tabla 2-2 se pueden aplicar basándose nuevamente en el uso final. Todo el proceso se muestra en la Figura 2-3 Diagrama de flujo de la toma de decisiones de monitoreo y supervisión de sistemas PV.(Bruce & Calais, 2013).

Figura 2-3 Diagrama de flujo de la toma de decisiones de monitoreo y supervisión de sistemas PV.(Bruce & Calais, 2013)



2.6 Clasificación del sistema de monitoreo y supervisión de sistemas PV.

La primera parte IEC61724-1 se denomina monitoreo, IEC61724-2 como método de evaluación de capacidad e IEC 61724-3 como método de evaluación de energía. El estándar IEC 61724-1 clasifica el monitoreo de los sistemas fotovoltaicos en dos escalas diferentes con énfasis específico en la precisión y frecuencia de los sensores y las mediciones, recomendando el número de mediciones en función de la escala de un proyecto y los requisitos para el servicio y mantenimiento de los instrumentos (*IEC 61724-1: What's It All about? - PV Tech, n.d.*).

Con el nuevo estándar, cada clasificación del sistema de monitoreo proporciona una guía de qué mediciones se pueden realizar. Las clases de monitoreo se dividen en tres partes hasta la versión 2021, como se mencionó posteriormente, se eliminan los sistemas de monitoreo Clase C básico, siendo A la de mayor precisión y la clase B intermedio. Actualmente cubre instalaciones bifaciales. (KIPP & ZONEN, 2022).

Para las Clases B, es aceptable estimar algunas medidas de otras fuentes de datos cercanas y confiables, hay que tener en cuenta que rara vez están disponibles. Para la Clase A, todos los parámetros

deben ser monitoreados en el sitio. Los tipos de sensores requeridos para cada sistema de monitoreo (estación) dependen en gran medida de la aplicación. La radiación solar y la temperatura ambiente son los parámetros comúnmente requeridos para todos los niveles de medición. La Figura 2-3 presenta el esquema de las clasificaciones de los sistemas de monitoreo según las aplicaciones requeridas.; esta edición 2021 constituye una revisión técnica y será la aplicada para esta investigación. (KIPP & ZONEN, 2022). En la norma IEC 61724-1:2021 se definen dos clases de sistemas de monitorización, correspondientes a diferentes niveles de incertidumbre de monitorización y las aplicaciones comerciales e industriales (C & I).

Tabla 2-3 Clasificaciones del sistema de monitoreo según las aplicaciones requeridas. Fuente: (IEC 61724-1_2021, 2021)

APLICACIONES TÍPICAS	Clase B - Precisión media	Clase A - Alta Precisión
Aplicación prevista	Azoteas y pequeños-medianos C&I	Grandes C&I y escala de servicios públicos
Intervalo de muestreo máximo para irradiancia, temperatura, viento y salida eléctrica	1 minuto	5 segundos
Intervalo máximo de muestreo para suciedad, lluvia, nieve y humedad	No especificado, se supone que es el mismo que el intervalo de registro máximo	No especificado, se supone que es el mismo que el intervalo de registro máximo
Intervalo máximo de grabación	15 minutos	5 min 1 min recomendado

IEC 61724-1 se refiere a la capacidad de potencia de CA diseñada de la planta para la cantidad mínima recomendada de sistemas de monitoreo, sobre la base de que todos los módulos fotovoltaicos están instalados; el estándar tiene requisitos no solo para la precisión y los parámetros, sino que también están relacionados con la cantidad de sensores. Esto se basa en la clasificación diferente del sistema de menos de 40 MW al sistema de más de 700 MW. La Tabla 2-4 presenta el esquema del número mínimo de sistemas de monitoreo por capacidad de planta.

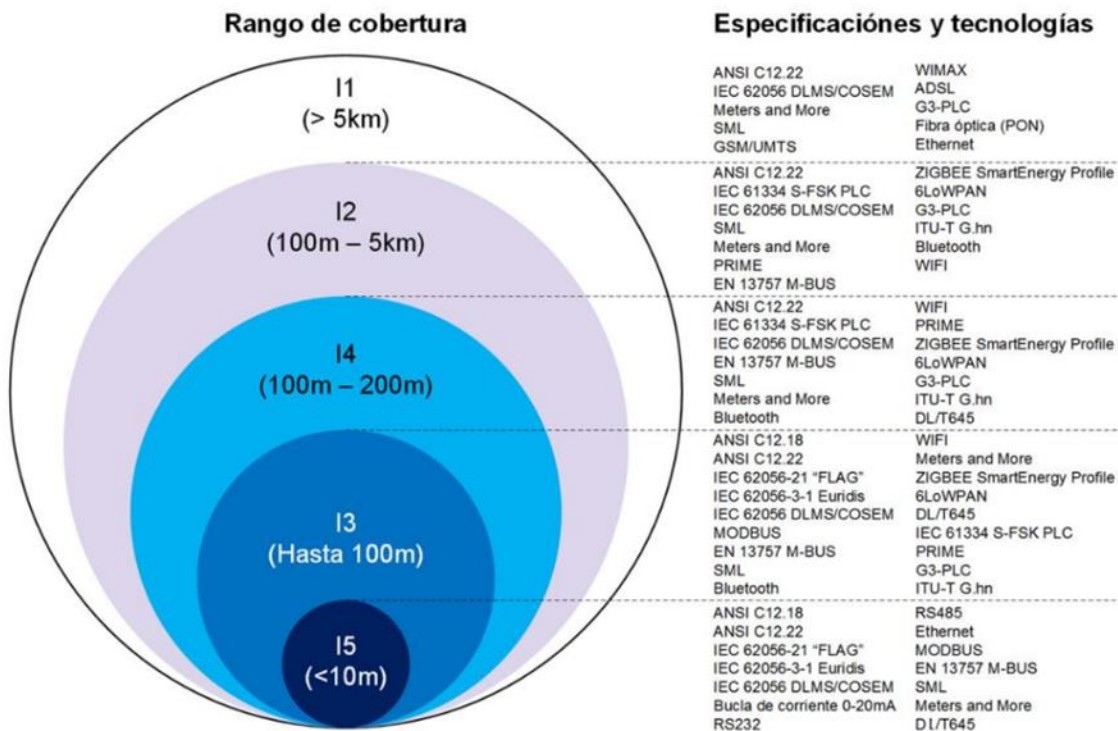
Tabla 2-4 Número mínimo de sistemas de monitoreo por capacidad de planta PV. Tomado de (KIPP & ZONEN, 2022)

Capacidad de la planta (CA)	Número de sistemas de monitoreo
<40 MW	2
≥ 50 MW o < 100 MW	3
≥ 100 MW o < 300 MW	4
≥ 300 MW o < 500 MW	5
≥ 500 MW o < 700 MW	6
> 700 MW	7 (+ 1 por 200 MW adicionales)

2.7 Comunicaciones en sistema de monitoreo y supervisión de sistemas PV

La obtención de datos desde los dispositivos desplegados en el sistema se realiza mediante las comunicaciones entre los equipos y el concentrador de datos que a su vez este está conectado a la base de datos de la red inteligente, así como otros sistemas como los *Meter Data Management System* (MDMS). Para realizar las comunicaciones entre estos elementos que componen la red inteligente se requiere a de un canal de comunicación confiable y seguro el cual puede ser cableado o inalámbrico depende de las condiciones presenten en el lugar de instalación. Así mismo, el canal de comunicación debe ir acompañado de protocolos de comunicación los cuales condicionarán la cantidad de equipos que se pueden conectar a la red, distancia máxima de transferencia de datos, velocidad de transferencia de datos, redundancia de la información que transportan, topología de conexión entre otras características. En este sentido, en la Figura 2-4 se presentan algunos protocolos de comunicaciones, canales de comunicación y sus rangos de cobertura. (UNAL-EEDAS, 2019)

Figura 2-4 Tecnologías y especificaciones de comunicaciones en redes inteligentes. Fuente: (UNAL-EEDAS, 2019)



Teniendo en cuenta lo anterior se pueden dar los siguientes criterios para realizar una adecuada selección de los canales de comunicación y el protocolo de comunicación para la implementar en la red inteligente ya que se pueden tener varias tecnologías en una red inteligente.

- Tecnologías licenciadas vs. libres
- Costo total para el propietario
- Facilidad y costo de instalación, configuración y puesta en marcha
- Integración con sistemas heredados
- Escalabilidad
- Seguridad
- Calidad de servicio
- Ambiente de instalación

2.8 Supervisión en la operación de la distribución de la energía.

Las energías renovables presentan ciertas características singulares motivadas, principalmente, por la dispersión de esta generación, por la variabilidad de su producción determinada por las cambiantes condiciones ambientales, la incertidumbre en su predicción y la tecnología utilizada en muchos de los generadores. Todas estas variables deben ser tenidas en cuenta para garantizar los niveles requeridos de calidad de suministro incluyendo el correcto equilibrio entre producción y consumo eléctrico, integrando al sistema eléctrico la máxima producción de energía de origen renovable posible, manteniendo los niveles de calidad y seguridad de suministro. (ree.es, 2023).

Toda esta información es captada por el sistema de control, haciéndose accesible a los operadores las 24 horas del día, todos los días del año. Esto permite realizar análisis en tiempo real del escenario actual, prever las medidas de operación necesarias para mantener el sistema en un estado seguro y, en caso de detectarse situaciones inadmisibles, emitir órdenes de limitación de la producción a las instalaciones de generación renovable no gestionable, las cuales deben cumplirse en menos de 15 minutos. Existen varias tecnologías que permiten la integración de las energías renovables a los sistemas eléctricos de distribución tales como:

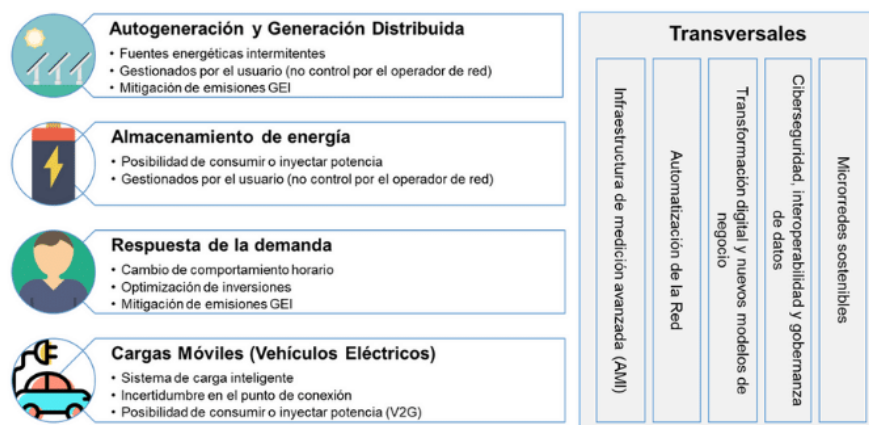
Recursos energéticos distribuidos (DER)

Los DER como recursos energéticos gestionables integrador y distribuido, está conformado por autogeneración y generación distribuida, almacenamiento de energía, respuesta de la demanda y vehículos eléctricos, los cuales tienen la posibilidad de participar activamente, individual o agregada por medio de un tercero en los servicios del sistema eléctrico. En la situación actual del sistema eléctrico colombiano, los DER acelerarían la transformación, el desarrollo eficiente e integral permitiendo que el sistema eléctrico convencional se transforme en un sistema flexible, convirtiendo la flexibilidad en un atributo fundamental para la integración confiable y segura de dichos recursos, garantizando la prestación del servicio de energía eléctrica a un costo razonable. (Darío J Mosquera P, 2019).

De esta manera, la disponibilidad de tecnologías con la capacidad de producir energía de forma costo-eficiente a menor escala y recursos energéticos disponibles en lugares cercanos al usuario final están transformando la estructura de los sistemas. Además, el avance en tendencias tecnológicas de la información y las telecomunicaciones, así como capacidades en procesamiento y uso de la información

conlleven a una transformación basada en tres principios fundamentales, la descentralización gracias a la integración de los DER, la digitalización derivada de las tecnologías de la información y las telecomunicaciones, y la descarbonización en las fuentes y los usos de la energía. Además, se consideran otras tendencias tecnológicas transversales, como la automatización de la red, la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), las microrredes y nuevos modelos de negocio que se conciben como catalizadores para acelerar el desarrollo eficiente e integral de los DER, como se muestra en la Figura 2-5.

Figura 2-5 Tendencias Tecnológicas de recursos energéticos distribuidos. Fuente: (Dario J Mosquera P, 2019)



2.8.1 Aplicaciones de control, monitoreo y supervisión en red eléctrica

Una vez establecidos los requisitos de infraestructura de generación distribuida, medición inteligente, sistemas de protección y comunicaciones, es posible determinar los requisitos de un sistema que gestione la totalidad de la información de los sistemas y controle los dispositivos de manera remota. Para esto es necesario una revisión previa del volumen de datos que utilizará la red de comunicaciones, así como de la cantidad de nodos o elementos que deberán ser monitoreados y controlados de forma remota.

Una vez conocida la información anterior se debe plantear un sistema de gestión y control el cual este compuesto por un software especializado que integre diferentes clases de hardware como sensores, alarmas, PLC, HMI, SCADA, ADMS, controladores de procesos y actuadores, que se encargan de captar la información, ejercer la automatización física y el control del sistema.

A su vez, la red de comunicación debe ser interoperable con la infraestructura de medición inteligente, los recursos energéticos distribuidos y las protecciones eléctricas en busca de la centralización de todas las funciones en un solo sistema. Lo anterior permitirá al operador realizar la supervisión y el control remoto de las instalaciones y de los equipos junto con el procesamiento de datos, la visualización gráfica dinámica, la generación de reportes, la representación de señales de alarma, el almacenamiento de información histórica, la programación de eventos en busca de mejorar la confiabilidad de la red eléctrica. Todo el sistema debe estar configurado de tal manera que la falla de cualquier computadora no afecte la operación de otras en la red. (Dufay Benitez Ramirez, 2017).

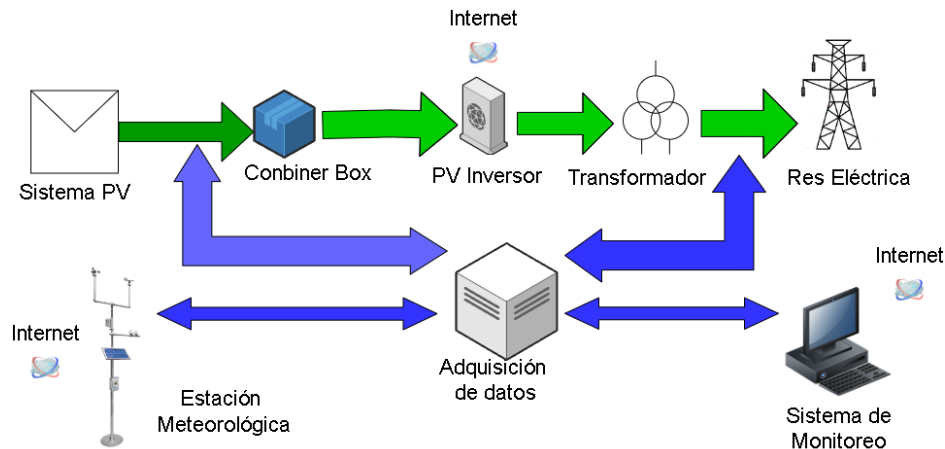
2.8.2 Sistemas de supervisión, monitoreo y Control SCADA

Los sistemas de supervisión, monitoreo y control SCADA integran varios componentes los cuales permiten un control integral de complejas operaciones industriales, en el caso de esta investigación, sistemas fotovoltaicos integrados a la red de energía eléctrica. Entre los distintos equipos que componen un sistema como este encontramos los siguientes. (Sayed & Gabbar, 2017).

- Hardware de la estación externa: dispositivos remotos de control de subestaciones, monitorean magnitudes como el estado de carga, el transformador de corriente (CT), el transformador de voltaje (VT), las válvulas de combustible e interruptores que pueden controlarse localmente o de manera remota.
- Procesadores de subestaciones locales: recopilan datos de los instrumentos de campo y los equipos de hardware, incluidos los RTU, PLC y dispositivos electrónicos inteligentes (IED), abarcando relés y medidores digitales. El procesador local es responsable de gran cantidad de entradas / salidas analógicas y digitales de IED y equipos de conmutación.
- Instrumentos digitales: usualmente se instalan en el campo o en una instalación local y detectan condiciones tales como corriente, voltaje, irradiancia, temperatura, presión, velocidad del viento y tasa de flujo.
- Dispositivos de comunicaciones: Pueden ser comunicaciones de corto o largo alcance. Las comunicaciones de corto alcance se instalan entre RTUs (Unidad Terminal Remota, por sus siglas en inglés) locales, instrumentos y equipos operativos.
- Computadoras / servidores host: computadoras host, tales como servidores para equipos de cómputo destinados a adquisición de datos, estaciones de trabajo de ingeniería / operación. Estas se consideran el punto central de monitoreo y control y deben estar en la sala de control o en la estación principal. La estación de trabajo operativa (central) es donde un ingeniero u operador puede supervisar el proceso, así como recibir alarmas del sistema, revisar los datos y ejercer el control remoto.

La Figura 2-6 muestra una arquitectura básica de lo que podría integrar un sistema de control por monitoreo de SCADA de una planta de generación fotovoltaica integrada a la red eléctrica donde se cuenta con estaciones de control que pueden reportar de forma remota e inalámbrica variables como corriente, voltaje, estación metrológica, estado de bombas, válvulas, las cuales se conectan a través de un router a una red SCADA general que junto a un equipo de servidores reciben y procesan la información, reportando a los computadores de ingeniería y a las estaciones de trabajo de los operadores de manera centralizada. (Sayed & Gabbar, 2017)

Figura 2-6 Arquitectura básica de un sistema de control por monitoreo SCADA de una planta de generación fotovoltaica integrada a la red eléctrica. Fuente: Tomado y Adaptado de (Sayed & Gabbar, 2017)



Las capacidades del SCADA se utilizan además en el monitoreo de relés de protección digital, medidores digitales de energía, estaciones/sensores de monitoreo meteorológico, HT de baja tensión (LT) y alta tensión, paneles de control, interruptores de CC, transformadores y, en general, cualquier dispositivo instalado en la planta fotovoltaica.

Para que las aplicaciones fotovoltaicas sean lo más eficientes, escalables y sostenibles posible, es importante tener en cuenta otros aspectos de la plataforma SCADA, esto incluyen configuración dinámica, redundancia para protección de datos, configuraciones autónomas y de cliente-servidor, análisis de tendencias históricas y en tiempo real, así como gestión avanzada de alarmas. (Juan C. Salavarieta, 2018)

2.9 Análisis de la influencia de los componentes del monitoreo y supervisión de un sistema fotovoltaico PV

Con base en los resultados de la sección anterior, se procede a identificar el nivel de subjetividad presente en el momento de determinar los componentes para la arquitectura que permita la interacción con los usuarios, la red eléctrica y las condiciones medio ambientales. Se estudiarán los tipos diferentes de configuraciones y topologías para plantas de energía fotovoltaica que permita la integración de cada uno de los actores enumerados en la etapa anterior.

En el siguiente capítulo se definirán aspectos esenciales para la interacción con los usuarios se definirán el tipo y la clasificación de los usuarios condiciones actuales de la energía, características del operador de red, Blockchain y redes P2P en aplicaciones de intercambio de energía.

2.9.1 Contexto y descripción general de la empresa prestadora de energía en la Isla de San Andrés

El operador privado Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. ESP – SOPESA S.A. ESP realiza la prestación del servicio público de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, soportado en el Contrato de Concesión 067 de 2009 suscrito con el Ministerio de Minas y Energía, el cual tiene como objeto otorgar a SOPESA por su cuenta y riesgo, la prestación con exclusividad del servicio de energía eléctrica en el área concesionada bajo las condiciones establecidas en el mencionado contrato por un periodos de 20 años, actualmente, en el año 2023, se encuentra en ejecución el 13o año del contrato de concesión.(Superintendencia de Industria y Comercio, 2016).

La empresa SOPESA S.A. ESP se constituyó en el año 1996. Desarrolla las actividades de Generación, Distribución y Comercialización de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas desde el 01 de mayo de 2010. El capital suscrito y pagado de la empresa asciende a 22 842 millones COP en el año 2022. A continuación, en Tabla 2-1 se presenta la información general de la empresa.

Tabla 2-5 Datos generales de la empresa Prestadora. Tomado de (SUI Portal | Superintendency of Residential Public Services, 2022)

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón social:	Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. ESP
Sigla:	SOPESA S.A. ESP
NIT:	827000108 - 7
ID RUPS:	1720
Representante legal:	Iván Bernardo Salcedo Hernández
Actividad desarrollada:	Generación, Distribución y Comercialización
Año de entrada en operación:	1996
Auditor – AEGR:	Audidores y Gestión Asociados SAS
Clasificación:	Zonas No Interconectadas
Fecha última actualización RUPS:	18/01/2023

2.9.2 Aspectos Técnicos Operativos

En este capítulo se expondrán los principales aspectos técnicos en relación con el operador de red SOPESA S.A. ESP a diciembre del año 2022.

2.9.3 Aspectos Comerciales y Tarifarios

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P. (SOPESA) atiende usuarios residenciales y no residenciales. El presente informe contempla el análisis de aspectos comerciales, así como aspectos afines con suscriptores, consumo, facturación, recaudo, costo unitario de prestación del servicio (CU), tarifas aplicadas a los usuarios residenciales y no residenciales conectados a nivel de tensión 1, subsidios lo anterior para el periodo 2022. (Portal SUI - Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios, 2022).

2.9.3.1 Clasificación de Suscriptores por Estrato y Uso

SOPESA ratificó que la prestación del servicio en las Islas de San Andrés y Providencia existe un total de 25 406 suscriptores entre residenciales y no residenciales. En la Tabla 2-6 se demuestra de manera detallada la cantidad de suscriptores por estrato a diciembre de 2021 y 2022, información comparativa con el fin de identificar el porcentaje de variación, el cual se muestra con una acentuación

del 3,3%, lo que corresponde a 816 suscriptores adicionales en comparación al año 2021. Lo anterior, se refleja en el estrato 2 con la mayor cantidad de suscriptores ubicados en las Islas de San Andrés.

Tabla 2-6 Suscriptores clasificados por estrato y uso. Tomado de SUI, formatos ZNI C1 e IC1, consulta realizada en octubre de 2023.

Estrato / Sector	dic-21	dic-22	% variación
1	4059	4211	3,7%
2	8292	8553	3,1%
3	6246	6406	2,6%
4	1197	1208	0,9%
5	728	737	1,2%
6	124	121	-2,4%
Comercial	2769	2843	2,7%
Oficial	275	273	-0,7%
Especial	133	134	0,8%
Alumbrado	2	2	0,0%
Provisional	765	918	20,0%
TOTAL	24.590	25.406	3,3%

El sector residencial representa el 84% del total de suscriptores adscritos al servicio a diciembre del año 2022 identificando que la menor participación de usuarios se ubica en el estrato 6, en cuanto a suscriptores no residenciales el sector comercial es el más representativo, participa con el 11% demostrando un incremento de 74 suscriptores con respecto a diciembre de 2021. Adicionalmente, se resalta que para el estrato 6 y el sector oficial hubo una disminución de 5 suscriptores en total - en comparación con el año 2021.

En la Tabla 2-6 Tabla 2-6 Suscriptores clasificados por estrato y uso. Tomado de SUI, formatos ZNI C1 e IC1, consulta realizada en octubre de 2023. Se demuestra de manera detallada la cantidad de suscriptores por estrato a diciembre de 2021 y 2022, información comparativa con el fin de identificar el porcentaje de variación, el cual se muestra con una acentuación del 3,3%, lo que corresponde a 816 suscriptores adicionales en comparación al año 2021. Lo anterior, se refleja en el estrato 2 con la mayor cantidad de suscriptores ubicados en las Islas de San Andrés. (SUI-Energía - Formato ZNI C1, 2023).

El sector residencial representa el 84% del total de suscriptores adscritos al servicio a diciembre del año 2022 identificando que la menor participación de usuarios se ubica en el estrato 6, en cuanto a suscriptores no residenciales el sector comercial es el más representativo, participa con el 11% demostrando un incremento de 74 suscriptores con respecto a diciembre de 2021. Adicionalmente, se resalta que para el estrato 6 y el sector oficial hubo una disminución de 5 suscriptores en total - en comparación con el año 2021.

2.10 Blockchain

Una de las tecnologías más revolucionarias del siglo 21 es la tecnología de cadena de bloques, nombre con el que se ha popularizado en todo el mundo, la tecnología *blockchain*. Una cadena de bloques es una base de datos en la que se registran todos los bloques de información derivados de los intercambios entre los distintos nodos de la red, y los entrelaza con el anterior bloque, que a su vez está enlazado con el previo a este, y así sucesivamente. Esta base de datos se almacena en todos los nodos de la red, y al ser pública, puede ser vista en cada parte. Si uno de los nodos presentase alguna modificación con respecto al resto sería eliminado de manera automática, lo cual garantiza la transparencia e inmutabilidad del sistema. Tiene la capacidad de reemplazar a los sistemas de intercambios de activos tradicionales al ser una base de datos distribuida y segura (gracias al cifrado) que se puede aplicar a todo tipo de transacciones que no tienen por qué ser necesariamente económicas.

Es una solución distribuida, es decir, para que la tecnología *blockchain* tenga sentido, debe haber más de un nodo en el que se encuentre almacenada la cadena de bloques completa, y todos los nodos deben actualizarse de manera inmediata según se vayan incorporando nuevos bloques a la cadena. Al realizarse una transacción, esta ha de ser verificada mediante mecanismos de consenso de manera previa a ser replicada en todos los nodos de la red. Los nodos serán, por norma general, equipos con capacidad de computación suficiente como para realizar la función de verificación del nuevo bloque a añadir y capacidad de almacenamiento suficiente como para almacenar una base de datos siempre creciente. (Gayo, 2019).

Mediante esta tecnología se deja constancia de todas las transacciones realizadas, lo cual permite disponer de una trazabilidad completa del intercambio o venta de activos sin dejar oportunidad a las partes (involucrada o no en la transacción) de realizar cualquier tipo de modificación ya sea en busca de su propio beneficio o buscando un perjuicio para alguna de las partes involucradas. Cada una de las transacciones es verificada mediante un consenso y mecanismos de validación previamente definidos por todas las partes, sin la necesidad de la verificación de una autoridad central. (J. Pastor, 2018).

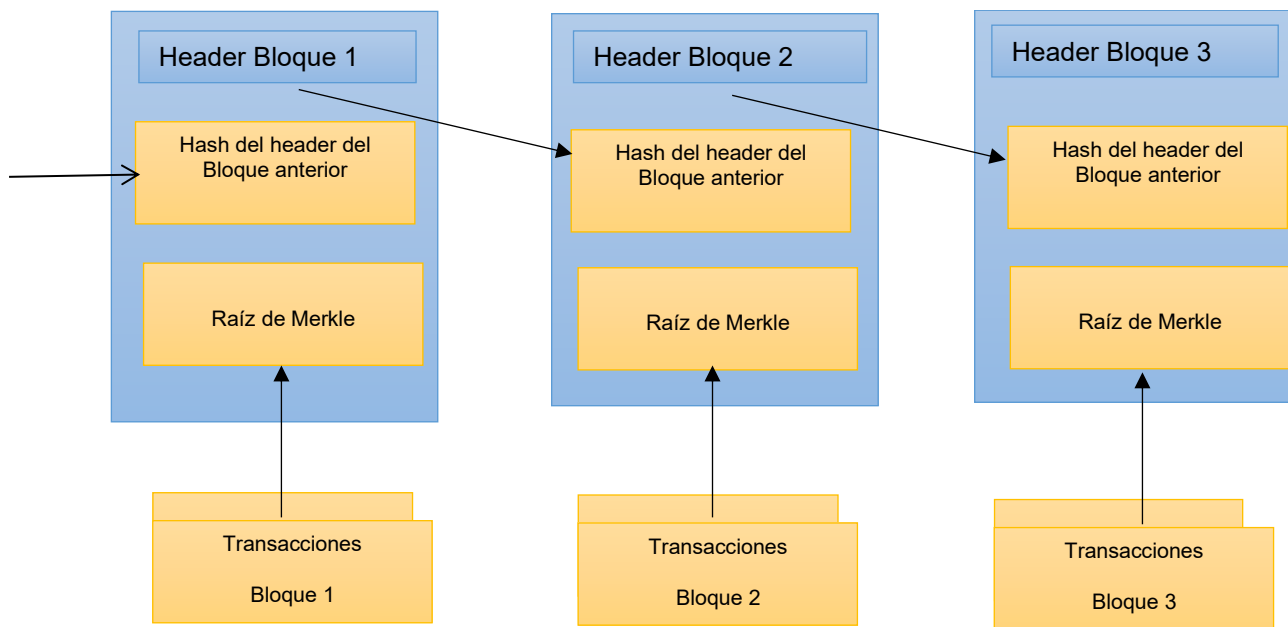
2.10.1 Entrelazamiento de los bloques

El concepto *blockchain* apareció junto con las criptomonedas. Una Criptomoneda es un sistema de intercambio digital *Peer to Peer* en el que se utiliza la criptografía para generar y distribuir unidades de

esta (Farell, 2015). Las criptomonedas surgieron de la necesidad de tener un sistema eficiente, rentable, confiable y seguro para realizar y registrar transacciones financieras.

Una de las primeras soluciones desarrolladas para abordar estas complejidades fue bitcoin, una criptomoneda lanzada en 2009. Bitcoin se define como una cadena de firmas digitales en un red *Peer to Peer* (Nakamoto, 2009). La Figura 2-7 muestra una estructura simplificada de los bloques de transacciones en la *blockchain* de Bitcoin. Este libro de contabilidad compartido que constituye la *blockchain*, puede generalizarse y ser empleado para registrar transacciones de cualquier tipo y rastrear el movimiento de cualquier activo, ya sea tangible, intangible o digital. Esta abstracción da lugar a una “separación conceptual” entre *blockchain* y bitcoin (o entre *blockchain* y criptomonedas) y a nuevos usos de la tecnología *blockchain*. (Silva, 2019).

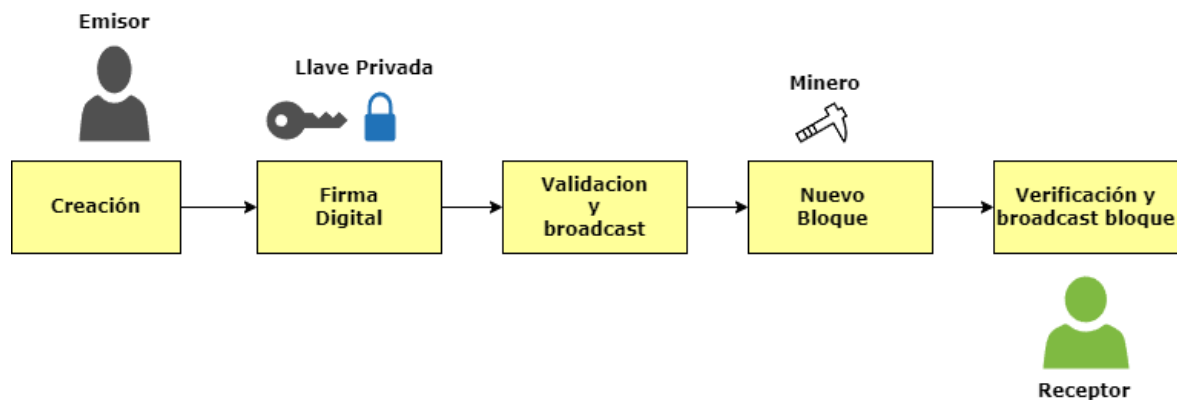
Figura 2-7 Cadena de bloques simplificada. Fuente: Tomado y adaptado de (Silva Valdés, 2019)



2.10.2 Ciclo de transacciones.

Con todo lo anterior, podemos definir cómo funciona una *blockchain* y cuál es el ciclo que cumplen las transacciones desde que son creadas por el emisor hasta que son almacenadas en la *blockchain* por ende recibidas por el emisor. Primeramente, notamos que, en lugar de definir la propiedad de todos los participantes de la red, en una *blockchain* se mantiene una lista propiedad se describe mediante datos de transacciones que señalan claramente qué propietario deja de ser propietario de qué artículo y a quién y en qué momento. La Figura 2-8 muestra el ciclo que cumple cada transacción en una *blockchain*.

Figura 2-8 Ciclo de una Transacción. Fuente: Tomado y adaptado de (Antonopoulos, 2014)



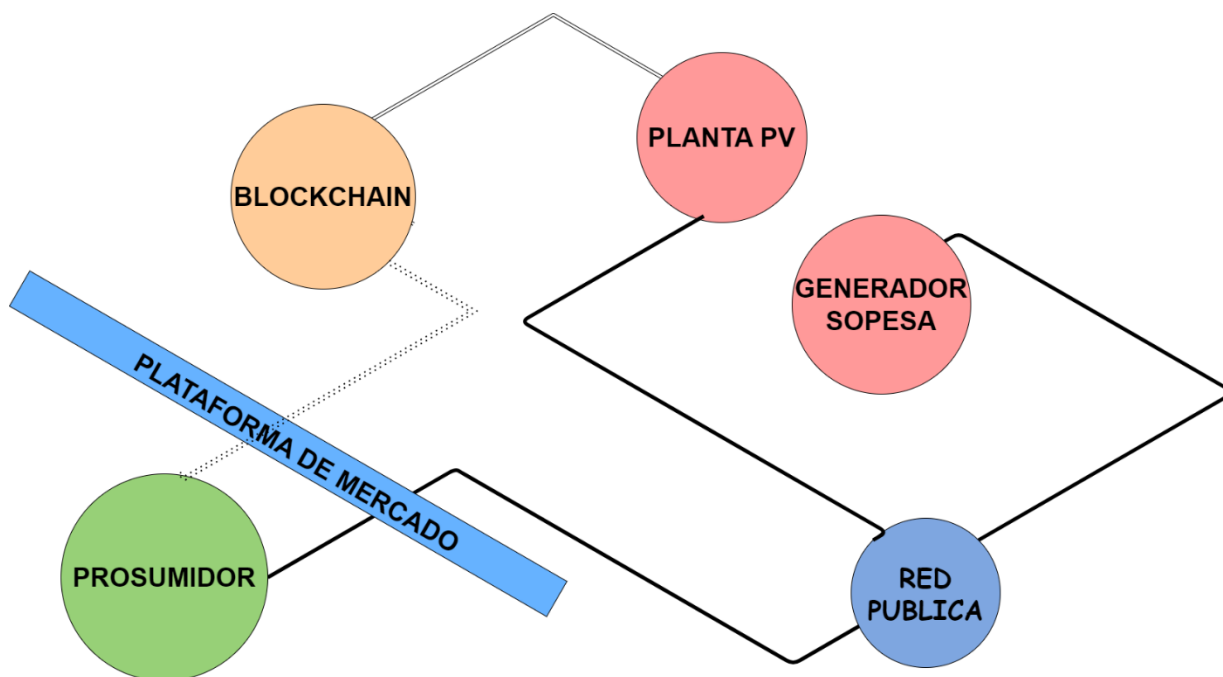
Tal como se indica en la Figura 2-8 el procedimiento que rige cómo los nodos tratan con los nuevos datos de transacción y los bloques que reciben de sus pares consta de las siguientes etapas:

- El emisor (propietario de los activos de origen) crea una nueva transacción y la firma. Si se formó y firmó correctamente, la transacción firmada ahora es válida y contiene toda la información necesaria para ejecutar la transferencia de fondos (Antonopoulos, 2014). Dado que la transacción está firmada y no contiene información confidencial, claves privadas o credenciales, se puede transmitir públicamente utilizando cualquier transporte de red subyacente que sea conveniente.
- Una vez que la transacción es recibida por algún nodo conectado a la red, la transacción será validada por ese nodo. Si es válida, ese nodo lo propagará a los otros nodos a los que está conectado y un mensaje de éxito se devolverá de forma sincronizada al originador. Si la transacción no es válida, el nodo la rechazará y devolverá un mensaje de rechazo al originador.

- La transacción válida debe llegar a un minero de la red para su inclusión en el libro contable (la *blockchain*). Tan pronto como el *miner* termina de crear el nuevo bloque (PoW, PoS u otro), envía el bloque recién creado a todos los otros nodos (Kube, 2018).
- Cada nodo verifica los bloques nuevos y todos sus datos de transacción que contienen corrección formal, corrección semántica y autorización. Luego Cada nodo agrega bloques válidos a su propia copia de la blockchain. Si un bloque recién llegado se ha identificado como no válido, se descartará y los nodos continuarán procesando los datos de la transacción o creando un nuevo bloque.
- El nodo cuyo bloque fue aceptado recibirá los honorarios por todas las transacciones contenidas en el bloque como recompensa.
- De esta manera, una blockchain logra almacenar de manera segura e inmutable los datos de las transacciones de los usuarios.

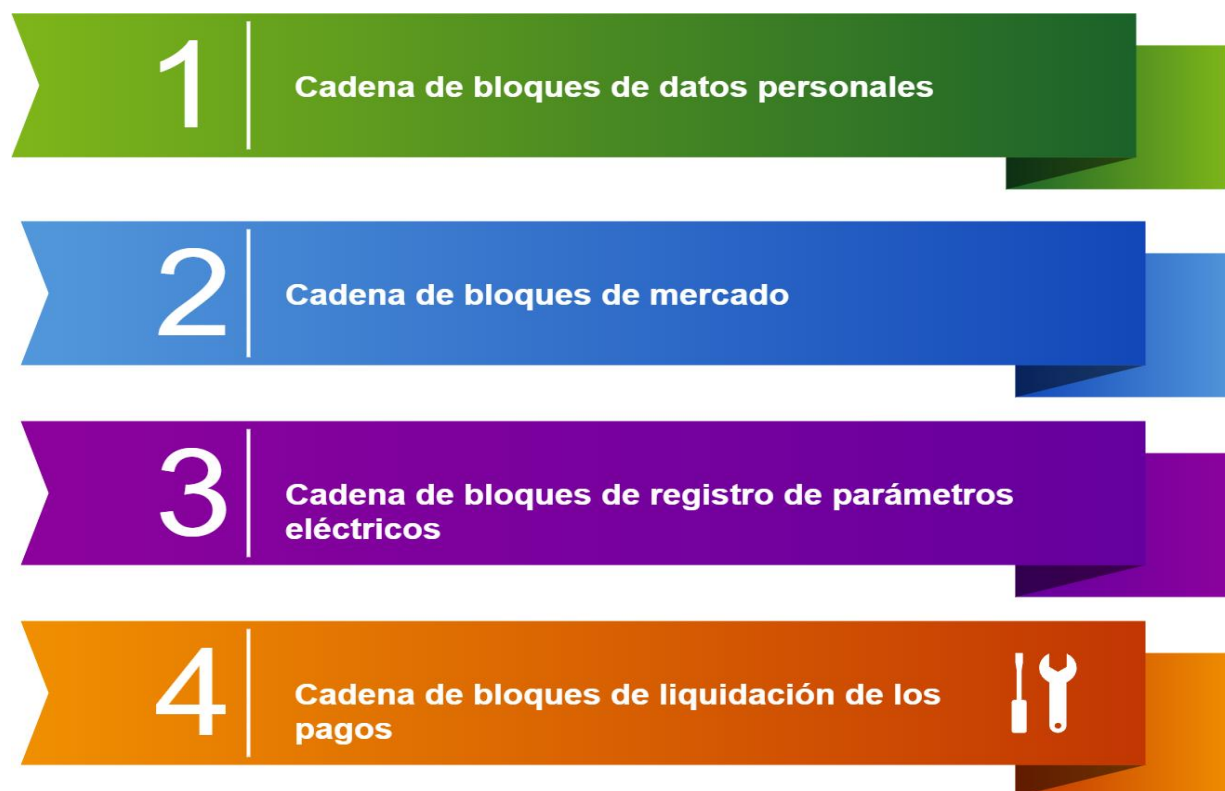
Así pues, se puede tener la posibilidad de aislarse totalmente de la red si las buenas expectativas del binomio smart contract y blockchain pueden reemplazar la comercializadora y facilitar los procesos y trámites necesarios. En la Figura 2-9 se visualizan los procesos en un sistema fotovoltaico con base *blockchain*. Líneas continuas muestran transporte de energía, las discontinuas transacciones de valor.

Figura 2-9 Procesos en un sistema fotovoltaico con base Blockchain. Fuente: Autor



La implementación del intercambio de energía mediante *blockchain* es intentar minimizar el consumo de energía de la red pública y aumentar la independencia en eventos de fallas del fluido eléctrico, además de incentivar el consumo de energías renovables tanto de comunidades energéticas como de otros prosumidores. Las principales cadenas de bloque que componen la plataforma de intercambio de energía se visualizan en la Figura 2-10.

Figura 2-10 Cadenas de bloque blockchain que componen la plataforma de intercambio de energía.
Fuente: (Kube, 2018)



2.10.3 Aplicaciones de *blockchain* en el sector energía

Los sistemas de energía están experimentando un cambio provocado por el avance de los recursos energéticos distribuidos y las tecnologías de la información y la comunicación (TIC'S). Uno de los principales desafíos es la descentralización y digitalización emergentes del sistema energético, que requiere la consideración, exploración y adopción de paradigmas novedosos y tecnologías distribuidas (Andoni et al., 2019). La tecnología *blockchain* puede ser una de las soluciones potenciales para los futuros desafíos de estas nuevas tendencias, denominadas Energy Internet, o Internet de la Energía (Cao, 2019). La idea de utilizar esta tecnología en el sector energético está ganando un interés cada vez mayor (Chitchyan & Murkin, 2018). Los principales usos de este sistema en el sector energía son mostrados en la Figura 2-11, mientras que las plataformas usadas se muestran en la Figura 2-12. Algunos ejemplos de aplicaciones existentes se muestran en la Tabla 2-7.

Figura 2-11 Aplicaciones de blockchain en el sector energético. Fuente: (Andoni et al., 2019)

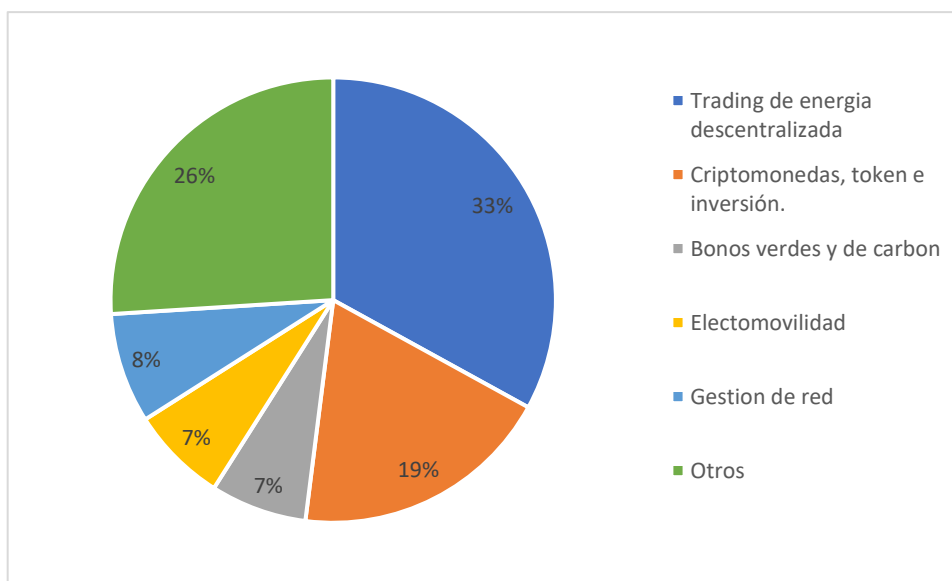


Figura 2-12: Aplicaciones de *blockchain* en el sector energético (Andoni et al., 2019). Clasificación de los casos de uso de *blockchain* según su campo de actividad: resultados obtenidos de un estudio sobre 140 iniciativas de esta tecnología en el sector energético que están siendo desarrolladas por empresas, startups e instituciones de investigación en países como Alemania, Estados Unidos, Reino Unido y Suiza, entre otros.

Figura 2-12 Aplicaciones de *blockchain* utilizadas en el sector energético. Tomado de (Andoni et al., 2019)

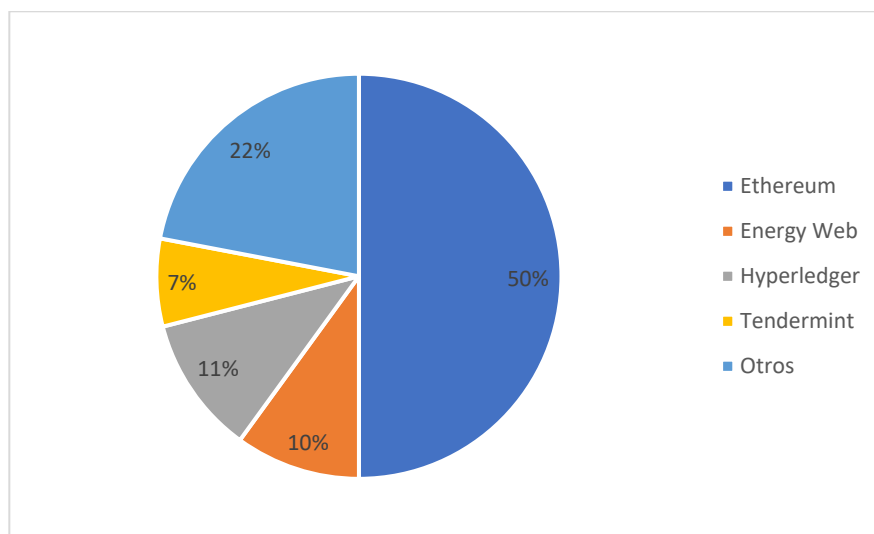


Tabla 2-7 Empresas de *blockchain* que trabajan actualmente en el sector energético.

COMPAÑÍA	APLICACIÓN BLOCKCHAIN	PLATAFORMA
Grid+ (GridPlus, 2024)	Plataforma comercial P2P entre sus clientes	Ethereum
LO3 Energy Exergy (LO3 Energy, 2024)	Plataforma de comercio de energía P2P.	Tendermint
WePower (WePower, 2024)	Una plataforma para el comercio P2P de energía renovable, así como la recaudación de fondos para proyectos renovables mediante la preventa de energía que se generará en el futuro.	Ethereum

Como muestra la Tabla 2-7, existe una amplitud real de las áreas y propósitos dentro del sector de la energía donde se está empleando activamente *blockchain*. Varias observaciones emergen de la revisión de los negocios actuales basados en este sistema.

Algunas de ellas se listan a continuación:

- Las formas renovables de energía son el núcleo de los productos entregados a través de una infraestructura de *blockchain*. Algunas empresas fomentan el comercio de la energía renovable generada, mientras que otras apoyan la adopción y una mejor utilización de los activos de generación a nivel familiar.
- Muchas de estas empresas están enfocadas en el usuario final, con el objetivo de obtener mejores precios de energía para los usuarios finales, o acceso a / participación en el esfuerzo de generación de energía.

- Finalmente, las empresas de energía tradicionales también han identificado blockchain como una potente tecnología y han comenzado a utilizarla para la optimización de procesos empresariales y la comunicación entre empresas.

2.10.4 Tecnologías asociadas a Blockchain

Este apartado presenta las principales tecnologías o conceptos emergentes que junto con la colaboración de *blockchain*, las cuales permiten solucionar las preocupaciones del sector energético a la hora de interactuar con el consumidor.

En particular se explican las siguientes: el smart contract (SC), como soporte vital para el intercambio de valor y el smart metering (SM), para facilitar la contabilidad en red bidireccional entre usuarios. Se exponen brevemente los replanteos más importantes, para dar a conocer los beneficios que suministra. (Todó Bañuls, 2017)

- ✚ **Eficacia:** Al evitar los intermediarios y terceras partes, o sustituyendo éste por un software (*blockchain*) la rapidez de ejecución de las tareas se reduce considerablemente.
- ✚ **Pagos:** Los propios programas ejecutarán las verificaciones, y una vez completadas lanzarán los pagos necesarios. De este modo se anulan las comprobaciones manuales de las diferentes restricciones establecidas en cada contrato.
- ✚ **Notaría:** El mismo software o *smart contract* realiza la función de la figura del notario o abogado, notificando la correcta realización de los trámites.

➤ **Smart Contracts**

Una de las primeras propuestas para facilitar la implementación de *blockchain* en una microgrid, debe apoyarse en el concepto del *smart contract*. Los smart contracts son, por tanto, piezas de código con dos atributos muy particulares: primero, que son almacenables en la Blockchain y contienen el estado actual del sistema; segundo, que requieren del consenso de la red para ejecutar cualquier cambio. (Daniel García Guzmán, 2018)

Concluyendo, se puede afirmar que la inconsistencia asociada a la desintermediación de procesos explicada anteriormente se puede solucionar gracias al uso de los *smart contracts*. No obstante, este concepto debe ir siempre de la mano de *blockchain* o sistemas distribuidos para funcionamiento.

➤ **Smart Metering**

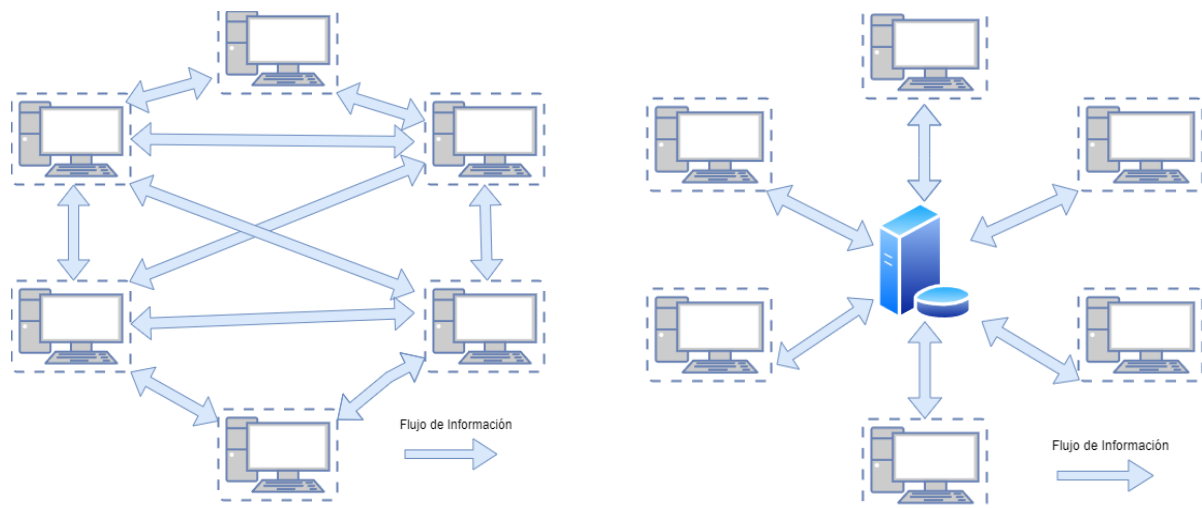
Con relación a los excedentes de energía producidos por pequeños generadores particulares o comunidades energéticas, se propone el mecanismo del *smart metering* (SM). Un *smart meter* es un tipo de contador con mediciones más detalladas que los convencionales, en este caso, se hace referencia a la tipología *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). Los contadores AMI están preparados para realizar tareas de telegestión, además de ser leídos y gestionados de forma remota mediante una comunicación bidireccional. Gracias a ello, se crean nuevos servicios como los siguientes: la gestión de usuarios; la gestión de la demanda; la conexión y desconexión remota; el control sobre la generación distribuida. (Todó Bañuls, 2017)

2.11 Conceptos básicos de mercados de energía

2.11.1 Redes P2P

Los sistemas *Peer to Peer* son sistemas distribuidos que consisten en nodos interconectados capaces de autoorganizarse en topologías de red con el fin de compartir recursos como contenido, ciclos de CPU, almacenamiento y ancho de banda, sin requerir la intermediación el soporte de un servidor o autoridad centralizada global. (L. Kawulok, 2005). Las redes P2P son una tecnología disruptiva para aplicaciones distribuidas a gran escala que ha ganado un gran interés últimamente debido al éxito que ha tenido el intercambio de contenido P2P, la transmisión de medios y las aplicaciones de telefonía (Shen & Buford, 2009). Las arquitecturas subyacentes comparten características como la descentralización, el intercambio de recursos del sistema final, la autonomía, la virtualización y la autoorganización. La Figura 2-13a muestra una arquitectura P2P, mientras que la Figura 2-13b muestra la arquitectura cliente servidor.

Figura 2-13 Arquitectura P2P y Cliente Servidor. Fuente: Tomado y adaptado de (Kurose & Ross, 2017)



- (a) Arquitectura P2P.

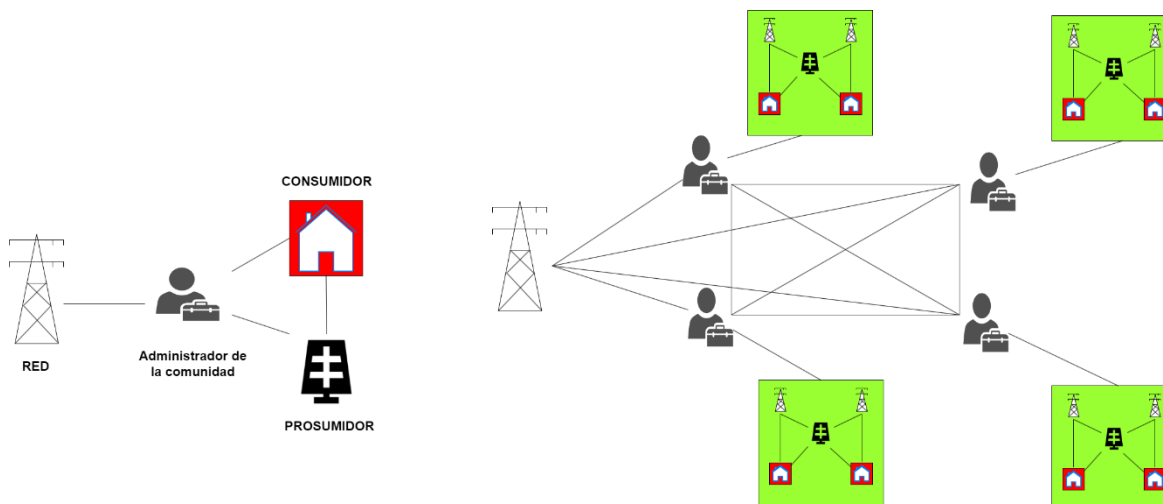
- (b) Arquitectura cliente Servidor

A diferencia de una arquitectura cliente servidor, en una arquitectura P2P hay una mínima dependencia de los servidores dedicados en data centers. En su lugar, las aplicaciones explotan la comunicación directa entre pares de *hosts* (o peers) conectados. (Kurose & Ross, 2017). Los pares no son propiedad del proveedor del servicio, sino que son computadoras controladas por los usuarios.

Muchas de las aplicaciones más populares y con uso intensivo de tráfico de la actualidad se basan en arquitecturas P2P. Estas aplicaciones incluyen intercambio de archivos (e.g Bit- Torrent), aceleración de descarga asistida por pares (e.g Xunlei), telefonía por Internet (e.g Skype) e IPTV (Internet Protocol Televisión).

La Figura 2-14 permite visualizar algunos de los modelos peer-to-peer más empleados en el sector eléctrico, en los mismos, podemos observar que dentro de las comunidades (recuadro verde) la interacción entre pares se hace de manera directa entre consumidores (rojos), prosumidores (negros) y generadores (blancos), estas permiten que se lleguen y pacten acuerdos de la cantidad de energía a comprar, el precio de la misma y el tiempo en el que será entregada, fuera de la comunidad, el rol del *community manager* (gris) permite a los pares, generar acuerdos de comercialización con otras comunidades cercanas haciendo que el mismo sea un mediador con el resto de la red y permitiendo que la misma pueda expandirse.

Figura 2-14 Modelos Peer-to-Peer, interacción entre Pares dentro y fuera de la comunidad (community-Manager) Fuente: Autor



2.11.2 Créditos de energía

Los créditos de energía es la cantidad de energía exportada a la red por un AGPE (Auto generador a pequeña escala) con FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable) que se permuta contra la importación de energía que este realice durante un periodo de facturación. La Ley 1715 de 2014, le confirió a la CREG la facultad de definir las normas, para la remuneración de los excedentes que generen auto generadores de pequeña escala, los cuales se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía (Ley 142, 1994), (Ley 143, 1994). Al cierre de cada periodo de facturación, estos excedentes se reconocerán al AGPE que utiliza FNCER de acuerdo con las siguientes reglas:

Para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:

- a) Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación. Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $Cv_{m,i,j}$ de la Resolución 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
- b) Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

Para AGPE con capacidad mayor a 0,1 MW:

- a) Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación. Por estos excedentes, el comercializador

costrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización el cual corresponde a la variable $Cv_{m,i,j}$ y el servicio del sistema como la suma de las variables $T_m, D_{n,m}, PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$; en ambos casos definidos en la Resolución 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

- b) En el caso de usuarios no regulados, estas variables corresponden a las pactadas entre las partes.
- c) Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

2.11.3 Smart grids

Una de las principales diferencias de las redes inteligentes respecto a la red eléctrica tradicional es que el sistema *smart grid* es bidireccional, es decir, transmite la electricidad en ambos sentidos. De esta manera, tanto los hogares como los negocios pueden ser consumidores y también convertirse en pequeños productores de electricidad. Estas redes eléctricas inteligentes incorporan un sistema informático que permite responder a las fluctuaciones de la producción de energía y de la demanda de ese momento. Gracias a la información obtenida sobre el consumo de energía, el usuario puede tener una participación y monitorizar el comportamiento eléctrico de cada aparato que esté conectado a la red eléctrica. (Repsol, 2024).

Las *smart grid* son un concepto estratégico clave en la transición energética, ya que suponen un gran paso hacia un mundo descarbonizado. Mediante la digitalización de las redes eléctricas inteligentes se puede conseguir un sistema más eficiente, sostenible, con bajas pérdidas y con altos niveles de calidad en el suministro. Con la implementación de este circuito inteligente no solo se conseguiría una mayor eficiencia energética y ahorro, sino que también tendría múltiples beneficios medioambientales, económicos y sociales.(Repsol, 2024).

2.11.4 Prosumidores

Se conoce como un prosumidor a aquel individuo, hogar o comunidad que no solo consume energía de la red eléctrica, sino también aquel que cuenta con un rol proactivo al generar su propia energía; generalmente a través de fuentes renovables no convencionales FNCR (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable) (Velandia & Energéticos, 2023). Con la apertura de la Ley 1715 del 2014, los decretos y resoluciones que se desprenden de ésta se crea el término autogenerador, que hace referencia a aquellas personas naturales o jurídicas que tengan interés en producir energía aun así estando conectado a la red, dicho termino también se conoce como prosumidor.

Los prosumidores de energía es el término que se utiliza para caracterizar a aquellas personas, naturales o jurídicas, que se encuentran en medio de dos posiciones frente a la energía, es decir, son consumidores de energía, parcialmente dependientes del operador de red y a su vez son productores de energía. Ser prosumidor de energía no es únicamente para aquellos que producen a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCR). El término también aplica para quienes producen con fuentes convencionales de energía renovable (FCER). Por ejemplo, aquellos quienes producen energía con plantas hidráulicas a partir de recursos hídricos. Referente a los prosumidores, la ley menciona los conceptos necesarios para entender la ley, los incentivos y la normatividad creada para incentivar a la sociedad a participar produciendo energía, investigando y estimular la inversión. (Guerra Posada, 2017).

El análisis documental de estudios anteriores que abordan el tema de investigación propuesto fue centrado en dos aspectos claves: supervisión y monitoreo de sistemas fotovoltaicos. El monitoreo y la supervisión son fundamentales para maximizar el rendimiento y la fiabilidad de los sistemas fotovoltaicos (PV), cuya adopción está creciendo exponencialmente a nivel mundial. Aunque históricamente relegado a grandes plantas, el monitoreo inteligente, guiado por estándares como la norma IEC 61724-1 (edición 2021), se vuelve crucial para sistemas de todos los tamaños, permitiendo la detección temprana de fallos, la evaluación del rendimiento y la optimización de la operación mediante la medición precisa de parámetros eléctricos y ambientales clave (irradiancia, temperatura, tensión, corriente, potencia).

La selección de la arquitectura de monitoreo (cableada, inalámbrica, híbrida) y la clasificación del sistema (Clase A o B según IEC 61724-1) (IEC 61724, n.d.) dependen del tamaño de la planta, el presupuesto y los objetivos específicos del monitoreo, definidos por los distintos usos de los datos (evaluación de rendimiento, diagnóstico, análisis de degradación, etc.). La comunicación fiable y segura, utilizando protocolos y canales adecuados, son esenciales para la adquisición y gestión de datos, a menudo integrados en sistemas SCADA para un control centralizado.

La supervisión se extiende más allá de la planta PV individual, abarcando la integración de energías renovables y recursos energéticos distribuidos (DER) en la red eléctrica. Esto impulsa la transición hacia redes inteligentes (Smart Grids), caracterizadas por la bidireccionalidad, digitalización y descentralización. Tecnologías emergentes como Blockchain, redes Peer-to-Peer (P2P), Smart Contracts y Smart Metering (AMI) están revolucionando el sector energético, facilitando nuevos modelos de negocio como el comercio directo de energía entre prosumidores y la gestión transparente y segura de transacciones energéticas.

En contextos específicos para la Isla de San Andrés, operada por SOPESA y su filial AMS, con una base de suscriptores predominantemente residenciales (SUI Portal | Superintendency of Residential Public Services, 2022), la implementación de estas tecnologías, apoyada por marcos regulatorios como el de créditos de energía en Colombia (Ley 1715)(Ministry of Mines and Energy - Mining and Energy Planning Unit (UPME), n.d.), presenta oportunidades significativas para mejorar la eficiencia, la resiliencia y la sostenibilidad del sistema eléctrico local. La convergencia del monitoreo avanzado de PV con estas tecnologías transformadoras es clave para el futuro de la distribución de energía, permitiendo sistemas más flexibles, eficientes y centrados en el usuario.

3. Introducción a la Estandarización de las Redes Inteligentes

El despliegue de sistemas inteligentes requiere una arquitectura que facilite el intercambio de datos entre plataformas. La interoperabilidad, crucial en este contexto, se centra en la eficiencia del intercambio de datos entre sistemas, más que en la sustitución de elementos. Esta investigación, de carácter descriptivo, busca desarrollar una arquitectura de monitoreo y supervisión en tiempo real para los componentes de la red eléctrica de San Andrés, enfocándose en la producción de sistemas fotovoltaicos y la distribución de energía. El enfoque cuantitativo se basa en la recolección y análisis de datos para comprender el comportamiento de dispositivos y tecnologías, y así diseñar una nueva arquitectura. El estudio se centra en la red eléctrica de San Andrés Islas, con el objetivo de generar un documento base para el diseño de la arquitectura. La información recopilada en este capítulo será la base para el diseño de un caso de uso, incluyendo requerimientos, actividades y funcionalidades, se obtendrán de documentos públicos disponibles en la web, referentes a la red eléctrica de las islas, proyectos de ingeniería e investigaciones relacionadas.

En este capítulo se estudiará la arquitectura de Modelo de Referencia Lógica NIST, el Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (SGAM) y la Plantilla de Casos de Uso IEC 62559 1-2-3. Proporcionando las bases para el diseño del caso de uso que permita la creación de la arquitectura de monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos para la isla de San Andrés; permitiendo la necesidad de utilizar las TIC para la comunicación entre los diversos componentes involucrados en los procesos. Los objetivos particulares que debe alcanzar la red inteligente pueden estar relacionados con aspectos como la optimización y coordinación de los distintos elementos y su funcionamiento en la red de transmisión y distribución. Por ejemplo, para aspectos de protección de infraestructuras críticas, el nivel necesario para los diferentes escenarios de protección de los componentes involucrados es bastante ambicioso y elevado. Además, la importancia del aspecto de la disponibilidad (del sistema) y el tiempo de funcionamiento del sistema de distribución de energía eléctrica es innegablemente alta.

Asimismo, la confiabilidad de la infraestructura, así como de sus componentes básicos, es el foco del diseño del sistema y de la interfaz en el momento del diseño, incluso antes de la implementación real. En el momento del diseño, se deben tener en cuenta la interoperabilidad y la intercambiabilidad para garantizar un análisis significativo de los requisitos técnicos y no técnicos. Para lograr este objetivo, una forma particular es estandarizar las soluciones técnicas tanto a nivel internacional como nacional.

Esta iniciativa propone un gran paso en la estandarización de las redes inteligentes en la isla de San Andrés ya que, por primera vez después del informe del Grupo de Trabajo Conjunto sobre Redes Inteligentes, la comunicación (ETSI), la ingeniería eléctrica (IEC) y la automatización (ISO) permiten la integración de sus mejores prácticas utilizando tecnologías y TIC compartidas. Además, se construyó un vínculo con las iniciativas del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) de América del Norte con los grupos del Comité Asesor de Redes Inteligentes (SGAC), desarrollando conceptos más específicos de dominio a partir de diferentes organismos de estandarización, como el Modelo de Referencia Lógica NIST (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010), el Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (SGAM) (Grid & 2013, 2014) y la Plantilla de Casos de Uso IEC 62559-1 (IEC TR 62559-1, 2019) .

3.1 Arquitectura para redes Inteligentes

3.1.1 Modelo conceptual NIST Smart Grid. (National Institute of Standards and Technology)

Como primer paso hacia la armonización de los estándares de Smart Grid para respaldar plenamente la interoperabilidad, el NIST SGIP desarrolló el modelo conceptual de Smart Grid que se muestra en la Figura 3-1. La primera versión de este modelo conceptual se publicó en enero de 2010 (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010) y fue revisada y actualizado en febrero de 2012.

Como muestra gráficamente la Figura 3-1, el modelo conceptual NIST Smart Grid define siete dominios, así como los flujos eléctricos y de comunicaciones entre ellos. La actualización del Modelo Conceptual de Red Inteligente en este documento refleja grandes aumentos en la cantidad y tipos de recursos energéticos distribuidos (DER) utilizados en toda la red, la creciente importancia y automatización de los sistemas de distribución y el papel de los proveedores de servicios en el sistema de distribución. (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2018) Se puede observar que los flujos eléctricos involucran a los subsistemas tradicionales de la red eléctrica; mientras que los flujos de comunicaciones casi crean una topología de malla entre cada dominio, lo que ilustra la extraordinaria importancia de las comunicaciones en la *Smart Grid*. Cada dominio (y sus subdominios) abarca actores y aplicaciones de *Smart Grid*. Los actores incluyen dispositivos, sistemas, programas y partes interesadas que toman decisiones e intercambian información. Las aplicaciones son tareas realizadas por uno o más actores dentro de un dominio (por ejemplo, domótica). Todas estas piezas se pueden orquestrar para obtener casos de uso útiles (es decir, seleccionar un dominio determinado, una aplicación determinada, sus requisitos específicos, los actores involucrados en esta aplicación y describir cómo interactúan). Tabla 3-1 resume los principales actores involucrados en cada dominio.

Figura 3-1 Modelo conceptual de Smart Grid. Fuente: Tomado y adaptado de (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010)

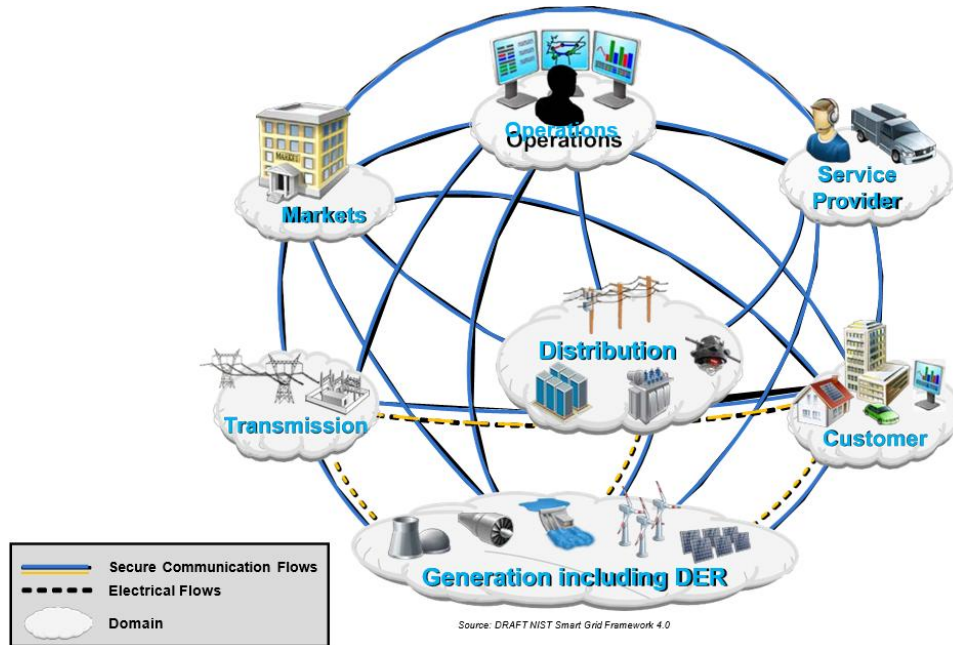


Tabla 3-1 Dominios y actores en el modelo conceptual NIST Smart Grid. Tomado de (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2018)

	Dominio	Funciones/Servicios en el Dominio
1	Caliente	Los usuarios finales de la electricidad. También puede generar, almacenar y gestionar el uso de energía. Tradicionalmente se analizan tres tipos de clientes, cada uno con su propio subdominio: residencial, comercial e industrial.
2	Mercados	Los facilitadores y participantes en los mercados de electricidad y otros mecanismos económicos utilizados para impulsar la acción y optimizar los resultados del sistema.
3	Servicio Proveedor	Las organizaciones que brindan servicios a clientes eléctricos y a empresas de servicios públicos.
4	Operaciones	Las gestoras del movimiento de la electricidad.
5	Generación Incluido DER	Los productores de electricidad. También puede almacenar energía para su posterior distribución. Este dominio incluye fuentes de generación tradicionales y recursos energéticos distribuidos (DER). En un nivel lógico, la “generación” incluye aquellas tecnologías tradicionales de mayor escala generalmente adjuntas al sistema de transmisión, como la generación térmica convencional, la generación hidroeléctrica a gran escala y las instalaciones renovables a escala de servicios públicos generalmente adjuntas a la transmisión. DER está asociado con la generación, el almacenamiento y la respuesta a la demanda proporcionada en los dominios del cliente y de distribución, y con los recursos energéticos agregados por el proveedor de servicios.
6	Transmisión	Los transportistas de electricidad de alto voltaje a largas distancias. También puede almacenar y generar electricidad.
7	Distribución	Los distribuidores de electricidad hacia y desde los clientes. También puede almacenar y generar electricidad.

Para habilitar la funcionalidad de la red inteligente, los roles en un dominio en particular a menudo interactúan con roles en otros dominios, como se muestra en la Figura 3-1 . Además, a medida que aumenta la complejidad del sistema las comunicaciones y la interoperabilidad expanden el control operativo más allá de la particularidad de ubicación de las conexiones físicas, es probable que las organizaciones contengan componentes de múltiples dominios. Por ejemplo, los Operadores Independientes de Sistemas (ISO) y las organizaciones regionales de transmisión (RTO) en América del Norte desempeñan funciones tanto en el ámbito de los mercados como en el de las operaciones.

De manera similar, una empresa de distribución no está totalmente contenida dentro del dominio de la distribución; es probable que contenga roles en el dominio de las operaciones, y tal vez también en el dominio de los mercados a medida que las señales económicas se vuelven más dinámicas en todo el sistema. Las empresas de servicios públicos integradas verticalmente desempeñarán funciones e interacciones en muchos ámbitos.(National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010).

Cada dominio (y sus subdominios) abarca actores y aplicaciones en la Smart Grid. Los actores incluyen dispositivos, sistemas, programas y partes interesadas que toman decisiones e intercambian información. A continuación, se describe cada dominio y actores en el modelo conceptual NIST Smart Grid, las aplicaciones son tareas realizadas por uno o más actores dentro de un dominio (por ejemplo, domótica). Todas estas piezas se pueden orquestar para obtener casos de uso útiles (es decir, seleccionar un dominio determinado, una aplicación determinada, etc.

- **Dominio del Cliente**

La interfaz entre la *Smart Grid* y el dominio del cliente es de especial importancia. Será la parte más visible de la *Smart Grid* para el consumidor. El modelo de referencia conceptual, ver Figura 3-2 representa dos elementos distintos que, juntos, proporcionan la interfaz al dominio del cliente: el medidor y la interfaz de servicios de energía (ESI), que sirve como puerta de entrada a la red de las instalaciones del cliente. Es a través de estas interfaces que se mide, se registra y se comunica el uso de electricidad. Además, se realizan funciones de provisión y mantenimiento del servicio (como conexión remota y desconexión del servicio) y se produce señalización de fijación de precios y respuesta de la demanda. Se desarrollan servicios nuevos e innovadores relacionados con la energía, que hoy en día se encuentran en proceso de estructuración y pueden requerir flujos de datos adicionales entre la Smart Grid y el dominio del cliente. La extensibilidad y la flexibilidad son consideraciones importantes. La interfaz debe ser interoperable con una amplia variedad de dispositivos y controladores que utilizan energía, como termostatos, calentadores de agua, electrodomésticos, electrónica de consumo y sistemas de gestión de energía. La diversidad de tecnologías y estándares de comunicaciones utilizados por los dispositivos en el dominio del cliente presenta un desafío importante para lograr la interoperabilidad. Además, garantizar la ciberseguridad es una consideración fundamental. (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010).

Automatización industrial	Un sistema que controla procesos industriales tales como fabricación o almacenamiento. Estos sistemas tienen requisitos muy diferentes en comparación con los sistemas domésticos y de edificios.
Microgeneración	Incluye todo tipo de generación distribuida incluyendo, generación solar, eólica e hidroeléctrica. Esta generación aprovecha la energía para generar electricidad en el lugar del cliente. Puede monitorearse, enviarse o controlarse mediante comunicaciones.
Almacenamiento	Medios para almacenar energía que se puede convertir directamente o mediante un proceso en electricidad. Los ejemplos incluyen unidades de almacenamiento térmico y baterías (tanto estacionarias como eléctricas).

- Dominio de Mercado

Los mercados son donde se compran y venden los activos y servicios de la red. Algunos mercados aún por crear pueden ser decisivos para definir la red inteligente del futuro, particularmente con DER y DER agregados. Las entidades en el dominio de mercados intercambian información de precios y equilibran la oferta y la demanda dentro del sistema eléctrico. Los límites del dominio de mercados incluyen el umbral del dominio de operaciones donde ocurre el control, los dominios que suministran activos (Generación incluyendo DER, Transmisión y Distribución), el dominio del proveedor de servicios y el dominio del Cliente. En resumen, el dominio de Mercados interactúa con todos los dominios de la red inteligente.

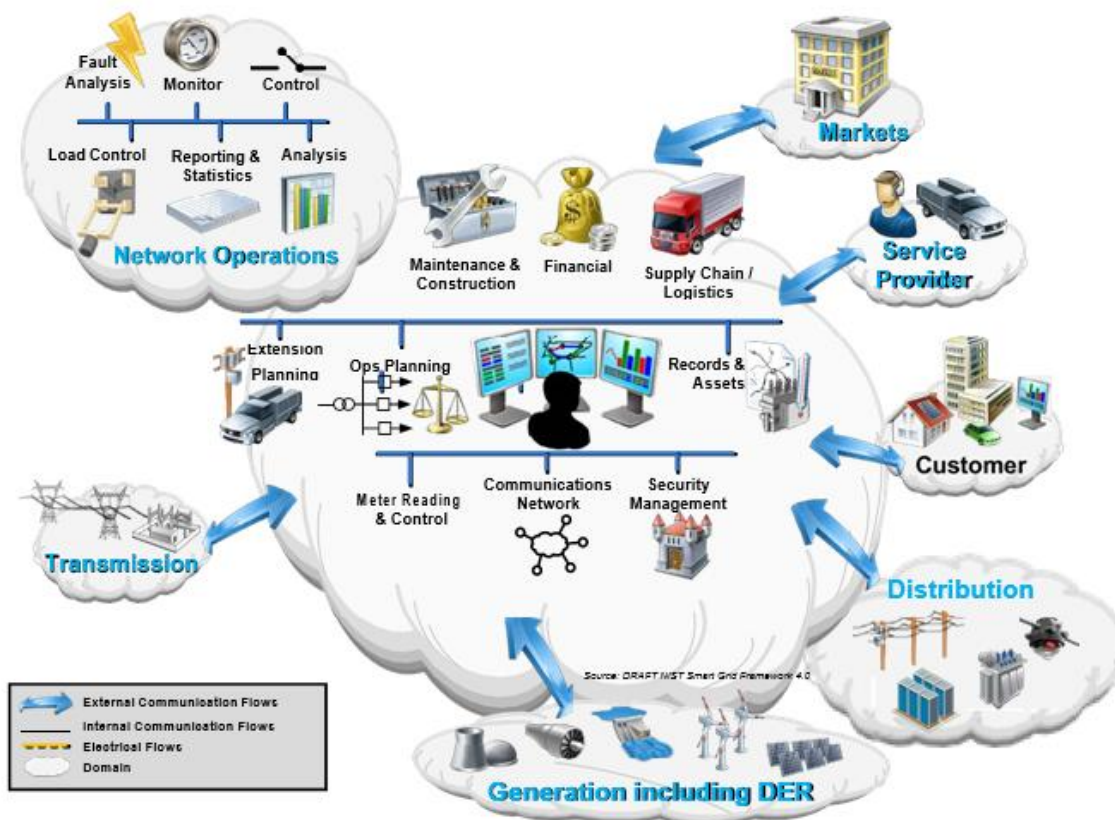
Los flujos de comunicación entre el dominio de mercados y los dominios que suministran energía son críticos porque el ajuste eficiente de la producción con el consumo depende de los mercados o sus representantes. Los dominios de suministro de energía incluyen los dominios de generación, incluido DER, y más recientemente el de Cliente. Los estándares de Protección de Infraestructura Crítica (CIP) de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC) consideran que los proveedores de más de 300 megavatios son generación a granel; la mayoría de los DER son más pequeños y normalmente se ofrecen a través de agregadores.

- Dominio de Operaciones

Los actores en el dominio de Operaciones son responsables del buen funcionamiento del sistema eléctrico. Hoy en día, la mayoría de estas funciones son responsabilidad de una empresa de servicios públicos regulada, Ver Figura 3-3. La red inteligente permitirá que los proveedores de servicios proporcionen más de estas funciones. No importa cómo evolucionen los dominios de proveedores de

servicios y mercados, todavía se necesitarán funciones para planificar y operar los puntos de prestación de servicios de una empresa de “cables” regulada.

Figura 3-3 Descripción general del dominio de operaciones. Fuente: Tomado y adaptado de (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010)



Actualmente, a nivel físico, se utilizan diversos sistemas de gestión de energía para analizar y operar el sistema eléctrico de manera confiable y eficiente. El dominio de Operaciones se actualiza aquí para incluir flujos de comunicación con el dominio Generación que incluye DER para resaltar la importancia de la conciencia de los recursos, incluidos los DER, en la conciencia estatal.

Las aplicaciones representativas dentro del dominio de operaciones se describen en la Tabla 3-3. Estas aplicaciones se derivan del modelo de referencia de interfaz (IRM) 61968-1 de la Comisión Electroquímica Internacional (IEC) para este dominio.

Tabla 3-3 Aplicaciones típicas en el dominio de Operaciones.

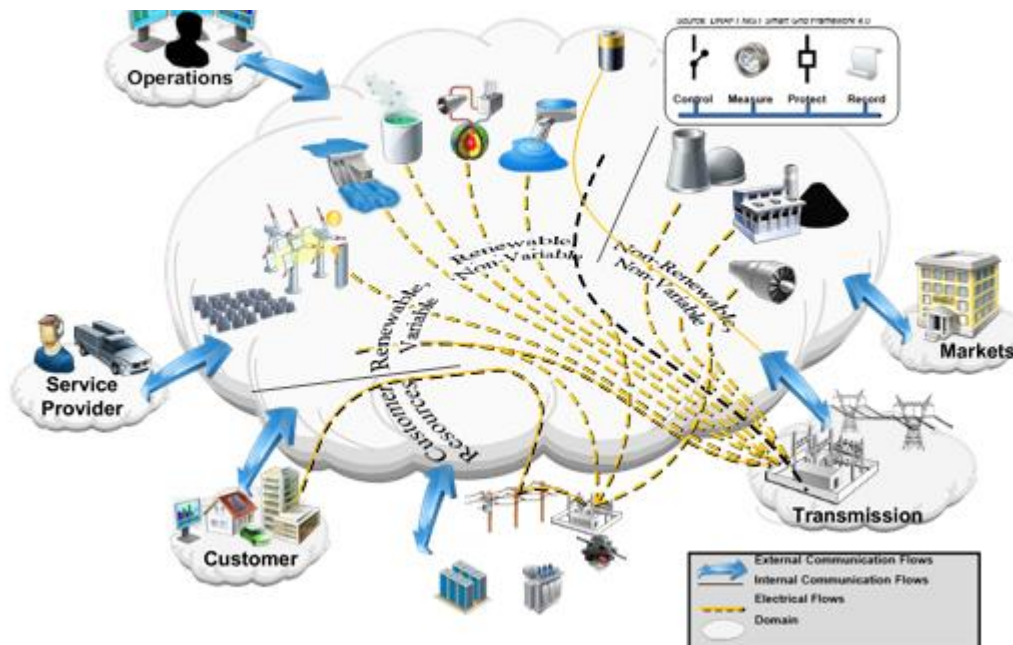
Ejemplo de aplicación	Descripción
Supervisión	Las funciones de monitoreo de la operación de la red, supervisan la topología, la conectividad y las condiciones de carga de la red, incluidos los estados de los breakeres y los Switches, así como también controlan el estado de los equipos, la ubicación y el estado del personal de campo.
Control	El control de la red está coordinado por roles en este dominio. Sólo podrán supervisar áreas amplias, subestaciones y controles locales automáticos o manuales.
Gestión de fallos	Las funciones de gestión de fallas mejoran la velocidad con la que se pueden localizar, identificar y seccionar las fallas, y la velocidad con la que se puede restaurar el servicio. Proporcionan información a los clientes, coordinan el envío de mano de obra y compilan estadísticas de información.
Análisis	Las funciones de análisis de retroalimentación de la operación comparan registros tomados de la operación en tiempo real relacionados con información sobre incidentes de red, conectividad y carga para optimizar el mantenimiento periódico.
Informes estadísticas	Las funciones de generación de informes y estadísticas operativas archivan datos en línea y realizan análisis de retroalimentación sobre la eficiencia y confiabilidad del sistema.
Cálculo de Red	Las funciones de cálculo de red en tiempo real (no se muestran) brindan a los operadores del sistema la capacidad de evaluar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.
Capacitación	Los roles de capacitación de los despachadores (no se muestran) brindan instalaciones para los despachadores que simulan el sistema real que utilizarán.
Registros y activos	Las funciones de registros y gestión de activos rastrean e informan sobre el inventario de equipos de red y subestaciones, proporcionan datos geoespaciales y visualizaciones geográficas, mantienen registros sobre activos no eléctricos y realizan planificación de inversiones en activos.
Planificación operaciones	Las funciones de planificación y optimización operativa realizan simulaciones de operaciones de red, programan acciones de conmutación, envían equipos de reparación, informan a los clientes afectados y programan la importación de energía. Mantienen bajo el costo de la energía importada durante los picos de generación, conmutación, deslastre de carga, DER o respuesta a la demanda..
Mantenimiento Construcción	Las funciones de mantenimiento y construcción coordinan la inspección, limpieza y ajuste de equipos; organizar la construcción y el diseño; despacho y programación de trabajos de mantenimiento y construcción; y capturar registros recopilados por los técnicos de campo para informar y realizar sus tareas.

Planificación de extensiones	Las funciones de planificación de la extensión de la red desarrollan planes a largo plazo para la confiabilidad del sistema eléctrico; monitorear el costo, desempeño y cronograma de construcción; y definir proyectos de ampliación de la red, como nuevas líneas, alimentadores o apartamentos.
Atención al cliente	Las funciones de atención al cliente ayudan a los clientes a comprar, aprovisionar, instalar y solucionar problemas de servicios de sistemas de energía. También transmiten y registran informes de problemas de los clientes.
Estimación estatal	Un proceso mediante el cual se aplican algoritmos de cálculo de red a parámetros medidos en tiempo real en toda la red eléctrica para producir la información necesaria para operar y optimizar el sistema.

- **Generación incluyendo dominio DER**

La generación de electricidad es el proceso de crear electricidad a partir de otras formas de energía y es el primer proceso en la entrega de electricidad a los clientes. Esta conversión puede incluir una amplia variedad de recursos energéticos primarios y tecnologías de conversión que van desde la combustión química y la fisión nuclear hasta el agua corriente, el viento, la radiación solar y el calor geotérmico (IL Monroy, 2002). Como suministro de electricidad principal para la red eléctrica, el dominio de Generación que incluye DER está conectado eléctricamente al dominio de Transmisión o Distribución o del Cliente, y comparte interfaces de comunicaciones con los dominios de Operaciones, Mercados, Transmisión y Distribución.

Figura 3-4 Dominio del modelo conceptual: Generación que incluye DER. Fuente: Tomado y adaptado de (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010)



Las comunicaciones son extremadamente críticas para los DER cada vez más generalizados en los niveles de distribución y sistemas a granel, incluidas las instalaciones detrás del medidor. Por lo tanto, el dominio Generación que incluye DER se ha actualizado para identificar explícitamente los flujos de comunicaciones necesarios con los dominios de Distribución, Cliente y Proveedor de servicios. Estos flujos de comunicaciones externas (que se muestran como flechas bidireccionales en la Figura 3-4 representan los flujos de comunicaciones entre dominios dibujados previamente en la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y no pretenden describir interacciones específicas entre roles o actores.

El modelo conceptual de NIST se ha actualizado para reflejar la interconexión eléctrica directa con el sistema de distribución que pueden utilizar los activos de generación distribuida y de menor escala. El dominio también pasó a llamarse Generación que incluye DER.

En la medida en que algunos de estos objetivos requieran coordinación entre múltiples dominios, esta complejidad y los requisitos de interoperabilidad asociados pueden examinarse a través de los flujos de comunicaciones del Modelo Conceptual. Los roles en el dominio Generación que incluye DER pueden incluir varios actores físicos, como relés de protección, unidades terminales remotas, monitores de equipos, registradores de fallas, interfaces de usuario y controladores lógicos programables.

En la Tabla 3-4 se muestran ejemplos de funciones típicas dentro del dominio Generación que incluye DER que dependen de los flujos de comunicaciones y requieren interoperabilidad.

Tabla 3-4 Aplicaciones típicas que requieren interoperabilidad en el dominio Generación incluyendo DER.

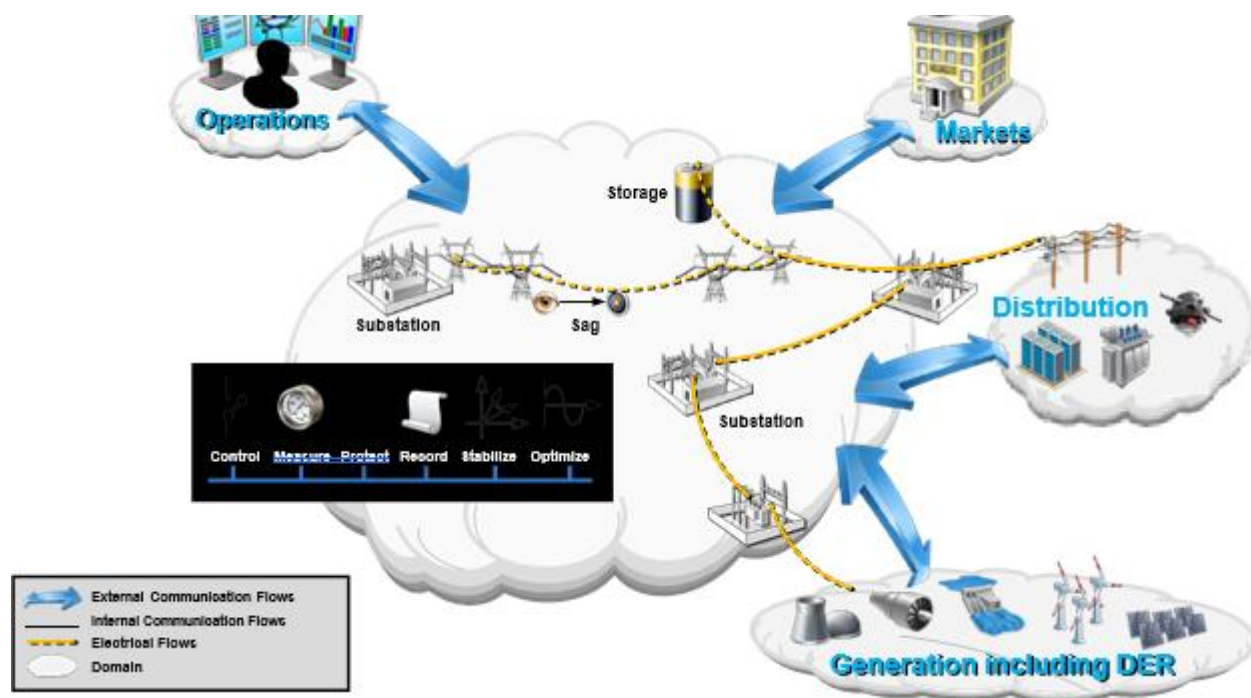
Ejemplo de aplicación	Descripción
Control	Realizado por roles que permiten al dominio de Operaciones gestionar el flujo de energía y la confiabilidad del sistema. Actualmente, un ejemplo físico es el uso de reguladores de ángulo de fase dentro de una subestación para controlar el flujo de energía entre dos sistemas de energía adyacentes.
Medida	Realizado por roles que brindan visibilidad del flujo de energía y el estado de los sistemas en el campo. En el futuro, la medición podría integrarse en dispositivos de campo cada vez más discretos en la red. Actualmente, un ejemplo son las mediciones digitales y analógicas recopiladas a través del sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) desde una unidad terminal remota y proporcionadas a un centro de control de red en el dominio de Operaciones.
Protección	Realizado por roles que reaccionan rápidamente a fallas y otros eventos en el sistema que podrían causar cortes de energía, caídas de tensión o la destrucción de equipos. Realizado para mantener altos niveles de confiabilidad y calidad de energía. Puede trabajar localmente o a gran escala.
Registro	Realizado por roles que permiten a otros dominios revisar lo que sucedió en la red con fines financieros, de ingeniería, operativos y de pronóstico.
Gestión de activos	Realizado por roles que trabajan juntos para determinar cuándo el equipo debe recibir mantenimiento, calcular la esperanza de vida del dispositivo y registrar su historial de operaciones y mantenimiento para que pueda revisarse en el futuro para tomar decisiones operativas y de ingeniería.

- Dominio de transmisión

La transmisión es la transferencia masiva de energía eléctrica, su importancia radica en que es el punto de encuentro de generadores y comercializadores, a través del cual se logra el intercambio físico de la energía eléctrica, viabilizando la competencia y optimizando, mediante los intercambios, el uso de los recursos de generación (ISA-INTERCOLOMBIA, 2024) Figura 3-5. Una red de transmisión generalmente es operada por una empresa de servicios públicos propietaria de la transmisión, un

operador de transmisión regional o un operador de sistema independiente (RTO, ISO respectivamente), cuya responsabilidad principal es mantener la estabilidad en la red eléctrica equilibrando la generación (oferta) con la carga (demanda) en todas partes. la red de transmisión. Ejemplos de actores físicos en el dominio de la Transmisión incluyen unidades terminales remotas, medidores de subestaciones, relés de protección, monitores de calidad de energía, unidades de medición de fasores, monitores de caída, registradores de fallas e interfaces de usuario de subestaciones.

Figura 3-5 Descripción general del dominio de Transmisión. Fuente: Tomado y adaptado de (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010)



Los roles en el dominio de Transmisión generalmente realizan las aplicaciones que se muestran en el diagrama Figura 3-5 y se describen en la Tabla 3-5. El dominio de Transmisión puede contener DER, como almacenamiento eléctrico o unidades de generación de pico.

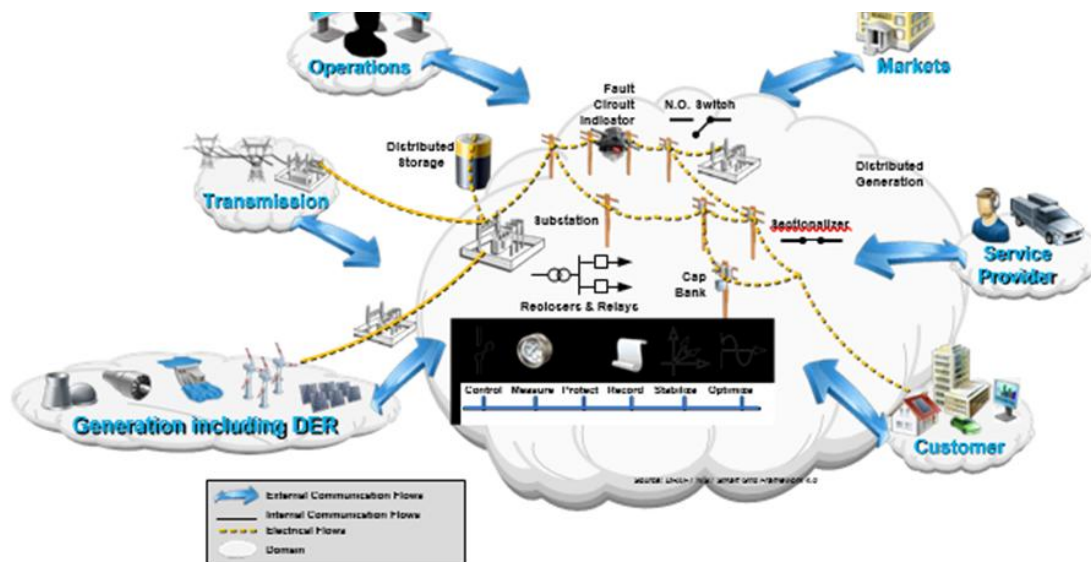
Tabla 3-5 Aplicaciones típicas en el dominio de Transmisión.

Ejemplo Solicitud	Descripción
Subestación	El control y supervisión sistemas dentro a subestación.
Almacenamiento	Un sistema que controla la carga y descarga de una energía. almacenamiento unidad a puente temporal desajustes en suministrar, demanda, e infraestructura capacidades.
Medición &Control	Incluye todo tipo de sistemas de medida y control para medir, registrar y controlar, con la intención de proteger y optimizar la red.operación

- Dominio de Distribución

El dominio de distribución es la interconexión eléctrica entre el dominio de Transmisión, el Dominio del cliente y puntos de medición de consumo, almacenamiento distribuido y distribución. Generación, ver Figura 3-6. Al igual que el dominio de generación incluido DER, el dominio de distribución puede contener DER, como almacenamiento eléctrico, unidades de generación de pico u otros activos de mediana escala como instalaciones solares comunitarias.

Figura 3-6 Descripción general del dominio de Distribución. Fuente: Tomado y adaptado de (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010)



Históricamente, los sistemas de distribución han sido configuraciones radiales, con poca telemetría, y casi todas las comunicaciones dentro del dominio eran realizadas por humanos. La principal base de sensores instalada en este dominio era anteriormente el cliente con un teléfono, cuya llamada iniciaría el envío de un equipo de campo para restaurar la energía. Muchas interfaces de comunicaciones dentro de este dominio han sido jerárquicas y unidireccionales, aunque ahora generalmente se puede considerar que funcionan en ambas direcciones, incluso cuando las conexiones eléctricas apenas comienzan a soportar el flujo bidireccional. Los actores de distribución pueden tener comunicación local entre dispositivos (P2P) (Ricardo et al., 2020) o una metodología de comunicación más centralizada. El uso de comunicaciones de mayor velocidad para gestionar y optimizar el flujo de energía y la generación y el consumo de electricidad en tiempo real es una preocupación emergente para todas las partes interesadas, particularmente con una mayor penetración de DER (Red Detrás del Medidor).

En la red inteligente, el dominio de Distribución tendrá mayores capacidades de detección y control y se comunicará de manera más granular con el dominio de Operaciones en tiempo real para gestionar los complejos flujos de energía asociados con las nuevas tecnologías, los proveedores de servicios públicos pueden comunicarse con el dominio del cliente utilizando la infraestructura del dominio de distribución, lo que cambiaría la infraestructura de comunicaciones seleccionada para su uso dentro del dominio. Cabe señalar que el DER puede considerarse un activo tanto de transmisión como de distribución, por lo que el modelo ha sido actualizado para reflejar esta realidad desde el punto de vista eléctrico y de comunicaciones. En la Tabla 3-6 se encuentran ejemplos de categorías de aplicaciones típicas en el dominio de la distribución.

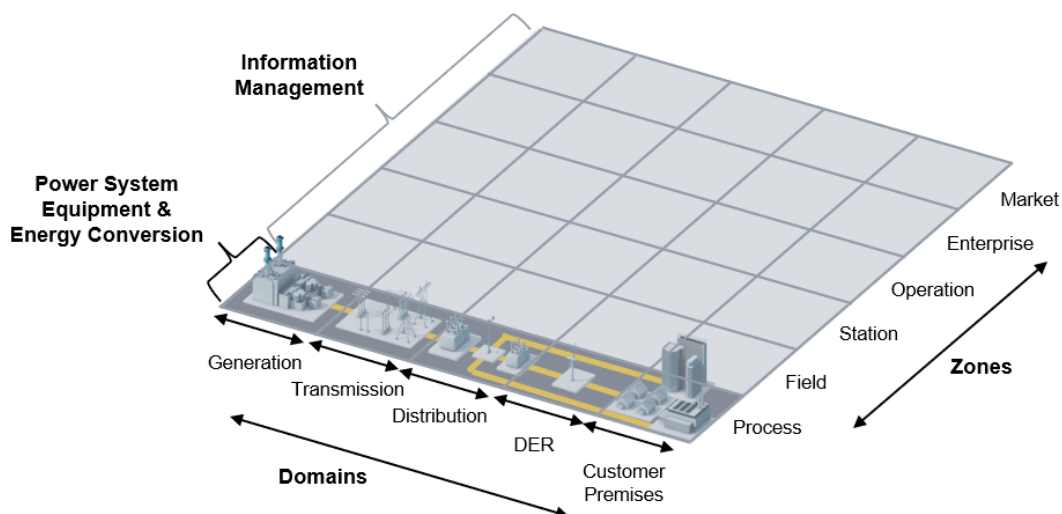
Tabla 3-6 Aplicaciones típicas dentro del dominio de Distribución.

Ejemplo Solicitud	Descripción
Subestación	Los sistemas de control y monitoreo dentro de una subestación.
Almacenamiento	Sistema que controla la carga y descarga de una unidad de almacenamiento de energía para salvar los desajustes temporales en la oferta, la demanda y las capacidades de infraestructura.
Repartido Generación	Fuente de energía ubicada en el lado de distribución de la red.
Sin cables Alternativas	DER, ya sea individualmente o agregados, que se utilizan para reemplazar o diferir las actualizaciones de la infraestructura de distribución.
Medición &Control	Incluye todo tipo de sistemas de medida y control para medir, registrar y controlar los flujos de energía, con el fin de proteger y optimizar el funcionamiento de la red.

3.1.2 Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (SGAM)

En el contexto del mandato de normalización M/490 de la Comisión Europea, se ha desarrollado el Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (SGAM) para proporcionar una visión holística de los sistemas de Red Inteligente (CEN/CENELEC/ETSI, 2012). Desde este punto, se identifica la metodología europea para la definición de arquitecturas de sistemas inteligentes interoperables principalmente aplicables a sistemas eléctricos. Esta metodología se basa en el modelo SGAM en donde cada una de las aplicaciones se desarrolla como un caso de uso y a partir de este modelamiento se mapea sobre la arquitectura SGAM (Ver Figura 3-3), identificando los estándares de interoperabilidad en las diferentes capas.

Figura 3-3 Capas de interoperabilidad Modelo SGAM. Tomado de (IEC - International Electrotechnical Commission, 2021)



El Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (SGAM) fue introducido por el Grupo de Coordinación de Redes Inteligentes en 2012. (CEN/CENELEC/ETSI, 2012). El SGAM se centra en una descripción estructurada de un Sistema Smart Grid distribuido con el fin de identificar brechas de estandarización. El SGAM comprende cinco capas de puntos de vista centrales, que abordan preocupaciones particulares en términos de interoperabilidad, y también abordan aspectos comerciales que generalmente están fuera del alcance de la estandarización. Estas capas se denominan Negocio, Función, Información, Comunicación y Componente.

Capa Empresarial: La capa empresarial representa la visión empresarial sobre el intercambio de información relacionada con las redes inteligentes. SGAM se puede utilizar para mapear estructuras y políticas regulatorias y económicas (de mercado), modelos de negocios, carteras de negocios (productos y servicios) de las partes involucradas en el mercado. En esta capa también se pueden representar las capacidades y los procesos comerciales. De esta manera apoya a los ejecutivos de negocios en la toma de decisiones relacionadas con (nuevos) modelos de negocios y proyectos de negocios específicos (caso de negocios), así como a los reguladores en la definición de nuevos modelos de mercado.

Capa de funciones: la capa de funciones describe funciones y servicios, incluidas sus relaciones desde un punto de vista arquitectónico. Las funciones se representan independientemente de los actores y las implementaciones físicas en aplicaciones, sistemas y componentes. Las funciones se derivan de la extracción de la funcionalidad del caso de uso que es independiente de los actores.

Capa de información: La capa de información describe la información que se utiliza e intercambia entre funciones, servicios y componentes. Contiene objetos de información y los modelos de datos canónicos subyacentes. Estos objetos de información y modelos de datos canónicos representan la semántica común de funciones y servicios para permitir un intercambio de información interoperable a través de medios de comunicación.

Capa de comunicación: El énfasis de la capa de comunicación es describir protocolos y mecanismos para el intercambio interoperable de información entre componentes en el contexto del caso de uso, función o servicio subyacente y objetos de información o modelos de datos relacionados.

Capa de componentes: El énfasis de la capa de componentes es la distribución física de todos los componentes participantes en el contexto de la red inteligente. Esto incluye actores del sistema, aplicaciones, equipos del sistema de energía (generalmente ubicados a nivel de proceso y de campo), dispositivos de protección y telecontrol, infraestructura de red (conexiones de comunicación por cable/inalámbrica, enrutadores, conmutadores, servidores) y cualquier tipo de computadoras.

Cada capa en sí se representa mediante la utilización del plano de Smart Grid, que se define de la siguiente manera:

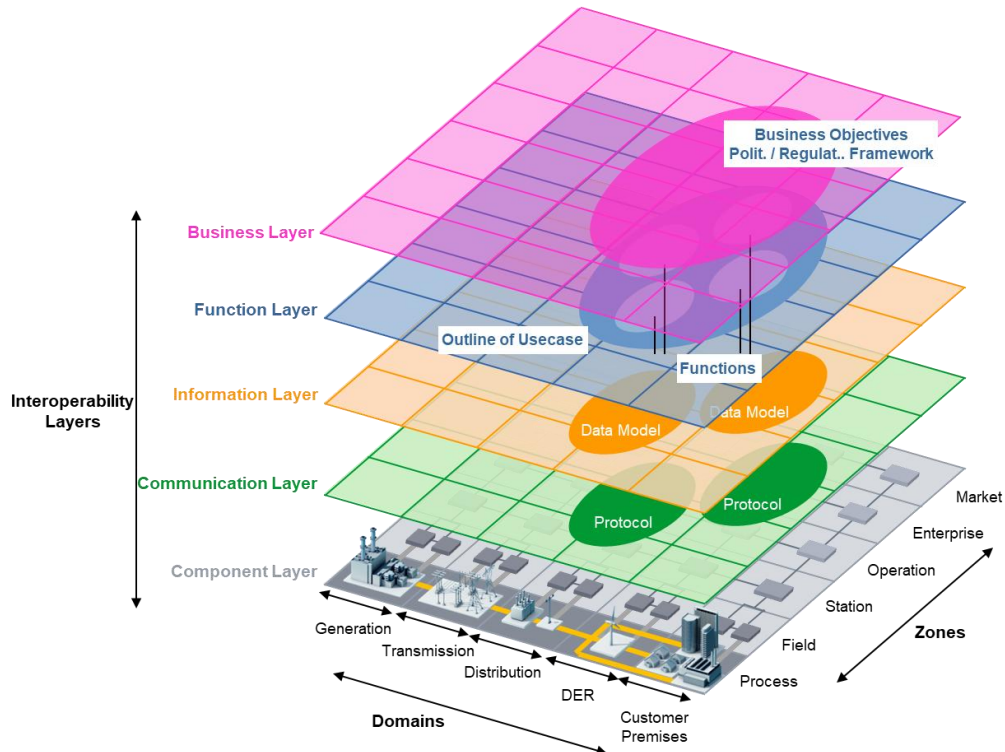
En general, la gestión de sistemas de energía distingue entre los puntos de vista de gestión de procesos eléctricos y de gestión de información. Estos puntos de vista se pueden dividir en los dominios físicos de la cadena de conversión de energía eléctrica y las zonas (o niveles) jerárquicos para la gestión de los procesos eléctricos. La aplicación de este concepto al modelo conceptual de red inteligente permite cimentación del plano *Smart Grid*. Este plano de red inteligente permite la representación en qué niveles (zonas jerárquicas) de interacciones de gestión del sistema eléctrico entre dominios tienen lugar. Según este concepto, aquellos dominios que están físicamente relacionados con la red eléctrica (generación masiva, transmisión, distribución, DER, instalaciones del cliente) se organizan de acuerdo con la cadena de conversión de energía eléctrica. Los dominios conceptuales Operaciones y Mercado forman parte de la gestión de la información y representan zonas jerárquicas específicas. Las zonas SGAM representan los niveles jerárquicos de gestión del sistema de energía [IEC62357-2011]. Estas zonas reflejan un modelo jerárquico que considera el concepto de agregación y separación funcional en la gestión del sistema eléctrico. La idea básica de este modelo jerárquico se establece en el modelo de referencia de Purdue para la fabricación integrada por computadora, que fue adoptado por la norma IEC 62264-1 para la "integración del sistema de control empresarial" [IEC 62264-2003]. Este modelo también se aplicó a la gestión de sistemas de energía. El dominio conceptual Proveedor de Servicios representa un grupo de actores que tiene un papel universal en el contexto de las redes inteligentes. Lo anterior

significa que un Proveedor de Servicios puede ubicarse en cualquier segmento del plano de la red inteligente según el rol que tenga en un caso específico. (CEN/CENELEC/ETSI, 2012)

Cada una de las capas mencionadas anteriormente consta de cinco dominios que se subdividen en seis zonas. Los dominios se constituyen de acuerdo con la cohesión organizacional para permitir una identificación más simple de los límites organizacionales para identificar interfaces entre organizaciones. Los dominios se componen en particular de la cadena de suministro del sector energético en su orden desde la generación hasta el uso. Por lo tanto, se denominan Generación, Transmisión, Distribución, DER y Locales del Cliente. Las zonas se definen según las zonas de automatización, es decir, desde la automatización a nivel empresarial hasta el nivel de proceso. Esto es esencial para distinguir entre los diferentes tipos de tecnologías y estándares utilizados. Las zonas se denominan Mercado, Empresa, Estación, Operación, Campo y Proceso.

En la Figura 3-4 se puede visualizar una representación gráfica general del SGAM, UE M/490 para redes inteligentes.

Figura 3-4 Representación gráfica general del SGAM, UE M/490 para redes inteligentes. Fuente: (IEC - International Electrotechnical Commission, 2021)



- Dominios

El Plano *Smart Grid* cubre la cadena completa de conversión de energía eléctrica, tal y como se describe en la Tabla 3-7 - Dominios SGAM.

Tabla 3-7 Dominios SGAM.

Dominio	Funciones/Servicios en el Dominio
Generación masiva	Representa la generación de energía eléctrica en grandes cantidades, como por ejemplo mediante plantas de energía fósil, nuclear e hidroeléctrica, parques eólicos marinos, plantas de energía solar a gran escala (es decir, fotovoltaica, CSP), generalmente conectadas al sistema de transmisión.
Transmisión	Representa la infraestructura y organización que transporta electricidad a largas distancias.
Distribución	Representar la infraestructura y organización que distribuye electricidad a los clientes.
DER	Representa recursos eléctricos distribuidos conectados directamente a la red de distribución pública, aplicando tecnologías de generación de energía a pequeña escala (normalmente en el rango de 3 kW a 10.000 kW). Estos recursos eléctricos distribuidos pueden ser controlados directamente por DSO.
Usuarios	Alojando tanto a los usuarios finales de electricidad como a los productores de electricidad. Las instalaciones incluyen instalaciones industriales, comerciales y domésticas (por ejemplo, plantas químicas, aeropuertos, puertos, centros comerciales, viviendas). También generación en forma de P.E Se alojan generación fotovoltaica, almacenamiento de vehículos eléctricos, baterías, microturbinas.

- Zonas

Las zonas SGAM representan los niveles jerárquicos de gestión del sistema de energía [IEC62357-2011]. Estas zonas reflejan un modelo jerárquico que considera el concepto de agregación y separación funcional en la gestión del sistema eléctrico. La idea básica de este modelo jerárquico se establece en el modelo de referencia de Purdue para la fabricación integrada por computadora, que fue adoptado por la norma IEC 62264-1 para la "integración del sistema de control empresarial" [IEC 62264-2003]. Este modelo también se aplicó a la gestión de sistemas de energía. Esto se describe en IEC 62357 "Arquitectura de referencia para servicios de modelos de objetos" [IEC 62357-2003, IEC 62357-1-2012].(Neureiter, 2014).

El concepto de agregación considera múltiples aspectos en la gestión de los sistemas eléctricos:

- ✓ **Agregación de datos:** Los datos de la zona de campo generalmente se agregan o concentran en la zona de la estación para reducir la cantidad de datos que se comunicarán y procesarán en la zona de operación.
- ✓ **Agregación espacial:** Desde una ubicación distinta hasta un área más amplia (por ejemplo, los equipos del sistema de energía de alta y media tensión generalmente están dispuestos en bahías, varias bahías forman una subestación; múltiples DER forman una estación de planta, los medidores de DER en las instalaciones del cliente se agregan mediante concentradores para una comunidad).

Además de la agregación, la división en zonas sigue el concepto de separación funcional. Se asignan diferentes funciones a zonas específicas. El motivo de esta asignación suele ser la naturaleza específica de las funciones, pero también la consideración de las filosofías de los usuarios. Las funciones en tiempo real suelen estar en la zona de campo y estación (medición, protección, medición de fasores, automatización...). Las funciones que cubren un área, múltiples subestaciones o plantas, distritos de la ciudad generalmente están ubicadas en la zona de operación (por ejemplo, monitoreo de área amplia, programación de generación, gestión de carga, equilibrio, supervisión y control del sistema eléctrico del área, gestión de datos de medidores). (Neureiter, 2014).

Las zonas SGAM se describen en la Tabla 3-8- Zonas SGAM

Tabla 3-8 Zonas SGAM.

Zonas	Descripción
Proceso	Incluye las transformaciones físicas, químicas o espaciales de la energía (electricidad, solar, calor, agua, viento...) y los equipos físicos directamente implicados. (Ej. generadores, transformadores, disyuntores, líneas aéreas, cables, cargas eléctricas, cualquier tipo de sensores y actuadores que formen parte o estén conectados directamente al proceso).
Campo	Incluye equipos para proteger, controlar y monitorear el proceso del sistema de energía, por ejemplo, relés de protección, controladores de bahía, cualquier tipo de dispositivos electrónicos inteligentes que adquieran y utilicen datos de proceso del sistema de energía
Estación	Representa el nivel de agregación de área para el nivel de campo, por ejemplo, para concentración de datos, agregación funcional, automatización de subestaciones, sistemas SCADA locales, supervisión de planta.

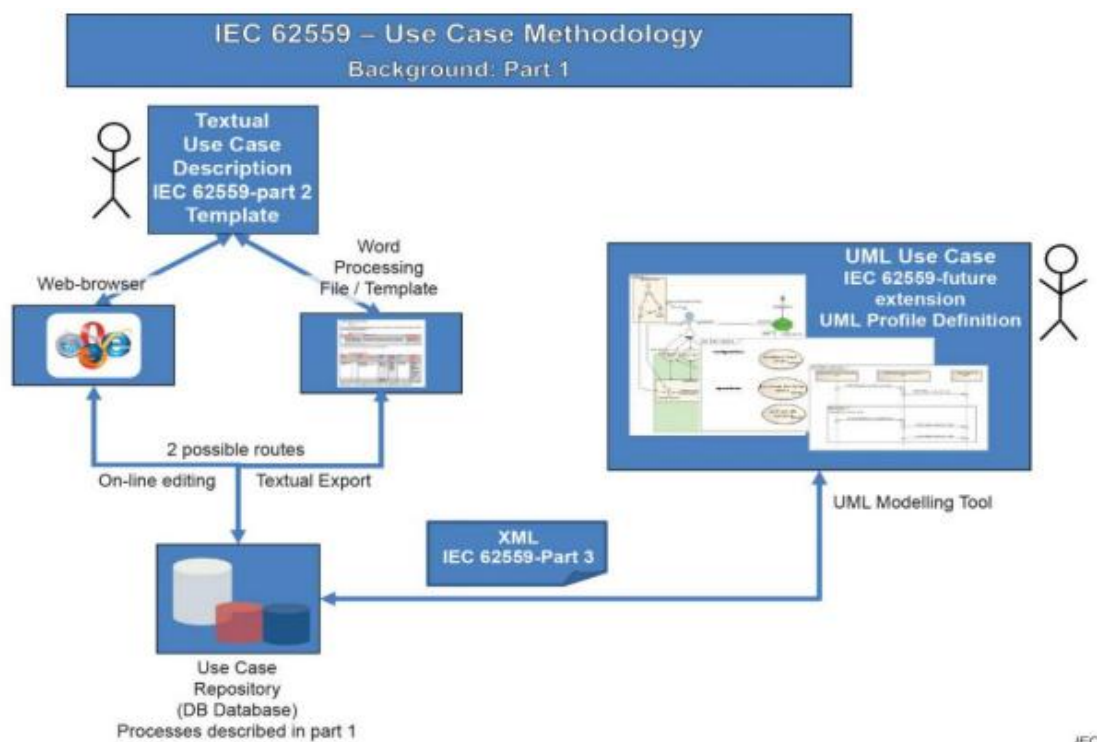
Operación	Cobija la operación de control del sistema eléctrico en el dominio respectivo, por ejemplo, sistemas de gestión de distribución (DMS), sistemas de gestión de energía (EMS) en sistemas de generación y transmisión, sistemas de gestión de microrredes, sistemas de gestión de plantas de energía virtuales (que agregan varios DER), vehículos eléctricos (EV) Sistemas de gestión de carga de flotas.
Empresa	Incluye procesos, servicios e infraestructuras comerciales y organizativos para empresas (servicios públicos, proveedores de servicios, comercializadores de energía), por ejemplo, gestión de activos, logística, gestión de la fuerza laboral, formación del personal, gestión de relaciones con los clientes, facturación y adquisiciones.
Mercado	Reflejar las operaciones de mercado posibles a lo largo de la cadena de conversión de energía, por ejemplo, comercio de energía, mercado masivo, mercado minorista.

3.1.3 Norma IEC 62559-2

La norma internacional IEC 62559 ha sido publicada por el Comité Técnico de IEC sobre aspectos del sistema de suministro de energía eléctrica para sistemas complejos, la metodología de casos de uso apoya una comprensión común de funcionalidades, actores y procesos entre diferentes comités técnicos o incluso diferentes organizaciones. Desarrollada como herramienta de ingeniería de software, la metodología se puede utilizar para respaldar el desarrollo de estándares, ya que facilita el análisis de requisitos en relación con estándares nuevos o existentes. (Kuchenbuch et al., 2023).

La Figura 3-5 proporciona una descripción general de la primera parte previa de la serie IEC 62559, describe principalmente la relación entre la Parte 2 (la plantilla de caso de uso), la Parte 3 (el formato de importación/exportación XML) y el repositorio de casos de uso común. (IEC - European Commission, 2021)

Figura 3-5 – Composición de la serie de estándares IEC 62559: la metodología de casos de uso. Fuente: (IEC - European Commission, 2021)



- **Parte 1:** Concepto y procesos de estandarización: proporciona una base para un repositorio común de casos de uso (EPRI, 2024), utilizado para recopilar y armonizar casos de uso genérico y ampliamente aceptado para futuros trabajos de estandarización en una plataforma colaborativa común. Esta parte también describe los procesos y conceptos básicos del enfoque CU.
- **Parte 2 :** Definición de las plantillas para casos de uso, lista de actores y lista de requisitos: Define estructuras estándar para describir casos de uso en formato de formulario para obtener una lista de actores y una lista de requisitos compartida con todas las CU.
- **Parte 3:** Definición de objetos de plantillas de casos de uso en formato serializado XML: Define la forma en que se debe serializar el modelo de casos de uso analizado en la parte 2 en XML, para poder ser almacenado, por ejemplo, en el repositorio de casos de uso descrito en la parte 1 de la serie.
- **Parte 4:** Mejores prácticas en el desarrollo de casos de uso para procesos IEC y proyectos de empresa: Presenta buenas prácticas para la creación de CU en sus propios procesos IEC y otras empresas, centrándose en recomendaciones sobre el enfoque de CU en un sentido más amplio.

3.1.4 Modelo de caso de uso estándar IEC 62559-2

Para determinar la arquitectura de monitoreo y supervisión del sistema fotovoltaico, se implementará y estructurará una plantilla propuesta en el caso de uso, de acuerdo con el estándar IEC 62559-2. Esta plantilla detallará los pasos necesarios, incluyendo la definición de la plantilla para casos de uso, la lista de actores y la lista de requisitos. Para esta investigación, nos basaremos en el estándar IEC 62559-3, que define la aplicación de la plantilla de casos de uso en formato serializado XML. La metodología de casos de uso definirá ideas, objetivos y requisitos de negocio, detallándolos en descripciones de casos de uso. Esta información se utilizará como base para identificar y vincular la arquitectura de referencia, que describirá los tipos de componentes utilizados.

A continuación, se especifica la metodología de Casos de Uso IEC, presentado en la norma IEC 62559-2 cubriendo los aspectos más relevantes descritos y detallados en la Tabla 3-9:

1. Descripción del Caso de Uso.
2. Diagramas de casos de uso.
3. Detalles técnicos.
4. Análisis paso a paso del Caso de Uso.
5. Información intercambiada.
6. Requisitos.
7. Términos y definiciones comunes.
8. Información personalizada.

Tabla 3-9 Secciones del caso de uso según estándar IEC 62559

ID	Secciones	Secciones
a	Descripción caso de uso	- Nombre del caso de uso - Objetivos y alcances - Narrativa - Indicadores de rendimiento (KPI) - Condiciones
b	Diagramas de casos de uso	
c	Detalles técnicos	- Actores
d	Análisis paso a paso del caso de uso	- Escenarios
e	Información intercambiada	- Información intercambiada - Estándares
f	Requisitos	
g	Términos y definiciones comunes	
h	Información personalizada	

De lo anterior, este capítulo ha explorado en profundidad la arquitectura de Modelo de Referencia Lógica NIST, el Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (SGAM) y la Plantilla de Casos de Uso IEC 62559-1-2-3. Estos modelos y estándares proporcionan las bases esenciales para el diseño de un caso de uso que permita la creación de una arquitectura de monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos para la isla de San Andrés. La necesidad de utilizar las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) para la comunicación entre los diversos componentes involucrados en los procesos de la red inteligente ha sido definida. Los objetivos particulares de la red inteligente, como la optimización y coordinación de los elementos y su funcionamiento en la red de transmisión y distribución, requieren una atención especial a aspectos como la protección de infraestructuras críticas, la disponibilidad del sistema en cuanto a conectividad y el tiempo de funcionamiento, así como la confiabilidad de la infraestructura y sus componentes básicos. Durante el diseño de la arquitectura, es crucial considerar la interoperabilidad y el intercambio de información para garantizar un análisis significativo de los requisitos técnicos y no técnicos. La estandarización de las soluciones técnicas a nivel internacional y nacional es una forma particular de lograr este objetivo. La iniciativa propuesta representa un gran paso en la estandarización de las redes inteligentes en la isla de San Andrés, integrando las mejores prácticas de comunicación, ingeniería eléctrica y automatización. Además, se ha establecido un vínculo con las iniciativas del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) de Norte América, desarrollando conceptos más específicos de dominio a partir de diferentes organismos de estandarización. El Modelo Conceptual NIST Smart Grid define siete dominios y sus interacciones, mientras que el Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (SGAM) proporciona una visión holística a través de cinco capas donde se permea cada aspecto del caso de uso a desarrollar. Finalmente, la norma IEC 62559-2 ofrece una metodología estructurada para la definición de casos de uso, detallando los pasos necesarios para implementar una plantilla de caso de uso que incluya la definición de la plantilla, la lista de actores y la lista de requisitos.

Esta metodología se utilizará como base para identificar y vincular la arquitectura de referencia necesaria para el sistema fotovoltaico en San Andrés.

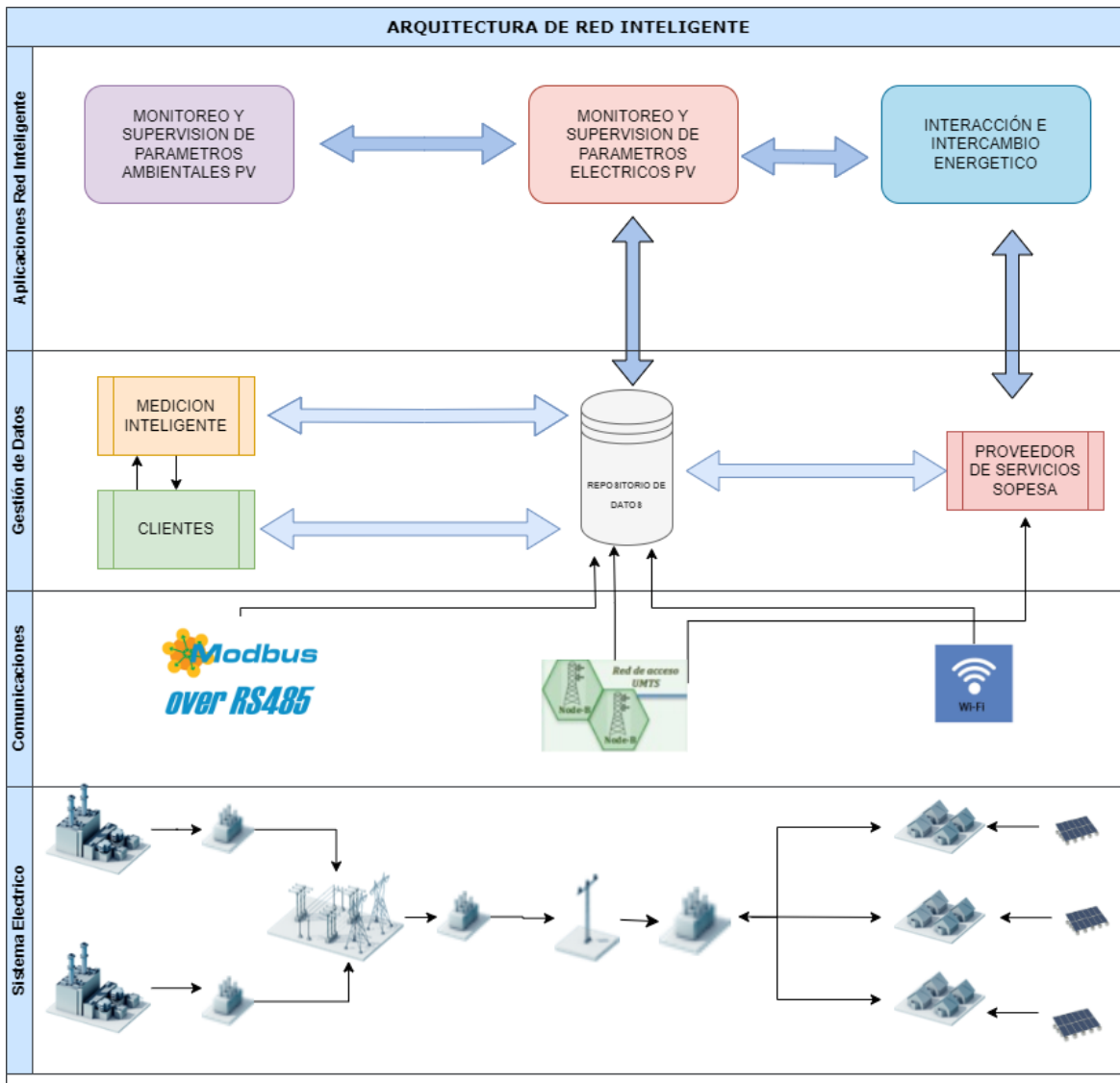
4. Caso De Uso Para El Monitoreo y Supervisión de Sistemas Fotovoltaicos que permitan la interacción con los usuarios

El presente capítulo desarrolla la metodología de estudio de caso previamente detallada en el capítulo anterior. En primer lugar, se describirán los requerimientos de la red inteligentes básicos para adentrarnos en la conformación del caso de uso que contribuye en la gestión del monitoreo y supervisión de un sistema basado en el modelo de Smart Grid detallando las funcionalidades de este. Al considerar una actualización de cualquier red, se debe tener en cuenta los requisitos que el nuevo sistema tendrá junto a las posibles interacciones que se presenten, así como los futuros escenarios. Se desarrolla el estudio de caso según lo descrito en la norma IEC/-PAS 62559, que en (Gottschalk et al., 2017) establece que para la gestión de proyectos de Smart Grid, es importante describir los casos de uso y sus funcionalidades de acuerdo con la estructura SGAM (Smart Grid Architecture Model) previamente mencionada en el capítulo anterior, ver Figura 3-5. Y la estructuración de las capas del SGAM se diseñaran bajo el software y su **Toolbox Sgam** de Enterprise Architect ®.(SPARX SYSTEM, 2024)

4.1 Requerimientos de la red inteligente.

La implementación de una red inteligente requiere de la selección de una arquitectura en donde se determine de manera clara cada uno de los elementos que deben interactuar para lograr el flujo de datos que necesitan las aplicaciones, de esta forma lograr una coordinación entre los diferentes dispositivos, potencializando los beneficios. En la Figura 4-1 se presenta una arquitectura básica para la implementación de red inteligente en la isla de san Andrés.

Figura 4-1 Arquitectura básica para la implementación de la red inteligente. Fuente: Autor



De la Figura 4-1, se establece que, para el diseño de la respectiva arquitectura de monitoreo de supervisión de sistemas fotovoltaicos, se tendrán un caso de negocio, para (Gottschalk et al., 2017) la construcción de casos de uso generalmente se basa en un caso de negocio abstracto sin detalles técnicos, esto debido a que al construirlos se necesita asegurar que se describan los objetivos del negocio en diferentes capas de granularidad. La Tabla 4-1 presenta la relación entre los objetivos de negocio y el caso de uso propuestos para elaborar una arquitectura de monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos que permitan la transacción de energía enfocada en los conceptos clave de interoperabilidad y ciberseguridad.

Tabla 4-1 Relación entre los objetivos de negocio y el caso de uso propuestos.

ID	Caso de negocio	Caso de uso relacionado	Objetivos de negocio
1	Confiabilidad del sistema	Estado de la red Inteligente en la isla de san Andrés.	<ul style="list-style-type: none"> • Detección y respuesta rápida a fallas en el sistema eléctrico. • Estabilidad del sistema eléctrico con y sin fuentes de energía renovable distribuida. • Control del equilibrio sobre la generación y demanda de energía eléctrica. • Seguridad en el tratamiento, transmisión, almacenamiento y uso de la información. • Monitoreo de parámetros eléctricos y medio ambientales en sistemas fotovoltaicos. • Interacción y transacción de energía.

Confiabilidad del sistema:

El caso de negocio de confiabilidad del sistema se relaciona con el caso de uso estado de la red inteligente debido a que el caso de uso tiene como premisa monitorear el servicio energético para conocer en detalle el comportamiento en tiempo real del sistema y gestionar los recursos energéticos eficientemente incluyendo la transacción de la energía con la empresa prestadora. Aquí, la inclusión de actores que supervisen los diferentes recursos energéticos presentes en la nueva red es de gran importancia porque buscan asegurar un correcto funcionamiento del sistema y alertan sobre las posibles fallas que se puedan presentar para ser resueltas en el menor tiempo posible minimizando los impactos de la falla en el sistema y hacia los prosumidores. (Henry Díaz, 2024).

4.2 Caso de Uso: Estado de la red Inteligente en la isla de San Andrés

El caso de uso estado de la red inteligente en la isla de San Andrés integra diferentes aspectos como son tecnología, consumo, gestión energética y transacción de energía, buscando transformar e incrementar la eficiencia energética de la red actual. La isla de San Andrés ha dependido de la utilización de combustible fósil para la generación de energía eléctrica. Este es transportado a la isla por vía marítima, lo que aumenta los costos de la utilización de la energía, siendo el kwh más costoso del país. En un mundo globalizado en donde la integración de nuevas tecnologías y sistemas de información permanecen en constante evolución buscando incrementar la eficiencia de productos y servicios mediante la automatización y monitorización de cada uno de los procesos, las redes eléctricas no pueden ser ajenas a este tipo de innovación.

Este caso de uso se centra en la supervisión y monitoreo de sistemas fotovoltaicos que interactuaran y se conectaran a la red inteligente actual de la isla de San Andrés administrado por la compañía AMS E.S.P filial de la empresa prestadora de energía del archipiélago SOPESA E.S.P, desde el proceso de Microgeneración, consumo e interacción y transacción de energía eléctrica. Así, se evidencia la necesidad de establecer mecanismos adecuadas para el tratamiento de la información, desde la recopilación de datos de cada uno de los dispositivos hasta su transmisión y almacenamiento para su utilización en la entrega de informes de estado, adecuados a los diferentes actores que la integran.

4.2.1 Descripción general caso de uso

4.2.2 Nombre del caso de uso

<i>Identificación de casos de uso</i>		
<i>IDENTIFICACIÓN</i>	<i>Dominio(s)</i>	<i>Nombre del caso de uso</i>
PV-UNAL-SAI-01	SGAM.dominios/SGAM.zonas	Estado de la red: Inteligente de la isla de San Andrés

4.2.3 Alcance y objetivos del caso de uso

<i>Alcance y objetivos del caso de uso</i>	
<i>Caso de negocio relacionado</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología • Consumo • Gestión energética • Transacción de energía
<i>Alcance</i>	Las nuevas redes inteligentes transforman y mejoran la eficiencia de sus procesos eléctricos mediante el uso de diferentes tecnologías y medios de comunicación que permiten su monitoreo y supervisión en tiempo real. La verificación del estado de la red incluye tareas como: verificar el estado de parámetros eléctricos del sistema PV, parámetros metrológicos del sistema PV, monitorear el consumo energético de los prosumidores, validar la integración y la interacción a la red de energía. Para estas actividades se utilizan sistemas de sensores y tecnologías inteligentes para dar fiabilidad al sistema revisando en tiempo real el correcto funcionamiento de todos los elementos que componen la red y al mismo tiempo generando alertas en caso de fallas. El diseño de un sistema de detección de fallas en donde sus actores no se integren de forma coordinada puede influir notablemente en la eficiencia de la red y los datos generados del monitoreo y la supervisión del sistema PV.
<i>Objetivo</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Detección y respuesta rápida a fallas en el sistema eléctrico. • Estabilidad del sistema eléctrico con y sin fuentes de energía renovable distribuida. • Control del equilibrio sobre la generación y demanda de energía eléctrica. • Seguridad en el tratamiento, transmisión, almacenamiento y uso de la información. • Monitoreo de parámetros eléctricos y medio ambientales en sistemas fotovoltaicos. • Interacción y transacción de energía.

4.2.4 Narrativa del caso de uso

Narrativa del caso de uso

Descripción breve: máximo 3 oraciones

Un sistema de monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos requiere conocer el estado de la red inteligente actual en la isla de San Andrés permitiendo introducir e integrar la detección de fallas en el sistema de distribución incrementando la robustez y confiabilidad del sistema, dando alertas y respuestas rápidas a problemas presentes en la generación, distribución, o fallas en la red de comunicación por cobertura de eficiente que pueden ser originados por daños provenientes de terceros, ataques cibernéticos que contaminen la información y problemas de interoperabilidad entre los equipos. Se hace necesario crear una arquitectura basada en el modelo SGAM que integre y actualice los dispositivos de la red tradicional con nuevas tecnologías impactando de manera positiva los prosumidores en la isla de San Andrés.

Descripción completa

Las fallas que pueden presentarse durante el proceso energético son diversas y con alta probabilidad de suceso. San Andrés Islas al ser una zona no interconectada presenta cierta vulnerabilidad en su servicio eléctrico. Por lo cual se hace necesario implementar una arquitectura que logre monitorear y supervisar en tiempo real cada uno de los parámetros del sistema PV y la red eléctrica. Un sistema de monitoreo en una red *Smart Grid*, como la que se propone en este estudio, deberá ser capaz de administrar las tecnologías de respuesta inmediata ante señales de fallas en cualquier espacio de tiempo, como son: fallas de cobertura de la red UMTS parámetros eléctricos del sistema PV, fallas en el sistema metrológico. Ahora bien, es importante que el sistema de monitoreo sea capaz de detectar cualquier tipo de falla por más pequeña que esta sea, garantizando una alta precisión en sus señales, sin incurrir en falsas alarmas. El sistema de detección de fallas de una red eléctrica se compone de diversos dispositivos como son sensores que recogen la información de campo y de tecnologías de información que analizan y procesan estas señales para generar informes del estado de la red.

Durante el proceso de generación, transformación, distribución y transacción se pueden tener varios escenarios de funcionamiento, desde la operación normal hasta los múltiples casos de problemas debido fallas o problemas propios del sistema, así como los causados por fenómenos ambientales. Por ejemplo, en la generación PV de la energía se pueden presentar afectaciones en los arreglos fotovoltaicos o aumento de la temperatura en ciertas épocas del año o disminución de la radicación por radiación difusa prologada en los meses de octubre - enero. Cuando se ejecute el proceso de inyección a red automáticamente el sistema de monitoreo inspecciona cada una de las variables presentes, proporcionando señales de alerta en el momento que se presente algo inusual.

Al contar con un sistema de monitoreo, permitirá dinamizar el proceso de localización de fallas reduciendo considerablemente el tiempo invertido en localizar y corregir la falla en comparación con la metodología utilizada en las redes eléctricas tradicionales. Adicionalmente, el monitoreo del estado de la red debe vigilar la inyección de energía y las transacciones de los usuarios con la empresa prestadora. Todas estas características deben ser acompañadas de sistemas de comunicaciones robustos que exploten los últimos desarrollos en redes de computación y transmisión de datos para garantizar una excelente calidad del servicio al cliente.

Es por ello por lo que un sistema de monitoreo efectivo tiene gran relevancia dentro de la calidad del servicio energético esperado por los prosumidores, con él se garantiza salvaguardar los activos eléctricos tanto de empresa prestadora como los equipos en los hogares, así como la reducción de los riesgos que puedan causar los distintos tipos de daños.

4.2.5 Condiciones del caso de uso

Suposiciones

1. La automatización de la lectura de consumo puede verse afectada por la no actualización de los medidores de energía.
2. Los pilotos de energía renovable no producen información relevante que permita saber el nivel de energía que aportan a la red eléctrica.

3. Los requisitos de interoperabilidad entre los equipos tradicionales y los nuevos a desplegar no son considerados.
4. Existe disponibilidad de plataformas tecnológicas de comunicación que permiten la conexión a internet a alta velocidad.
5. Disponibilidad en infraestructura física para la instalación de sensores encargados de analizar las señales generadas en los diferentes dispositivos.
6. La red posee aplicaciones capaces de gestionar en forma efectiva la gran cantidad de datos generados.
7. Se supone la existencia de un marco regulatorio que incentiva la utilización de energías renovables.

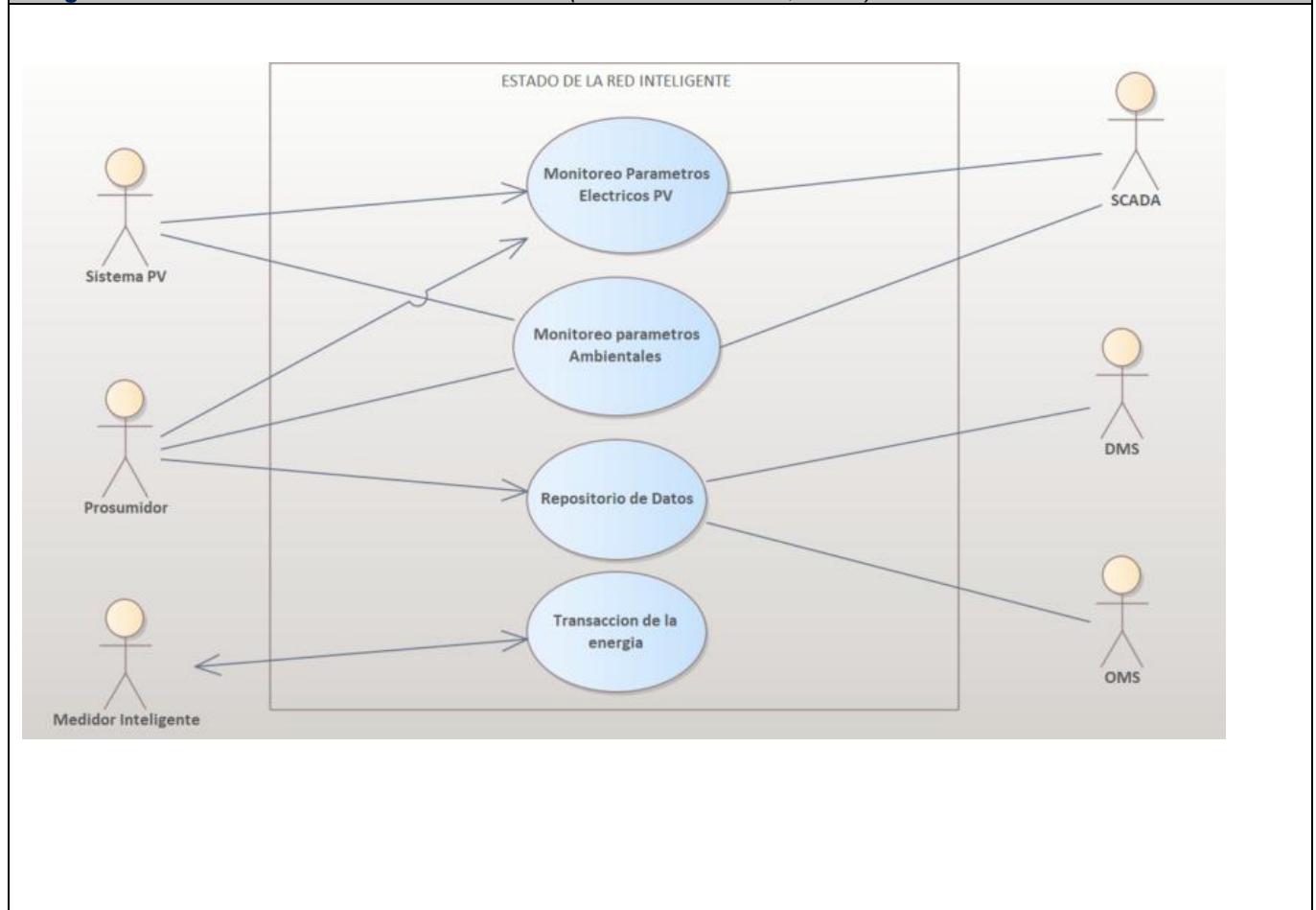
Requisitos Previos

1. Se debe implementar una metodología Smart grids que permita ser ajustada y considere una implementación y actualización gradual de los medidores inteligentes actuales a medición AMI bidireccional.
2. Los dispositivos encargados de realizar el empalme entre las diferentes tecnologías deben estar acorde a los estándares internacionales establecidos para tal fin ajustándose a los requerimientos de interoperabilidad previamente establecidos.
3. Las fuentes de energías renovables deben ajustarse a la normativa colombiana, su diseño debe cumplir la normativa de inserción de energía sobrante en la red o simplemente reducción de consumo.
4. Fortalecer la cobertura y las redes de comunicación en la isla que permitan una red estable.
5. Apoyo y colaboración entre los diferentes partes interesados como proveedores, entidades regulatorias y consumidores.
6. Implementar estándares y procedimientos de ciberseguridad que proteja la red contra amenazas cibernéticas futuras.
7. Campañas de concientización de las nuevas posibilidades que le brinda este tipo de actualización de la red eléctrica dirigidas a los consumidores.

4.2.6 Diagramas de casos de uso

Monitoreo de parámetros eléctricos, monitoreo de parámetros ambientales, repositorio de datos y transacción de energía, para esto se relacionan actores que tienen que ver con el proceso energético en la isla de san Andrés, desde el sistema fotovoltaico, los clientes prosumidores hasta la interacción con la empresa prestadora, cada uno interactuando e intercambiando información referente al estado de la red inteligente, con plataformas tecnológicas dispuestas para ejecutar labores de monitoreo, salvaguardando el proceso de envío de información garantizando la interoperabilidad y la seguridad.

Diagrama de caso de uso - Fuente: Autor (SPARX SYSTEM, 2024)



4.2.7 Detalles técnicos

1.1.1.1 Actores: personas, sistemas, aplicaciones, bases de datos, el sistema eléctrico y otras partes interesadas

Los actores fueron seleccionados de acuerdo con la función que cumplen dentro del sistema fotovoltaico la red de distribución eléctrica de San Andrés, desde la planta generadora PV que se encuentra en Punta Evans hasta la central AMI de AMS que distribuye a gestión de datos de los hogares y clientes residenciales. Además, se tiene en cuenta los softwares que se encargan de la supervisión del sistema, así como el hardware que interactúa entre sí para poder llevar la información de manera bidireccional.

Actores		
Agrupamiento (Comunidad)		Descripción del grupo
Nombre del actor ver lista de actores	Tipo de actor ver lista de actores	Descripción del actor ver lista de actores
Planta PV	Infraestructura	Es la encargada de generar y suministrar a los hogares la energía producida. La planta se encuentra en los hogares de los micro generadores. Sus tareas también se centran en el monitoreo y supervisión del flujo de energía garantizando una distribución de electricidad confiable y eficiente.
Prosumidor	Persona	Usuario micro generador de energía no convencional. En la isla de san Andrés se clasifican generalmente como residenciales y comerciales.
Sistema de gestión de Operaciones (OMS)	Aplicación	Sistema de gestión de Operaciones (OMS)
Sistema de Gestión de la distribución (DMS).	Aplicación	Sistema de Gestión de la distribución (DMS).
Sistema Scada	Aplicación	Supervisa y controla en forma remota equipos de campo, recopila datos y gestiona alarmas.
Medidor bidireccional	Infraestructura	Se encarga de realizar el flujo de la energía y de datos

4.2.8 Precondiciones, Supuestos, Postcondiciones, Eventos

<i>Condiciones del caso de uso</i>				
<i>Actor/Sistema/Información/Contrato</i>	<i>Evento desencadenante</i>	<i>Condiciones previas</i>	<i>Suposición</i>	
Monitoreo de parámetros eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> • Planta PV • Estación- Repositorio de datos • SCADA 	<p>La generación de energía se presta con normalidad mediante los procesos de generación solar, a su vez es monitoreado la red pública, recopilación/registro de parámetros en los diferentes hogares de los prosumidores. Aquí, todos los dispositivos involucrados en estos procesos se encargan de monitorear y supervisar el comportamiento de las diferentes variables del sistema como: voltaje, corriente, potencia, frecuencia, energía e impedancia de la red pública entre otros. Si es necesario, se ejecutan las tareas de identificación y respuesta rápida a fallas que se puedan presentar en los diferentes elementos activos o pasivos del sistema PV y de la red. Esto incluye las cargas provenientes de las fuentes no convencionales de energía. Los diferentes sistemas de información como el SCADA, DMS, OMS, se encargan de verificar el correcto funcionamiento del sistema en general. Factores externos como el clima, siendo San Andrés una isla en donde comúnmente se presentan fenómenos meteomarineros como los huracanes, frentes fríos o incluso los elevados niveles de salinidad y humedad del ambiente pueden llegar a afectar el correcto funcionamiento de los parámetros mencionados.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El sistema de monitoreo funciona correctamente • Se cuenta con sensores y plataforma de comunicaciones adecuados. • No existen problemas de intercambio de datos entre los equipos y sistemas de información. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los datos de los parámetros eléctricos se muestrean de forma eficiente. • La información recogida y procesada es utilizada para la toma de decisiones y registros.

Condiciones del caso de uso				
Actor/Sistema/Información/Contrato	Evento desencadenante	Condiciones previas	Suposición	
Monitoreo de parámetros Ambientales /Metrología	<ul style="list-style-type: none"> • Planta PV • Meter Data Management System (MDMS) • SCADA 	<p>Monitoreo y supervisión se presta con normalidad mediante los procesos de generación solar, recopilación/registro de parámetros ambientales diferentes sistemas fotovoltaicos. Aquí, todos los dispositivos involucrados en estos procesos se encargan de monitorear y supervisar el comportamiento de las diferentes variables del sistema de metrología como: Irradiancia, velocidad del viento, humedad relativa, Temperatura ambiente, temperatura del módulo PV, dirección del viento y presión barométrica. Si es necesario, se ejecutan las tareas de identificación y respuesta rápida a fallas que se puedan presentar en los diferentes elementos activos o pasivos del sistema PV. Esto incluye las señales provenientes del sistema metrológico. Los diferentes sistemas de información como el SCADA, DMS se encargan de verificar el correcto funcionamiento del sistema en general. Factores externos como el clima, siendo San Andrés una isla en donde comúnmente se presentan fenómenos meteomarineros como los huracanes, frentes fríos o incluso los elevados niveles de salinidad y humedad del ambiente pueden llegar a afectar el correcto funcionamiento de los parámetros mencionados y las plantas fotovoltaicas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El sistema de monitoreo funciona correctamente • Se cuenta con sensores y plataforma de comunicaciones adecuados. • No existen problemas de intercambio de datos entre los equipos y sistemas de información. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los datos de los parámetros meteorológicos se muestrean de forma eficiente • La información recogida y procesada es utilizada para la toma de decisiones y registros.

Condiciones del caso de uso				
Actor/Sistema/Información/Contrato		Evento desencadenante	Condiciones previas	Suposición
Procesamiento de la información	<ul style="list-style-type: none"> • Planta PV • SCADA • DMS • OMS 	<p>Durante el monitoreo y supervisión de los parámetros se generan datos de los diferentes dispositivos y sensores los cuales son recopilados y estructurados de manera que puedan ser transmitidos, visualizados y posteriormente almacenados. Esta información no solo abarca los parámetros eléctricos y ambientales, además, incluye datos claves para determinar el estado de la red como la estabilidad de la carga producto de la generación de energía suministrada por la central y la producida por generación fotovoltaica. Sistemas de información como el SCADA, el DMS y el OMS, utilizan esta información para administrar la red de acuerdo con el rol que tenga cada uno, permitiendo gestionar y controlar eficientemente aspectos como: generación PV, distribución y consumo energético.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Red eléctrica actualizada que disponga de dispositivos para el tratamiento de la información. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se hace una recolección de datos exitosa y se transforma en información pertinente para la toma de decisiones.
Condiciones del caso de uso				
Actor/Sistema/Información/Contrato		Evento desencadenante	Condiciones previas	Suposición
Transacción de energía	<ul style="list-style-type: none"> • Red Pública • <i>Community manager</i> • Prosumidor • P2P 	<p>Durante el intercambio e interacción de los usuarios y la empresa prestadora se generan los créditos de energía que se traduce en la cantidad de energía que exportara un autogenerador durante el periodo de facturación a través de un esquema bidireccional como créditos de energía. Sistemas de intercambio de información como <i>Blockchain</i> y redes P2P, permite que se lleguen y pacten acuerdos de la cantidad de energía a comprar, el precio de esta y el tiempo en el que será entregada, el rol del <i>community manager</i> permite a los pares, generar acuerdos de comercialización con otras comunidades cercanas o directamente con el prestador de red haciendo que el mismo sea un mediador con el resto de la red permitiendo que la misma pueda expandirse.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Red eléctrica actualizada y con suficiente cobertura que disponga de dispositivos para el tratamiento de la información. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se hace una recolección de datos exitosa y se transforma en acuerdos seguros para intercambio y compra de la energía.

4.2.9 Análisis de casos de uso paso a paso

Con la descripción de los escenarios del caso de uso estado de la red Inteligente, se busca dar una lectura de una situación operativa que se puede estar presentando durante el proceso de monitoreo, supervisión e intercambio de energía. Con esto se busca mostrar como los actores tanto físicos, de software y humanos se relacionan entre sí para poder tomar decisiones respecto a la información que están intercambiándose. La isla de san Andrés atraviesa por una transformación energética donde existen varios pilotos de generación fotovoltaica a mediana escala, sin embargo, en un futuro el objeto de la transición energética es contar con muchos más proyectos a menor escala a nivel domiciliario de autogeneración, esta investigación se centra en los clientes residenciales auto generadores y proyectos a mediana escala. La interacción que debe haber para este caso de uso hace referencia a parámetros que permitan identificar y resolver problemas que hagan referencia a la detección de fallas y al intercambio seguro de la energía. Se describen diversas situaciones que pueden presentarse durante la puesta en marcha de la nueva red de monitoreo y supervisión, San Andrés islas experimenta un alto crecimiento poblacional, hace que el servicio de energía eléctrica pueda presentar una serie de casos muy particulares durante su ejecución. Se relacionan los actores que puedan formar parte de estas situaciones, el evento presentado, el mecanismo de respuesta y el comportamiento esperado.

Tabla 4-2 Descripción a detalle para el escenario de monitoreo de parámetros eléctricos. Fuente: Autor

Guion del escenario			Monitoreo de parámetros eléctricos
Paso No.	Evento	Nombre del proceso/actividad	Descripción del proceso/actividad
1	Monitoreo de recursos de generación	Supervisión de generación eléctrica	La información de campo a nivel de generación fotovoltaica es concentrada en unidades RTU (Remote Terminal Unit) que realizan la tarea de concentrar grandes cantidades de información proveniente de los equipos o sensores instalados. Posteriormente, esta información es organizada y transformada de acuerdo con los protocolos de comunicación definidos y transmitida de manera sincrónica a los sistemas de información de más alto nivel como SCADA, OMS, DMS.
2	Monitoreo de Generación Fotovoltaica	Supervisión de fuentes no convencionales de energía	Las plantas de generación Fotovoltaicas realizan sus procesos de conversión de energía e inyectan sus recursos a la red principal. El sistema de monitoreo garantiza una vigilancia continua de estos sistemas para gestionar el equilibrio del sistema entre oferta y demanda al contar con la información en tiempo real de la producción y aporte de energía a la red pública.

3	Monitoreo de consumos	Evaluación de la eficiencia energética	El consumo de los clientes es supervisado por medidores bidireccionales que recopilan la información posteriormente utilizada para generar los informes y estadísticas del sistema en general. Esta retroalimentación de información también permite hacer detección y seguimiento a consumos excesivos no detectados.	
Paso No.	Servicio	Productor de información (Actor)	Receptor de información (Actor)	Información intercambiada
1	INICIO	Dispositivos de campo	RTU	I-01
2	REPORTAR	DMS-OMS	SCADA/Prosumidor	I-02,I-03
3	VISUALIZAR	HMI-SCADA	Prosumidores	I-03, I-01

Tabla 4-3 Descripción a detalle para el escenario de monitoreo de parámetros ambientales / metrología. Fuente: Autor

Guion del escenario			Monitoreo de parámetros Ambientales /Metrología
Paso No.	Evento	Nombre del proceso/actividad	Descripción del proceso/actividad
1	Monitoreo de recursos metrológicos	Supervisión de estado de parámetros medioambientales	La información de campo a nivel de generación fotovoltaica es concentrada en unidades RTU (Remote Terminal Unit) que realizan la tarea de concentrar grandes cantidades de información proveniente de los sensores instalados. Posteriormente, esta información es organizada y transformada de acuerdo a los protocolos de comunicación definidos y transmitida de manera sincrónica a los sistemas de información de más alto nivel como SCADA, OMS, DMS.
2	Monitoreo de tendencias e históricos	Análisis de tendencias e históricos	La información de campo a nivel de sensores e instrumentos digitales es concentrada en unidades RTU (Remote Terminal Unit) que realizan la tarea de concentrar grandes cantidades de información proveniente de los sensores instalados. Posteriormente, esta información es organizada y transformada de acuerdo con los protocolos de comunicación definidos y transmitida de manera sincrónica a los sistemas de información de más alto nivel como SCADA, OMS, DMS. El sistema de monitoreo garantiza una vigilancia continua de estos sistemas para gestionar el equilibrio del sistema
3	Monitoreo de gestión avanzada de Alarmas	Evaluación de Fallas y alarmas	La información de alarmas y fallas es administrada por computadoras o servidores host destinados a la adquisición de datos y a la supervisión de los procesos, revisar los datos y ejercer el control y toma dediciones.

Paso No.	Servicio	Productora de información (Actor)	Receptor de información (Actor)	Información intercambiada
1	INICIO	Dispositivos de campo	RTU	I-01
2	REPORTAR	DMS-OMS	SCADA/Prosumidor	I-02,I-03
3	REPORTAR	HMI -SCADA	Prosumidores	I-03, I-01

Tabla 4-4 Descripción a detalle para el escenario de procesamiento de la información. Fuente: Autor

Guion del escenario			Procesamiento de la información
Paso No.	Evento	Nombre del proceso/actividad	Descripción del proceso/actividad
1	Solicitud de datos	Inicio de la recopilación de datos	Los diferentes sistemas de información como el SCADA, DMS y el OMS, solicitan información sobre el estado de la red a través de diferentes dispositivos como sensores, transformadores, medidores, RTU. Se muestrean los valores que registran las variables como voltaje, corriente y potencia del sistema fotovoltaico, de la red pública.
2	Transmisión de datos	Envío de datos para el procesamiento	Se transmiten los datos mediante la utilización de redes inalámbricas de acuerdo a la posible configuración hardware utilizada. Estos se codifican con el fin de mantener la privacidad de la información de acuerdo a los estándares y protocolos de comunicación idóneos en este tipo de sistemas.
3	Almacenamiento de datos	Creación de bases de datos	La información recibida es almacenada en servidores los cuales organizan la información en lotes de datos centralizados.
4	Análisis de datos	Procesamiento de la información	Se implementan algoritmos de procesamiento de la información para crear las métricas correspondientes que reporten los registros necesarios a clientes y administradores de la red.

5	Visualización de la información	Organización de la información	Se resume la información tratada para crear las tendencias de mayor interés de acuerdo con cada rol (clientes, administradores u operadores de la red). La información es visualizada a través de las diferentes plataformas de información utilizadas, tales como el sistema SCADA y PLC.	
Paso No.	Servicio	Productor de información (Actor)	Receptor de información (Actor)	Información intercambiada
1	GET	DMS, OMS	SCADA	I-01,I-02
2	PROTECCIÓN	SCADA	Operadores / Gestión del sistema	I-02, I-03
3	CAMBIO	Operadores / Gestión del sistema	Operadores / técnicos	I-03
	INFORME	DMS-OMS	SCADA	I-01-I02

Tabla 4-5 Descripción a detalle para el escenario de transacción de energía. Fuente: Autor

Guion del escenario			Transacción de energía
Paso No.	Evento	Nombre del proceso/actividad	Descripción del proceso/actividad
1	Determinación de datos personales	Inicio de la recopilación de datos de los prosumidores	En esta cadena se vincula cada prosumidor con un número de identificación de usuario secreto, que será el que se use en el resto de las cadenas del sistema, de esta forma la identidad de los prosumidores se mantiene oculta al resto de usuarios de la red, y a no ser que haya algún problema no se debería dar a conocer. Se crean unos <i>tokens</i> que son intercambiables por dinero real, es decir, cada prosumidor compra una cierta cantidad de <i>tokens</i> pagando dinero real al gestor del sistema, y se emplean como moneda de cambio para comprar electricidad dentro del sistema de intercambios de energía, haciendo posibles los pagos instantáneos entre prosumidores. Los usuarios que tienen una producción de energía superior al consumo durante determinados periodos del día pueden vender su energía y recibir <i>tokens</i> a cambio, que podrán usar para comprar energía cuando su producción sea inferior al consumo.
2	Cadena de bloque de mercado	Almacenamiento de datos de la subasta de energía.	Son almacenados los datos de precios de los intercambios con la red principal, para que los puedan consultar los sistemas de gestión de la energía de cada usuario prosumidor. Se recibe los números de identificación secreta de los usuarios que pueden participar en la subasta de energía. Posteriormente, se comunica a todos los usuarios que ya se ha seleccionado quién es apto para participar.

			Cada usuario comprueba si es apto, y en caso afirmativo, envía su oferta de compra o venta de energía.	
3	Cadena de bloques de registro de parámetros eléctricos	Creación de parámetros eléctricos	En los registros de los datos se puede realizar comprobaciones, de manera posterior al periodo de intercambio de energía, sobre la cantidad insertada o absorbida de la red de distribución, así como tener un mayor control de la calidad de la electricidad del sistema fotovoltaico. La introducción de datos en esta cadena es suministrada por el contador inteligente del usuario prosumidor al nodo que introduce dichos datos en la cadena de bloques según se vayan midiendo. para aumentar la protección, se tiene un dato adicional, calculado por la propia cadena, que es la diferencia entre lo generado y lo consumido, que es el único dato que se transfiere a la cadena de liquidación para realizar los pagos.	
4	Cadena de bloques de liquidación de los pagos	Procesamiento de los datos a liquidar	Se componen la plataforma de intercambios de energía se almacenan los datos correspondientes a la liquidación de los pagos derivados de los resultados de la subasta, almacenados en la segunda cadena de bloques, que almacena los datos del mercado, y a las penalizaciones derivadas de la comparación de los parámetros eléctricos registrados durante el periodo, almacenados en la tercera cadena y los resultados de la subasta, esta cadena de bloques quedan registradas todas y cada una de las transacciones de energía que se producen en el sistema, así como su precio y la estampa de tiempo. Se procesa la información para crear las métricas correspondientes que reporten los registros necesarios a clientes y administradores de la red.	
Pas o No.	Servicio	Productor de información (Actor)	Receptor de información (Actor)	Información intercambiada
1	INICIO	Prosumidor	Gestor del sistema	I-05, I-06
2	ALMACENAMIENTO	Red principal / sistemas de gestión	Blockchain	I-06, I-07
3	REGISTRO	Prosumidor	Blockchain	I-07, I-08
4	LIQUIDACION	Subasta de energía	Prosumidores / operadores de red	I-08, I09

4.2.10 Información intercambiada

Al tener claros los actores que interactúan en cada evento del escenario, se caracteriza la información que intercambian en el paso siguiente. Dentro de la estrategia de protección se realizan acciones como monitoreo de para metros eléctricos, ambientales, almacenamiento de datos y el intercambio de energía. Los requisitos para el intercambio de información tienen que ver con la protección de datos y los tiempos de operación para evitar que se presenten fallas durante las acciones anteriormente descritas. La información intercambiada es válida para todos los escenarios como lo visualiza la Tabla 4-6.

Tabla 4-6 Información Intercambiada. Fuente: Autor

		<i>Información intercambiada</i>
<i>ID</i>	<i>Nombre de la información intercambiada</i>	<i>Descripción de la información intercambiada</i>
I-01	Monitoreo de parámetros eléctricos y ambientales	El sistema de medidores inteligentes, inversores, sensores y base de datos envían informes del estado actual de sistema fotovoltaico PV.
I-02	Visualización de la información	Se resume la información tratada para crear las tendencias de mayor interés de acuerdo a cada rol
I-03	Detección de Fallas	Información obtenida de sensores, encargados de verificar el correcto funcionamiento de los equipos y su interoperabilidad.
I-04	Almacenamiento de información en DB	El sistema de gestión de energía almacena información de predicción en la base de datos que será utilizados para determinar la disponibilidad de los recursos a intercambiar
I-05	Transacción de energía	Sistema de intercambio de energía por medio de créditos de energía
I-06	Determinación de datos personales	En esta cadena se vincula cada prosumidor con un número de identificación de usuario secreto, que será el que se use en el resto de las cadenas del sistema, de esta forma la identidad de los prosumidores se mantiene oculta
I-07	Cadena de bloques de registro de parámetros eléctricos	La introducción de datos en esta cadena es suministrada por el contador inteligente del usuario prosumidor al nodo que introduce dichos datos en la cadena de bloques según se vayan midiendo
I-08	Cadena de bloques de liquidación de los pagos	Se componen la plataforma de intercambios de energía se almacenan los datos correspondientes a la liquidación de los pagos derivados de los resultados de la subasta.
I-09	Verificación mediante mecanismos de consenso	El sistema deja constancia de todas las transacciones realizadas, lo cual permite disponer de una trazabilidad completa del intercambio o venta de activos sin dejar oportunidad a las partes (involucrada o no en la transacción) de realizar cualquier tipo de modificación evitando perjuicio para alguna de las partes involucradas.

4.2.11 Modelado SGAM del caso de uso del estado de la red Inteligente en la isla de San Andrés

A continuación, se presenta el diseño de la arquitectura de monitoreo del estado de la red inteligente en la Isla de San Adres, propuesta para la futura arquitectura de monitoreo y supervisión para sistemas fotovoltaicos en la isla de San Andrés. Es evidente que, en la actualidad, se necesita integrar más a los usuarios con los proveedores. Aunque existe un sistema que abarca en gran medida un área geográfica limitada en la que se extiende la red actual, esta implementación busca mejorar incluso más el proceso energético que se está realizando en la actualidad. Como resultado, el monitoreo, supervisión e interacción de los usuarios con las empresas prestadoras generaran beneficios en gran medida.

4.2.12 Capa de componentes

La capa de componentes para este diseño agrupa a todos los actores que intervienen en la parte física de generación, distribución, transmisión y almacenamiento del servicio energético. Es fundamental que este sistema sea monitoreado constantemente para garantizar su correcto desempeño. A partir de esto, se seleccionaron aquellos actores que formarán parte del sistema de generación PV en la isla de San Andrés, con el objetivo de diseñar una estructura flexible y escalable en el tiempo, conforme a las normas de seguridad y ciberseguridad existentes. Estos componentes se organizan de manera que se aclare la interacción que tiene cada uno de ellos dentro de la nueva arquitectura de monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos en la isla de San Andrés.

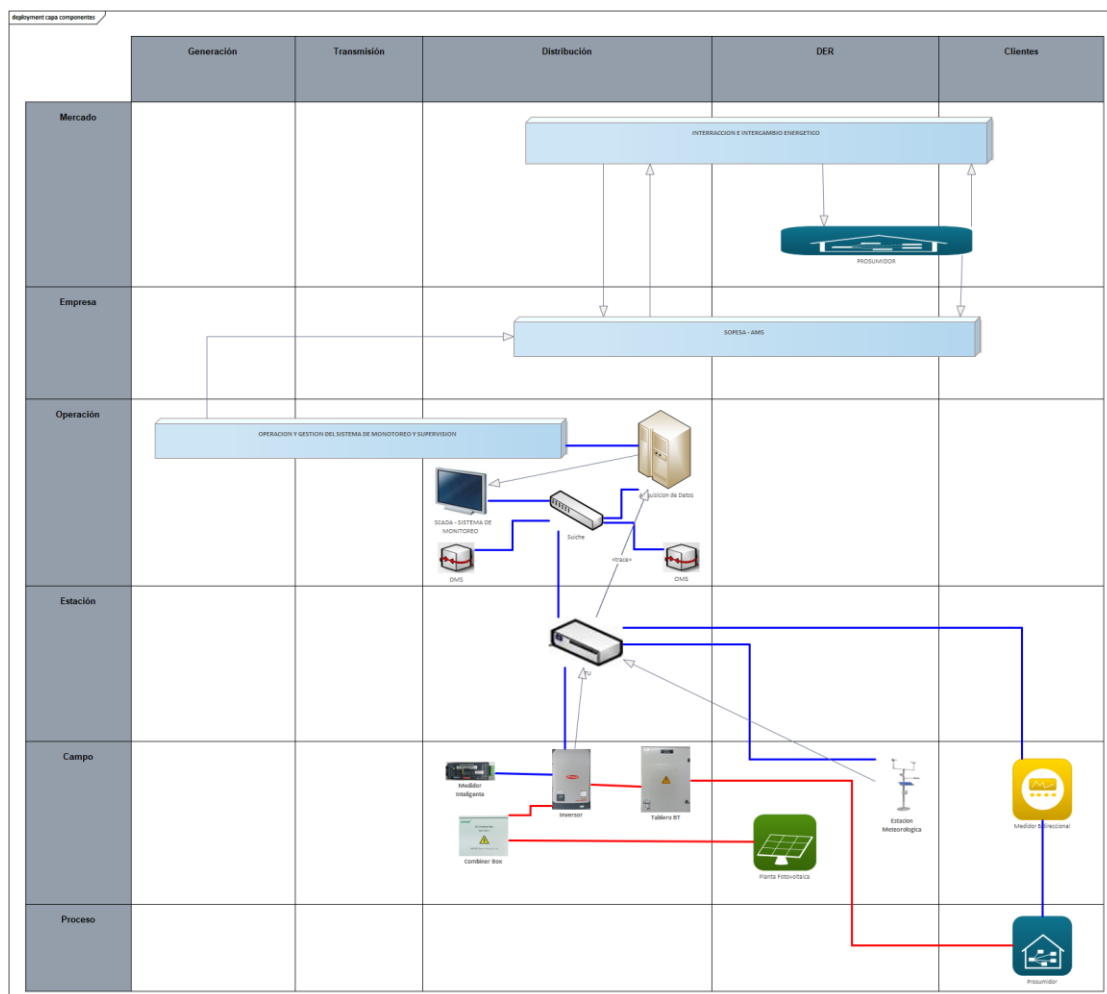
Es por ello por lo que se asignó la posición de cada elemento dentro de la infraestructura de acuerdo con las funciones que desempeñan. En la zona de operación, se ubicaron los actores del caso de uso relacionados con el proceso de transformación energética, la distribución del sistema fotovoltaico, que para nuestro caso son los *combiner box*, las plantas fotovoltaicas, incluyendo, y los clientes que en este estudio están compuestos por prosumidores, tal como se muestra en la Figura 4-2.

Asimismo, en la zona de campo se agrupan aquellos dispositivos que cumplen con la función de monitorear el sistema eléctrico. Para esta investigación, se deben tener en cuenta los diferentes subsistemas que componen la nueva arquitectura; por lo tanto, se considera a los dispositivos que puedan interactuar con las diferentes fases del proceso de comercialización. En esta área se consideraron terminales remotas, sensores y dispositivos para estos dominios, así como inversores, medidores inteligentes, medidores direccionales y dispositivos de gestión de la energía y clientes.

Además, en la zona de estación se ubicaron los componentes adicionales a los de la zona de campo, donde se incluyeron aquellos que funcionan como gestores de red. Estos dispositivos son capaces de recibir o enviar señales de aviso con el fin de tomar algún tipo de acción; entre ellos, se encuentra la estación meteorológica y las RTU (Remote Terminal Units). En la zona de operación, los actores relacionados con el caso de uso incluyen a los operadores de gestión del sistema, técnicos, la adquisición de los datos, suiches y el SCADA.

Para las últimas dos zonas, que abarcan empresa y mercado, se consideran las necesidades comerciales del sector eléctrico. En este caso, se refiere a una zona no interconectada. Por último, es importante mencionar a los entes reguladores que actualmente desempeñan estas funciones en el territorio colombiano, así como a los prosumidores y la empresa prestadora del servicio como lo es SOPESA ESP (Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia) y AMS (Advanced Measurement System Technology S.A.S.) En la Figura 4-2 se muestra la ubicación de los componentes descritos en el caso de uso mencionado.

Figura 4-2 Capa de componentes del caso de uso de estado de la red inteligente en la isla de San Andrés. Fuente: Autor (SPARX SYSTEM, 2024)



4.2.13 Capa de negocio

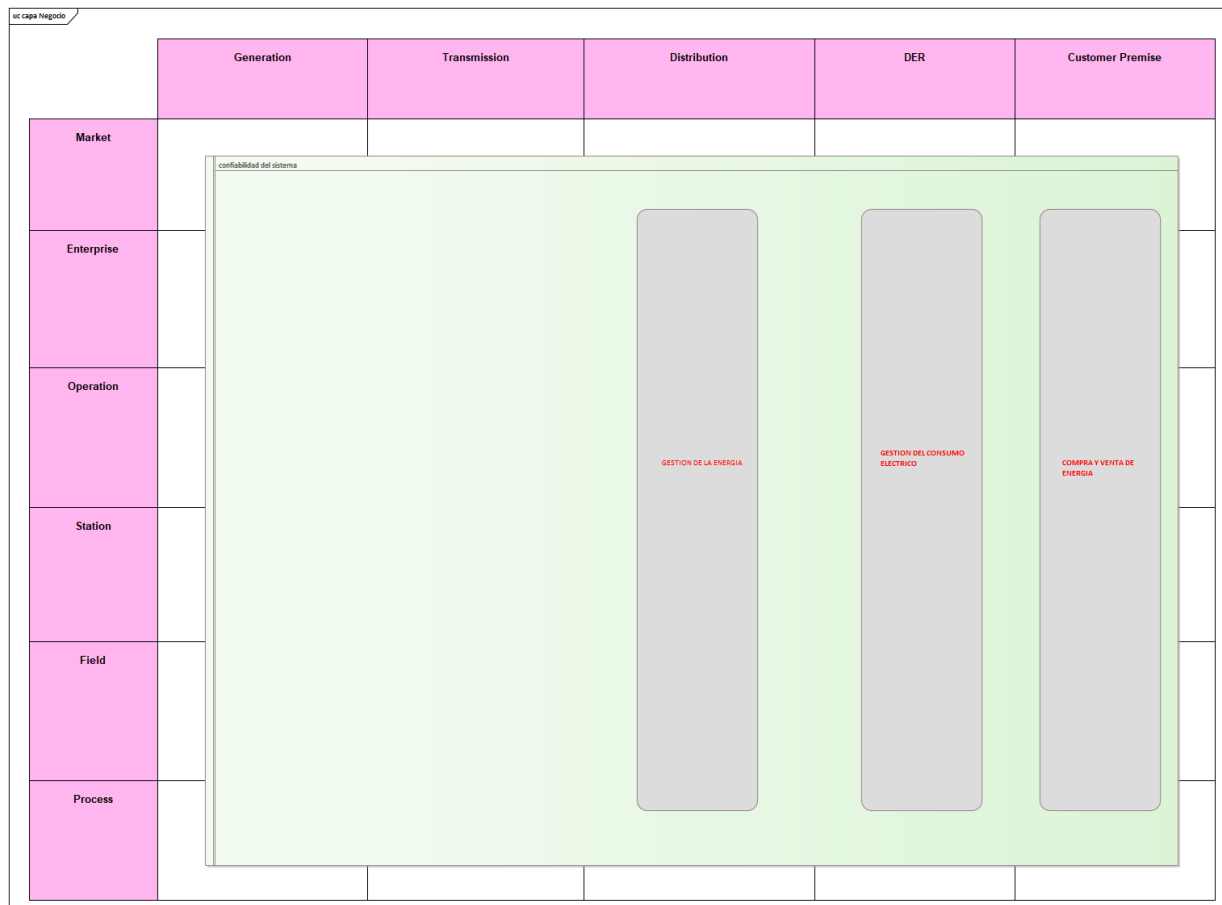
Para el diseño de esta capa se tuvieron en cuenta aspectos de negocio relacionados con el estado de la red, específicamente con la detección de fallas. Estos aspectos permiten a los futuros diseñadores tener una visión a largo plazo de las necesidades tecnológicas y las interacciones entre los diferentes componentes que la conforman, alineándolos con los objetivos estratégicos comerciales de la organización, en este caso, el proveedor del servicio eléctrico en la isla de San Andrés.

A partir de esto, se determinan objetivos que pueden considerarse estratégicos para el desarrollo de una red *Smart Grids* en relación con el monitoreo, supervisión e intercambio de energía del estado de la red inteligente en las islas de San Andrés, entendiendo que esta forma parte de una zona no interconectada ZNI. Es fundamental tener en cuenta estos aspectos al plantear objetivos, así como la capacidad de establecer los servicios que una *Smart Grids* puede proporcionar a los usuarios para satisfacer sus necesidades, considerando también los aspectos regulatorios vigentes para la prestación del servicio eléctrico de calidad.

Respecto a los objetivos de negocio planteados en esta capa propuesta, están relacionados los casos de negocios, como se muestra en la Figura 4-3.

- Confiabilidad del sistema.
- Gestión de la energía
- Gestión del consumo eléctrico.
- Compra y venta de energía.

Figura 4-3 Capa de negocio del caso de uso de estado de la red Inteligente en la Isla de San Andrés.
(SPARX SYSTEM, 2024) Fuente: Autor

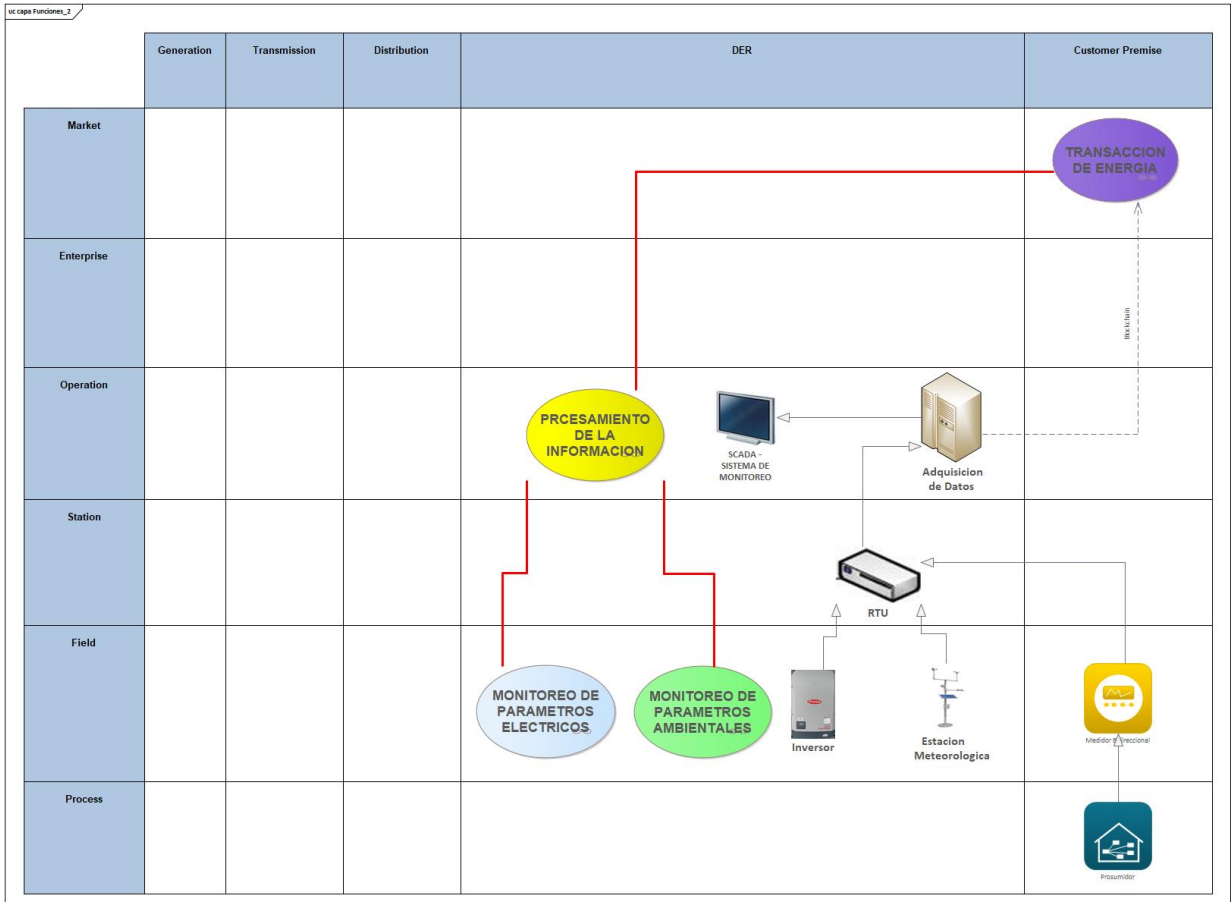


4.2.14 Capa de función

El diseño de esta capa se basa en funciones de tecnologías de información que soportan los objetivos comerciales previamente establecidos. Es crucial definir las funcionalidades y escenarios esperados en la arquitectura, como el monitoreo de parámetros eléctricos y meteorológicos, el procesamiento de la información y la transacción de energía. Estas funciones gestionarán los procesos de monitoreo y supervisión de los sistemas fotovoltaicos en la nueva red de San Andrés Islas.

Al garantizar las funciones de monitoreo correctas, la transacción segura de energía y el procesamiento de la información recopilada, esta capa se convierte en un elemento fundamental para el éxito de la estructuración de la arquitectura propuesta, como se muestra en la Figura 4-4.

Figura 4-4 Capa de función del caso de uso de estado de la red Inteligente en la isla de San Andrés.
Fuente: Autor (SPARX SYSTEM, 2024)



El aporte de cada función propuestas para el caso de uso son los siguientes:

Monitoreo de parámetros eléctricos, esta función se encargará de recolectar toda la información de los dispositivos en todos los dominios del modelo SGAM, abarcando desde las fuentes de energía distribuida (DER) hasta los clientes. Esto incluirá las áreas de procesos y operación, donde se lleva a cabo el ciclo de gestión de información relacionada con los dispositivos de seguimiento operativo de la red. Monitoreo de parámetros meteorológicos, su propósito será recopilar información sobre los procesos de generación solar y registrar los parámetros ambientales de diferentes sistemas fotovoltaicos. Esta función también se ocupará de identificar y responder rápidamente a las fallas que puedan presentarse en los distintos elementos activos o pasivos del sistema fotovoltaico. Procesamiento de la información,

esta función se encargará de la gestión de los datos que se transmitirán, abarcando todos los dominios del modelo SGAM. Su ámbito de incidencia irá desde la zona de estación, donde se encuentra el sistema SCADA, hasta la zona empresarial. Por último; transacción de energía, esta función facilitará la interacción entre los usuarios y la empresa prestadora de energía SOPESA durante el período de facturación. A través de un esquema bidireccional, se implementará un sistema de créditos de energía, utilizando tecnologías avanzadas y segura, como *Blockchain*, en redes P2P.

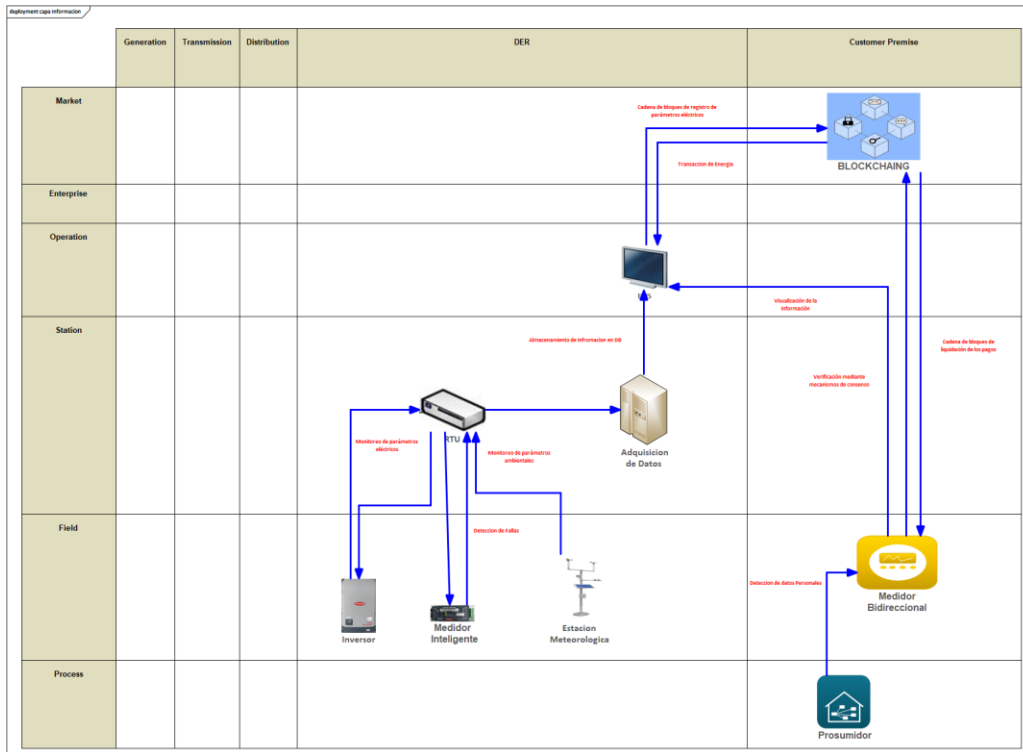
4.2.15 Capa de información

En esta capa se integran los modelos de datos necesarios para asegurar una sincronización óptima entre las funciones, aplicaciones y dispositivos que operarán en el campo. Es fundamental destacar que las nuevas funcionalidades y dispositivos requeridos para la correcta interacción de los distintos activos de la infraestructura eléctrica deben garantizar tanto la interoperabilidad entre ellos como la seguridad de la red ante ataques y espionaje.

La red de San Andrés Islas no dispone de una cobertura 3GCM muy amplia. Al ser una isla, puede enfrentar problemas de conectividad que, en ciertos momentos, podrían aislarla del continente y de la empresa proveedora. Esta situación puede generar serios problemas de comunicación, tanto a nivel externo como interno, dado que la isla puede experimentar fallas en sus sistemas de comunicación

La Tabla 4-6 entrega la información que se intercambia, como se presenta en la Figura 4-5

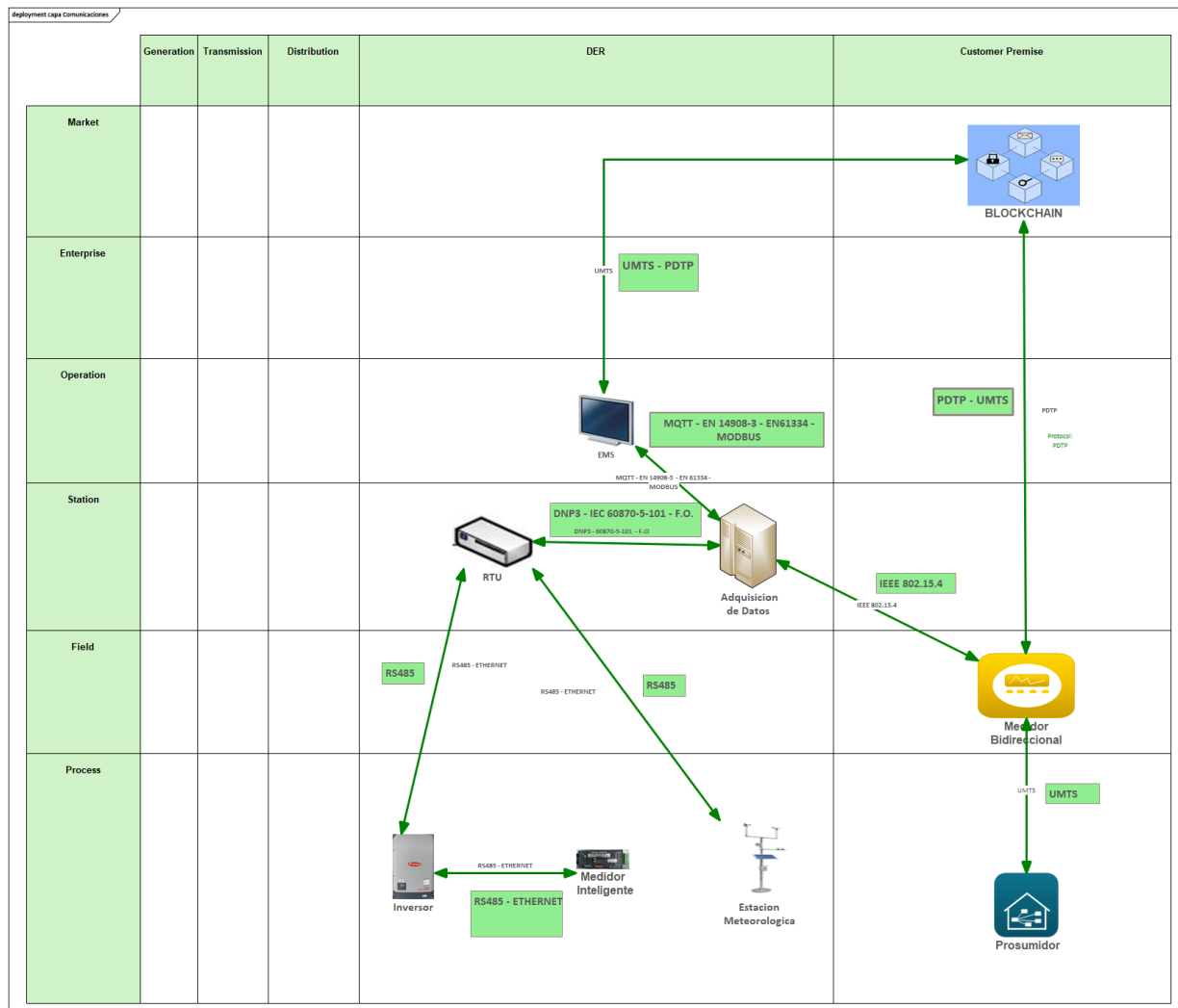
Figura 4-5 Capa de información del caso de uso de estado de la red Inteligente en la isla de San Andrés. Fuente: Autor (SPARX SYSTEM, 2024)



4.2.16 Capa de Comunicaciones

Siguiendo los estándares propuestos en el caso de uso, se seleccionan los protocolos a utilizar en el diseño de esta capa. La importancia de este proceso radica en establecer reglas claras para el intercambio de información entre los diferentes elementos que componen la red. Una infraestructura como la que se propone requiere procesos de monitoreo y supervisión del estado de la red inteligente en tiempo real. Por lo tanto, las transferencias de datos deben ser específicas para asegurar un tratamiento adecuado de los datos como lo evidencia la Figura 4-6.

Figura 4-6 Capa de comunicación del caso de uso de estado de la red inteligente en la Isla de San Andrés. Fuente: Autor (SPARX SYSTEM, 2024)



Los protocolos escogidos aportan aspectos como: la interoperabilidad, escalabilidad, flexibilidad, además de tener particularidades acordes a la Isla de San Andrés. EN 14908-3 permite una comunicación dinámica y automatizada entre instalaciones, MQTT protocolo de entrega de datos en tiempo real, EN 61334 es un facilitador de la interoperabilidad entre dispositivos, MODBUS es un protocolo de comunicación muy utilizado por los sistemas SCADAS, se utiliza para transmitir datos entre dispositivos electrónicos y aplicaciones de automatización industrial, MODBUS admite la comunicación entre RTU, medidores y otro dispositivos de campo a través de una línea serial utilizando el estándar recomendado (RS 485 o RS 232 o Ethernet), DNP3 también es utilizado por el SCADA y es muy utilizado para transmitir información entre equipos de campo, IEC 60870-5-101 este protocolo supervisa y es un facilitador de la comunicación en tiempo real, IEEE 802.15.4 es útil para transmitir datos entre dispositivos de baja potencia, PDTP (Peer-to-Peer Direct Transfer Protocol) es un estándar de comunicación diseñado específicamente para facilitar la transferencia directa de archivos entre pares en redes P2P (peer-to-peer) y por último, UMTS tecnología de comunicación móvil 3G (tercera generación) que permite la comunicación entre los medidores bidireccionales la empresa prestadora y la blockchain

para la compra, venta y monitoreo de la empresa prestadora a los usuarios. Esta tecnología es utilizada actualmente en la isla por la empresa AMS para el control y supervisión de la red AMI desplegada en la isla de San Andrés.

Para determinar de primera mano el estado real de la medición inteligente se realizó una encuesta con los colaboradores de la empresa AMS (Advanced Measurement System) las respuestas nos dieron un enfoque real permitiendo el desarrollo del caso de uso, lo denominamos "Encuesta - Estado de la Red Inteligente en San Andrés" ver Anexo 1.

De acuerdo a lo que está descrito en este capítulo, se ha desarrollado detalladamente la metodología de caso de uso para la implementación de una arquitectura de monitoreo, supervisión y transacción de energía en la isla de San Andrés, centrándose en la gestión del monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos. Se han descrito los requerimientos básicos de la red inteligente y se ha desarrollado el caso de uso "Estado de la red inteligente en la isla de San Andrés" de acuerdo con la norma IEC/-PAS 62559 y el modelo SGAM. El caso de uso se centra en la supervisión y monitoreo de sistemas fotovoltaicos, la interacción y transacción de energía eléctrica, y la necesidad de establecer mecanismos adecuados para el tratamiento de la información.

El caso de uso propuesto incluye una descripción general, nombre, alcance y objetivos, narrativa, condiciones, diagramas de casos de uso, detalles técnicos, precondiciones, suposiciones, postcondiciones, eventos, y un análisis paso a paso de los escenarios. Se han identificado los actores involucrados, incluyendo personas, sistemas, aplicaciones, bases de datos, el sistema eléctrico y otras partes interesadas. Se han descrito los procesos de monitoreo de parámetros eléctricos y ambientales, procesamiento de la información, y transacción de energía, destacando la información intercambiada y los requisitos de protección de datos y tiempos de operación.

Además, se ha modelado la arquitectura de monitoreo del estado de la red inteligente en la isla de San Andrés utilizando el modelo SGAM, incluyendo las capas de componentes, negocio, función, información y comunicaciones. La capa de componentes agrupa a todos los actores que intervienen en la parte física de generación, distribución, transmisión y almacenamiento del servicio energético. La capa de negocio se centra en aspectos relacionados con la detección de fallas y la confiabilidad del sistema. La capa de función define las funcionalidades y escenarios esperados, como el monitoreo de parámetros eléctricos y meteorológicos, el procesamiento de la información y la transacción de energía. La capa de información integra los modelos de datos necesarios para asegurar una sincronización óptima entre las funciones, aplicaciones y dispositivos. Finalmente, la capa de comunicaciones selecciona los protocolos a utilizar para establecer reglas claras para el intercambio de información entre los diferentes elementos de la red.

En resumen, este estudio proporciona una visión integral y detallada de la implementación de una red inteligente en la isla de San Andrés, destacando la importancia de la monitorización, supervisión y transacción de energía en sistemas fotovoltaicos, y la necesidad de una arquitectura robusta y escalable que garantice la interoperabilidad y la seguridad de la red.

5. Conclusiones

A partir de la investigación realizada, se propone una arquitectura de monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos en la isla de san Andrés, sustentada en un caso de uso, donde podemos concluir lo siguiente:

Se desarrolló una arquitectura de monitoreo y supervisión específica para sistemas fotovoltaicos, basada en un enfoque estructurado que facilita la integración de recursos energéticos y tecnologías de información y comunicación. A partir de la investigación y para el desarrollo de dicha arquitectura, se seleccionó el modelo SGAM debido a su estructura y manejo claro de los estudios de caso, fácil manejo de la interoperabilidad entre equipos, integración de DER y TICS, el uso del estándar IEC 62559-2, el cual define una metodología para describir un sistema y los elementos que lo componen, es útil para definir y analizar el funcionamiento de cualquier estrategia de protección de microrredes. El uso de la plantilla propuesta por este estándar permitió la identificación de dispositivos, eventos y escenarios que son de utilidad para desarrollar la arquitectura de referencia, la cual requiere la especificación de estos elementos. Al ser identificados, fue posible definir la información que intercambian y algunos requisitos que dependen del funcionamiento del esquema de protección para su implementación.

En el Capítulo 3 de esta investigación se profundizó a detalle la metodología necesaria para el desarrollo de una arquitectura de monitoreo y supervisión, obteniendo como resultados la identificación de las pautas necesarias para la ejecución de casos de uso para nuevos proyectos e investigaciones futuras, basados en el Modelo de Referencia Lógica NIST (National Institute of Standards and Technology - NIST, 2010), el Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (SGAM) (Grid & 2013, 2014) y la Plantilla de Casos de Uso IEC 62559-1 (IEC TR 62559-1, 2019) .

Si bien el esquema de protección descrito se centra en los dominios DER y clientes del marco SGAM, permite la comunicación de procesos en los mismos o diferentes dominios. El estándar analizado define la interoperabilidad a nivel operativo y administrativo, lo que facilita la comunicación entre sistemas siempre que se sigan los protocolos adecuados para el intercambio de información. Además, el modelo incorpora medidas de seguridad, estableciendo directrices en caso de un ataque cibernético. Aunque en el archipiélago no se han evidenciado registros con ataques cibernéticos, esta propuesta proporciona las pautas necesarias para manejar este tipo de situaciones. A pesar de que los sistemas fotovoltaicos de

la región no cuentan con una gran escala, la arquitectura propuesta permite que a futuro se hagan ajustes de acuerdo con el aumento de los nuevos proyectos. Por ejemplo, su diseño por capas brinda una visión más amplia de la red y la integración de las fuentes no convencionales dado sus principios de interoperabilidad de los equipos. Con esto se cumple el primer objetivo específico de esta propuesta, que consistía en la implementación de una arquitectura de monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos.

Los requerimientos de los componentes de la arquitectura de monitoreo que permitan la interacción con los usuarios, la red eléctrica y las condiciones medio ambientales, garantizan el intercambio de información, esto debido a la utilización de protocolos en cada una de las capas, esto teniendo en cuenta factores como el flujo de datos en forma bidireccional desde los equipos de campo y los usuarios. Los resultados obtenidos permitieron definir las particularidades de cada proyecto en ejecución que sirvieron como referencia para esta investigación. Entre estos destacan: “Santa Catalina Verde”, ubicado en el Municipio de Providencia con una capacidad instalada fotovoltaica de 238 Kwp, con acumulación que permite una autonomía de hasta 3 días. Este proyecto de generación de energía alimenta a la isla de Santa Catalina con una capacidad de cobertura del 100% del sistema de generación y distribución de la isla (EEDAS E.S.P, 2024). “Parque Fotovoltaico San Andrés” con una capacidad instalada fotovoltaica de 5,26 Mwp y “Proyecto SOPESA” con una capacidad instalada fotovoltaica de 747,12 Kwp . Estos tres proyectos aportaron conocimientos, técnicas empleadas en la actualidad, presentando protocolos y estándares, definidos en las ingenierías de detalle de cada implementación como la arquitectura de control y comunicaciones, el control SCADA, sistemas meteorológicos de los proyectos, evidenciando pasos claros en la implementación y selección de cada componente que fue incluido en nuestro caso de uso. Para ello, se analizaron los distintos componentes que interactúan en un sistema fotovoltaico, incluyendo estaciones meteorológicas, medidores inteligentes (*smart meters*), inversores, medidores bidireccionales, unidades terminales remotas (RTU), sistemas de adquisición de datos, sistemas de gestión de energía (EMS), así como los mecanismos de interacción e intercambio energético. Las comunicaciones implementadas en esta arquitectura permiten establecer un conjunto de actividades basadas en la interacción entre los clientes y la empresa prestadora del servicio eléctrico en la isla. Esto representa un valor agregado tanto en la comunicación de datos como en la gestión de ciberseguridad. Los dispositivos y sistemas de información utilizados en el caso de uso emplean mecanismos de cifrado y encriptación para la protección de los usuarios, además de gestionar los eventos de la red. Asimismo, todos los actores que interactúan con el sistema deben estar debidamente autenticados, garantizando la seguridad e integridad de la arquitectura propuesta. Con lo descrito se cumple el segundo objetivo específico de esta propuesta que establecía el requerimiento de los componentes de la arquitectura de monitoreo que permitiera la interacción con los usuarios, la red eléctrica, las condiciones medio ambientales de la arquitectura de monitoreo y supervisión aportando lo requerido en la capa de componentes del marco SGAM.

Luego de proponer un caso de uso que permitiera permear todos los aspectos relevantes para el caso San Andrés Islas y sus particularidades por ser una isla perteneciente a una zona no interconectada ZNI, se logró identificar que algunos de los actores manejan las mismas actividades de intercambio de información y los que poseen diferentes funciones pueden ser integrados entre los dominios y zonas sin presentar algún tipo de interferencia. Para ellos se realizó el análisis de las capas negocio, información, funciones y comunicaciones permitiendo un análisis detallado de los escenarios del SGAM, los resultados obtenidos fueron los equivalentes a la confiabilidad del sistema en cada uno de los actores desde el proceso hasta el mercado y desde la generación hasta los clientes. Para nuestro caso estudio es importante permitir dicha confiabilidad para lograr la interacción de la gestión energética, la gestión del consumo eléctrico y la compra y venta de energía, esencia del tercer objetivo de esta investigación. A su vez, la capa de funciones arrojó los principales actores que permitieron dicha interacción, como lo es, el monitoreo de parámetros eléctricos, el monitoreo de parámetros ambientales o meteorológicos del sistema fotovoltaico, el procesamiento de la información y por último, la transacción de la energía. Ahora bien, La capa de información proporcionó los resultados del intercambio de datos entre cada actor y componente involucrado en los recursos energéticos distribuidos (DER) y los clientes. Finalmente, se estableció la capa de comunicaciones, la cual aportó a esta investigación un panorama amplio y actualizado, basado en monografías y proyectos en ejecución en la isla. En esta capa se analizaron los diferentes tipos de protocolos y estándares utilizados para la interacción con los usuarios y la transacción de energía a través de redes P2P, PDTP y *blockchain*. Esta última representa una tecnología de alto impacto en la diversificación de los mecanismos transaccionales actuales, ofreciendo mayor seguridad, trazabilidad y eficiencia en la gestión energética.

La arquitectura de monitoreo de estado de la red inteligente de San Andrés Islas, basada en el caso de negocio confiabilidad del sistema, se presenta como una alternativa para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico de las islas, mediante la realización de actividades como el monitoreo de los parámetros eléctricos, monitoreo de parámetros ambientales el procesamiento de la información y la transacción de la energía. La arquitectura tuvo en cuenta factores como la interoperabilidad, escogiendo protocolos abiertos como, por ejemplo, el Modbus RTU 485, Ethernet, PDTP, UMTS predominante para la comunicación entre la central AMI de la empresa AMS y los usuarios. Este tipo de protocolos facilitarán en un futuro la integración de los diferentes equipos. No se descartan nuevas tecnologías de comunicación en este mundo cambiante y dinámico, pero si se dejan las pautas del estado actual de la red inteligente en la isla. Además, la ciberseguridad en los diversos dispositivos que conformarán la nueva red está garantizada mediante la implementación de modelos de encriptación para los datos transmitidos a través de los sistemas de comunicación PDTP. Esto refuerza la protección de la información y la integridad de la red.

Asimismo, se evidencia que las plataformas tecnológicas y los sistemas de información disponibles en el mercado tienen la capacidad de integrarse a la nueva red inteligente de la isla. Esta integración permitirá la detección temprana de fallas en la operación de dispositivos pertenecientes a distintos dominios dentro del modelo SGAM, optimizando así la gestión y supervisión del sistema eléctrico.

Para finalizar, la arquitectura tiene la capacidad de monitorear el estado de la red en puntos clave como la distribución, proyectos DER y clientes que en estos casos se tienen en cuenta a los prosumidores y sistemas a mediana escala. Además, es capaz de supervisar los consumos en los hogares, considerando la inyección de cargas de sistemas fotovoltaicos residenciales para la reducción del consumo y la interacción con la empresa prestadora para la compra y venta de la energía por medio de redes P2P sin intermediarios. En cuanto a los sistemas fotovoltaicos a mediana escala, controla la inyección de las cargas, en el caso de la isla de San Andrés, son de tipo solar. Con esto se cumple el objetivo general de esta propuesta, se dispone de una monografía que propone y da las pautas necesarias de una arquitectura de monitoreo y supervisión de sistemas fotovoltaicos para su implementación en proyectos venideros de energía renovable en la isla de San Andrés.

A. Anexo 1: ENCUESTA - ESTADO DE LA RED INTELIGENTE EN SAN ANDRÉS

ENCUESTA - ESTADO DE LA RED INTELIGENTE EN SAN ANDRES

Encuesta para conocer el estado real de la medición inteligente operado por la empresa AMS (advanced measurement system), permitiendo el desarrollo del caso de uso - Estado de la red inteligente en San Andrés.

Se ha registrado el correo del encuestado (juli.jimenez96@outlook.com) al enviar este formulario.

Correo *

juli.jimenez96@outlook.com

Nombre *

julieth paola

Apellidos *

jimenez rodelo

Cedula *

1123633939

Cargo en la Organización *

asistente de comunicaciones

¿Qué papel desempeña AMS en la red eléctrica de San Andes? *

ams es un sistema fundamental para la gestion eficiente de la red electrica en san andres ya que permite una medicion precisa y remota del consumo de energia lo que a su vez permite una facturacion justa,monitoreo del uso de energia reduccion de perdidas y mejora de la eficiencia

¿Qué tipo de comunicación es empleado para la comunicación de la red inteligente en san Andrés? *

los factores de cobertura geografica la cantidad de datos a transmitir la velocidad de la transmision requerida y la fiabilidad,radiofrecuencia gprs/3g/4g wimax plc ethernet zibgee

¿Cuáles son los Inconvenientes mas reiterativos al obtener los datos de los usuarios en la medición inteligente? *

falla en la comunicacion inteligente

¿Qué desafíos afronta la red inteligente de San Andrés con el boom de la transición energética? *

estos desafios requieren una planificacion y ejecucion cuidadosas para garantizar una transcion energetica exitosa en san andres

¿AMS cuenta con la tecnología para gestionar datos bidireccionales de los usuarios? *

comunicacion inalambrica protocolos de comunicacion estandar plataformas de datos en la nube aplicaciones moviles y web para usuarios esto permite una comunicacion efeciente y segura entre el sistema de medicion avanzada y los usuarios facilitando una gestion eficiente y la energia y un mayor conciencia sobre el consumo de energia

ENCUESTA - ESTADO DE LA RED INTELIGENTE EN SAN ANDRES

Encuesta para conocer el estado real de la medición inteligente operado por la empresa AMS (advanced measurement system), permitiendo el desarrollo del caso de uso - Estado de la red inteligente en San Andrés.

Se ha registrado el correo del encuestado (freys.sierra@gmail.com) al enviar este formulario.

Correo *

freys.sierra@gmail.com

Nombre *

Fredys

Apellidos *

Sierra martinez

Cedula *

1123627398

Cargo en la Organización *

Ingeniero

¿Qué papel desempeña AMS en la red eléctrica de San Andes? *

Una tecnología de medición inteligente

¿Qué tipo de comunicación es empleado para la comunicación de la red inteligente en san Andrés? *

Medida de energía

¿Cuáles son los Inconvenientes mas reiterativos al obtener los datos de los usuarios en la medición inteligente? *

El internet

¿Qué desafíos afronta la red inteligente de San Andrés con el boom de la transición energética? *

Medidas más seguras

¿AMS cuenta con la tecnología para gestionar datos bidireccionales de los usuarios? *

Si

Referencias

- Andoni, M., Robu, V., Flynn, D., Abram, S., Geach, D., Jenkins, D., McCallum, P., & Peacock, A. (2019). Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 100, pp. 143–174). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.014>
- Antonopoulos, A. M. (2014). *Mastering Bitcoin: unlocking digital cryptocurrencies*. “O’Reilly Media, Inc.”.
- Bruce, A., & Calais, M. (2013). *Australian Technical Guidelines for Monitoring and Analysing Photovoltaic Systems*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2711.6884>
- Cao, Y. (2019). Energy Internet blockchain technology. *The Energy Internet: An Open Energy Platform to Transform Legacy Power Systems into Open Innovation and Global Economic Engines*, 45–64. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102207-8.00003-5>
- CEN/CENELEC/ETSI. (2012). *Smart Grid Coordination Group “Smart Grid Reference Architecture.”*
- Chitchyan, R., & Murkin, J. (2018). *Review of Blockchain Technology and its Expectations: Case of the Energy Sector*. <http://arxiv.org/abs/1803.03567>
- Daniel García Guzmán. (2018). *Potential of Blockchain Technology in the Electricity Market*.
- Dario J Mosquera P. (2019, December). Recursos Energéticos Distribuidos Como Elemento Integrador En Los Sistemas De Energía Eléctrica. *Universidad Distrital Francisco José de Caldas-Facultad Tecnológica*.
- Dufay Benitez Ramirez, Y. (2017). *Metodología de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energía que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) e implementación de estrategias de gestión de demanda (DSM)*.
- Ejgar, M., & Momin, B. (2018). Solar plant monitoring system: A review. *Proceedings of the International Conference on Computing Methodologies and Communication, ICCMC 2017, 2018-January*, 1142–1144. <https://doi.org/10.1109/ICCMC.2017.8282652>
- EPRI. (2024). *Smart Grid Resource Center*. Smart Grid Resource Center
- Farell, R. (2015). *An Analysis of the Cryptocurrency Industry*.
- Gottschalk, M., Uslar, M., & Delfs, C. (2017). Tool-Support – A Use Case Management Repository. In M. Gottschalk, M. Uslar, & C. Delfs (Eds.), *The Use Case and Smart Grid Architecture Model*

- Approach: The IEC 62559-2 Use Case Template and the SGAM applied in various domains* (pp. 63–69). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-49229-2_4
- Grid, C. N.-J. R. C. for U.-C. S., & 2013, undefined. (2014). Introduction to the SGAM Toolbox. *Sgam-Toolbox.Org*. <https://sgam-toolbox.org/downloads/Introduction-to-SGAM-Toolbox.pdf>
- GridPlus. (2024). *GridPlus*. “Grid+.” <https://gridplus.io>
- Guerra Posada, F. (2017). *Manual for People Interested in Becoming Prosumers of Energy from Solar Panels in Colombia*.
- Henry Díaz, J. (2024). (2024). *Study of the Monitoring and Supervision Architecture of Smart Grid Technologies for Implementation in Renewable Energy Projects on the Island of San Andrés*.
- IEC - European Commission. (2021). *Bridge Use Case Repository*. <http://www.europa.eu>
- IEC - International Electrotechnical Commission. (2021). *IEC - SyC Smart Energy: Smart_Grid_Architecture_Model_SGAM_Source_Scheme_neutral*. https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103%3A252%3A8373300529540%3A%3A%3A%3AFSP_ORG_ID%2CFSP_LANG_ID%3A11825%2C25
- IEC 61724. (n.d.). *International Standard IEC 61724-1.0: Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring*.
- IEC 61724-1_2021. (2021). *INTERNATIONAL STANDARD NORME INTERNATIONALE Photovoltaic system performance-Part 1*. www.iec.ch
- IEC TR 62559-1. (2019). *TECHNICAL REPORT - RAPPORT TECHNIQUE*. <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/0a0c8c26-1ab9-4321-bd0d->
- IL Monroy. (2002). *Electric Power Generation and the Environment*.
- isa-INTERCOLOMBIA. (2024). *Electric Power Transmission*. <https://www.isaintercolumbia.com/transmision-de-energia-electrica/>
- J. Pastor. (2018). “What is blockchain: the definitive explanation for the hottest technology.” <https://www.xataka.com/especiales/que-es-blockchain-la-explicacion-definitiva-para-la-tecnologia-mas-de-moda>
- Juan C. Salavarieta, H. F. G. (2018). *MONITOREO Y CONTROL DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A TRAVES DE CONTROL CENTRALIZADO*.
- KIPP & ZONEN. (2022). *SOLAR ENERGY INTERNATIONAL STANDARDS*. https://info.otthydromet.com/2007_CNT_OTT_c-met_ISO-IEC17025-solar-energy-standards_EN_19-LandingPage.html
- Kube, N. (2018). Daniel Drescher: Blockchain basics: a non-technical introduction in 25 steps. *Financial Markets and Portfolio Management*, 32(3), 329–331. <https://doi.org/10.1007/s11408-018-0315-6>
- Kuchenbuch, R., Schütz, J., & Sauer, J. (2023). Quality properties of IEC 62559 use cases and SGAM models. *Energy Informatics*, 6. <https://doi.org/10.1186/S42162-023-00280-5>
- Kurose, J. F., & Ross, K. W. (2017). *Computer networking : a top-down approach* (7th ed.).

- L. Kawulok, K. Z. and M. J. "Trusted group membership service for J. (JXTA4J2ME), " W. (2005). *Trusted group membership service for JXME (JXTA4J2ME)*.
- Ley 142. (1994). *Ministry of Mines and Energy*.
<https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/6059/norma/>
- Ley 143. (1994). *Ministry of Mines and Energy*.
<https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/6059/norma/>
- LO3 Energy. (2024, March). *LO3 Energy*. <https://lo3energy.com>
- M. Gayo. (2019). *Use of blockchain technology in energy exchanges in microgrids*.
- Ministry of Mines and Energy - Mining and Energy Planning Unit (UPME). (n.d.). *Invest and Earn with Energy: Practical Guide for Applying the Tax Incentives of Law 1715 of 2014*.
- Nakamoto, S. (2009). *Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System*. www.bitcoin.org
- National Institute of Standards and Technology - NIST. (2010). *NIST Special Publication 1108 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*.
- National Institute of Standards and Technology - NIST. (2018). *Update of the NIST Smart Grid Conceptual Model*.
<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B8FF8D6D6-7E2B-4D83-9B9C->
- Neureiter, C. (2014). *Introduction to the "SGAM Toolbox"*. www.en-trust.at
- Pearsall, N. M. (2017). Prediction and measurement of photovoltaic system energy yield. *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems: Modelling, Measurement and Assessment*, 183–208.
<https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-336-2.00006-9>
- Repsol. (2024). *What are Smart Grids?* <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/tecnologia-innovacion/smart-grids/index.cshtml>
- Ricardo, M., Duque, C., Jaime, C., & Cardona, F. (2020). *Impacto del esquema del mercado P2P en el mercado eléctrico colombiano*. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/78430>
- Sayed, K., & Gabbar, H. A. (2017). SCADA and smart energy grid control automation. *Smart Energy Grid Engineering*, 481–514. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805343-0.00018-8>
- Shen, X. , Y. H., & Buford, J. , & A. M. (2009). *Handbook of peer-to-peer networking*.
- Silva, R. (2019). *DEVELOPMENT OF A BLOCKCHAIN APPLICATION FOR DISTRIBUTED GENERATION PROJECTS IN CHILE*.
- Silva Valdés, R. B. (2019). *DEVELOPMENT OF A BLOCKCHAIN APPLICATION FOR DISTRIBUTED GENERATION PROJECTS IN CHILE*.
- SPARX SYSTEM. (2024). *UML modeling tools for Business, Software, Systems and Architecture*.
<https://sparxsystems.com/>

- SUI Portal | Superintendency of Residential Public Services. (2022). *Sector reports | SUI Portal | Superintendency of Residential Public Services*.
https://sui.superservicios.gov.co/Reportes/Filtro?field_sspd_sui_reporte_entidad_value=3&field_sspd_sui_reporte_categoria_value=0
- Todó Bañuls, J. (2017). *Microgrid with Blockchain Technology and Photosynthetic Energy Source*.
- Tyagi, A., Dubey, M., & Gawre, S. (2018). *Advance Monitoring of Electrical and Environmental Parameters of PV System*.
- UNAL-EEDAS. (2019). *Architectures for the implementation of smart systems on islands*.
- Velandia, C., & Energéticos, M. (2023). GESTIÓN DE TRANSACCIONES PEER-TO-PEER DE CRÉDITOS DE ENERGÍA. *Red.Uao.Edu.Co*.
https://red.uao.edu.co/bitstream/handle/10614/15064/T10813_Gesti%C3%B3n%20de%20transacciones%20Peer-to-Peer%20de%20cr%C3%A9ditos%20de%20energ%C3%ADa%20entre%20prosumidores.pdf?sequence=2
- WePower. (2024). *WePower*. "We Power." <https://wepower.network>