



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

SERVICIOS DE CONSULTORÍA CON EL FIN DE DISEÑAR UN ESQUEMA DE VIGILANCIA DIFERENCIAL PARA LOS PRESTADORES DE ZONAS NO INTERCONECTADAS DENTRO DEL PROYECTO DE INVERSIÓN “INNOVACIÓN EN EL MONITOREO DE LOS PRESTADORES DE LOS SERVICIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS COMBUSTIBLE”

IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO DEL ARTE EN MATERIA DE VIGILANCIA Y/O SEGUIMIENTO EN ZNI

DOCUMENTO No. AN-C-1136-01

USAENE

Bogotá D.C. Noviembre 19 de 2018

TABLA DE CONTENIDO

Glosario	5
1. Introducción	8
2. Esquemas de vigilancia.....	10
2.1 BOTSUANA.....	10
2.2 SENEGAL	14
2.3 COSTA DE MARFIL	17
2.4 BRASIL.....	19
2.5 CHILE.....	23
2.6 PERÚ	24
2.7 COREA DEL SUR	27
2.8 INDIA.....	29
2.9 ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA.....	31
2.10 SUECIA.....	34
3. Posibilidades de implementación en el contexto normativo, geográfico y social de Colombia	36
3.1 Características de las poblaciones en la ZNI	36
3.2 Regulación en ZNI	38
3.3 Tecnologías disponibles y normatividad existente	40
3.4 Contexto geográfico.....	43
3.5 Marco normativo de vigilancia y supervisión	46
4. Comparación de países	48
4.1 Código de medida.....	48
4.2 Tecnologías	48
4.3 Penalizaciones	50
4.4 Penetración AMI	50
5. Conclusiones	52
5.1 Revisión del estado del arte.....	52
5.2 Revisión de cobertura de TICs en Colombia para vigilancia de ZNI.....	53
Bibliografía.....	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Topologías de red eléctrica aplicadas en la región Sub-Sahara.....	13
Tabla 2-2: Hogares con servicio de energía en Botsuana.....	14
Tabla 2-3: Hogares con servicio de energía en Senegal.....	16
Tabla 2-4: Hogares con servicio de energía en costa de Marfil.....	18
Tabla 2-5: Comparativo de tecnologías aplicadas en países africanos	18
Tabla 2-6. Acceso servicio electricidad (Cifras en porcentajes).	26
Tabla 2-7: Evolución de implementaciones en Estados Unidos	34
Tabla 3-2: Prestación de servicio en localidades de las ZNI por horas	37
Tabla 4-1: Comparación de exigencias en medición.....	48
Tabla 4-2: Porcentaje de penetración AMI	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 2-1: Inversiones en electrificación en billones de U\$D	10
Fig. 2-2: Correlación de electrificación con cobertura de redes móviles en África	12
Fig. 2-3: Estado de electrificación en Senegal	15
Fig. 2-4: Mapa de centrales de generación en las zonas no interconectadas de Brasil (Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, 2005)	19
Fig. 2-5: Proyecto Inovcity aparecida	22
Fig. 2-6: Proyecto piloto Isla Jeju – Corea del Sur	27
Fig. 2-7: Clasificación de tecnologías proyecto Isla Jeju	28
Fig. 2-8: Arquitectura de sistema híbrido para AMI	29
Fig. 2-9: Matriz energética de Estado Unidos	32
Fig. 2-10: Proyectos destacables de SmartGrids en Estados Unidos.....	32
Fig. 3-1: Localidades por tipo.....	36
Fig. 3-2: Usuarios por tipo de localidad.....	37
Fig. 3-3: Entidades involucradas en la prestación del Servicio de energía en Colombia	38
Fig. 3-4: Definición de regiones Atribución Espectro Radio Eléctrico	40
Fig. 3-5: Disposición plan de frecuencias IMT Banda 850 y 900 MHz.....	41
Fig. 3-6: Canalización de sistemas ZigBee	42
Fig. 3-7: Cobertura de telemetría CNM del IPSE	43
Fig. 3-8: Relación cobertura móvil respecto localidades ZNI.....	44
Fig. 3-9: Relación cobertura KVD respecto localidades ZNI.....	45
Fig. 3-10: Distribución preliminar de tecnologías de conectividad	46

Glosario

AMI:	Por sus siglas en inglés, “Advanced Metering Information”, representa al grupo de sistemas con capacidad de medir, registrar, recolectar y transferir remotamente, la información asociada al consumo, la demanda, los parámetros eléctricos y la forma de uso de la energía eléctrica, para su posterior presentación, análisis, gestión y toma de decisiones. Un sistema AMI en general se compone de tres componentes principales: medidores inteligentes, redes de comunicaciones y el sistema de gestión de datos de medición.
ANEEL:	Agencia de regulación de electricidad en Brazil.
CAPEX:	Inversiones de capital. Del inglés “Capital Expenditures” o inversiones de capital que una empresa realiza en bienes de equipos y redes, las cuales generan beneficios para la organización, ya sea por medio de la compra de nuevos activos fijos o por medio de un incremento en el valor de los activos fijos ya existentes.
CIE	Empresa de energía eléctrica de Cote d’Ivoire.
C/N:	Carrier to Noise –por sus siglas en inglés-. Relación entre portadora y ruido en el ancho de banda total considerado.
CRC:	Comisión de Regulación de Comunicaciones - Colombia.
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
dBW:	Unidad de Medida para Potencia en dB referida a 1 Vatio.
DCU:	Por sus siglas en inglés (Data Concentration Unit), que en forma común se conoce también como Gateway.
DNP:	Departamento Nacional de Planeación.
GPRS:	Por sus siglas en ingles “General Packet Radio Service”. Esta tecnología también se conoce como 2.5G ya que se encuentra entre 2G (GSM) y 3G (UMTS). Utiliza de 1 a 8 canales de radio con ancho de banda hasta de 200 KHz.
HSDPA:	Por sus siglas en inglés hace referencia a protocolos de alta velocidad para descarga en redes móviles (High Speed Downlink Protocol Access). También conocido como tecnología 3.5 G.
IMT	Por sus siglas en inglés (Sistema Internacional de Telecomunicaciones móviles). Especificaciones internacionales para sistemas móviles generados por la organización internacional de telecomunicaciones ITU. Específicamente IMT-2000.
ISM:	Por sus siglas en inglés “Industrial, Scientific and Medical” que son frecuencias de uso libre para aplicaciones Industriales, científicas y para Medicina. http://www.itu.int/net/ITU-R/terrestrial/faq/index.html#g013 .

ISO:	Por sus siglas en inglés hace referencia a la Organización Internacional para la Estandarización (International Organization for Standardization, ISO).
IoT:	Por sus siglas en inglés (Internet of The Things), hace referencia a Internet de las cosas, que busca que los dispositivos físicos puedan ser interconectados entre sí y hacia las redes de Internet, para que puedan ser controlados o monitoreados desde cualquier parte del mundo.
LNB:	Por sus siglas en inglés, Low Noise Block. además de efectuar la función de un amplificador de bajo ruido, efectúa la función de Down Converter convirtiendo la señal de alta frecuencia recibida por la antena satelital al rango de frecuencias entre 950 – 2150 MHz.
LoRA:	Es una tecnología inalámbrica similar a las redes WiFi, Bluetooth, LTE, SigFox o Zigbee, que utiliza un tipo de modulación en radiofrecuencia y opera en las frecuencias de 868 Mhz en Europa, 915 Mhz en América, y 433 Mhz en Asia.
LTE:	Por sus siglas en inglés “Long Term Evolution”, que hace referencia comercialmente a redes 4G LTE, que permiten más altas velocidades de acceso inalámbrico.
MINTIC	Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones – Colombia.
MQTT:	Por sus siglas en inglés (Message Queuing Telemetry Transport) es un protocolo de conectividad máquina a máquina (M2M) / "Internet of Things". Fue diseñado como un transporte de mensajería de publicación / suscripción extremadamente ligero.
OPEX:	Abreviación del idioma inglés por el término Operational Expenditures o los costos y gastos recurrentes necesarios para la operación de los servicios y productos que presta una compañía.
OSI:	Por sus siglas en inglés hace referencia al modelo de comunicaciones para interconexión de sistemas abiertos (Open Systems Interconnection).
PIRE:	Potencia Isotrópica Radiada Efectiva o Potencia equivalente referida a una Antena Isotrópica.
PLC:	Por sus siglas en inglés “Power Line Carrier”, que consiste en transmisión de datos de telemetría a través de líneas eléctricas.
PRSTM:	Proveedores de Redes y Servicios de Telecomunicaciones Móviles.
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SUI:	Sistema Único de Información de servicios públicos domiciliarios
TIC:	Tecnologías de la Información y las Comunicaciones
WACC:	Costo de capital. Por sus siglas en inglés – “Weighted Average Cost of Capital” o “Costo ponderado promedio de capital”. Financieramente hablando, el WACC le reconoce al inversionista la rentabilidad que él / ella requiere por su participación en el proceso productivo.
Wi-SUN	Protocolo que utiliza el mismo estándar IEEE 802.15.4 que ZigBee y Thread para su fundación, con una red de área doméstica (HAN) y un protocolo de red de área de campo (FAN) más reciente. Con el enfoque en desarrollo en implementaciones de servicios públicos, parece que

Zigbee se está moviendo para competir contra el protocolo Wi-SUN, que ya es popular entre los servicios públicos y es utilizado por gente como Silver Spring Networks. (SUN: IEEE 802.15.4g).

ZIGBEE: Es un protocolo de acceso desarrollado por la IEEE que corresponde al standard IEEE 802.15.4 para permitir conectividad entre sensores en forma inalámbrica. Permite la utilización de frecuencias de uso libre en bandas como 2,4 GHz y 868/915 MHz (La Banda 900 MHz es la que aplica a Colombia, ya que 868 MHz aplica a países Europeos)

1. Introducción

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), de acuerdo con las funciones que le fueron asignadas por la Ley 142 de 1994, es la encargada de la inspección, vigilancia y control de los prestadores de servicios públicos en todo el territorio nacional.

Por otro lado, las Zonas no Interconectadas (ZNI) están definidas en Colombia por el Artículo 11 de la Ley 143 de 1994 y delimitadas y categorizadas por la Resolución 18 2138 de la CREG en 2007, como las zonas “donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional”, caracterizadas por la gran distancia hasta los principales centros urbanos, una muy baja densidad poblacional, en donde la accidentada geografía, la diversidad de climas y la espesa selva tropical, para el caso del Amazonas, la Orinoquía y la región del Pacífico, hace muy difícil la instalación de infraestructura de manera técnica, ambiental y económicamente eficiente. No obstante, las oportunidades de proponer alternativas energéticas a esta zona hoy son mayores debido a la abundante variedad y cantidad de recursos naturales que poseen (Flórez, Tobón, & Castillo, 2009) y a los nuevos desarrollos tecnológicos. Por esto, se hace necesario que la prestación del servicio se genere directamente en cada zona y, gracias a la abundancia de recursos, se busca que las soluciones energéticas se basen en fuentes alternativas a las tradicionales (plantas diésel) y que en la actualidad se exploren alternativas con fuentes alternas (biomasa, eólica, energía solar).

En comparación con el SIN, para el cual existe un mercado mayorista con separación vertical de las actividades de generación, distribución, comercialización y transmisión, donde se fija el precio marginal mediante una bolsa de energía, para las ZNI no existe un mecanismo de mercado para determinar el precio de la electricidad, ni está definida con claridad la separación entre la generación, la distribución y la comercialización, debido precisamente a que primero se debe enfrentar el problema de cómo proveer el servicio en estas zonas. En cuanto a costos y tarifas, existen reglamentaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que fijan la fórmula tarifaria y la estructura general de costos, así como el régimen de subsidios.

La principal dificultad que enfrentan las ZNI es que el servicio de energía eléctrica no es permanente o incluso es nulo —en las zonas en que se presta el servicio de energía sólo se ofrece por unas horas al día—. En este sentido, la preocupación del Gobierno ha sido cómo generar soluciones energéticas para estas zonas, que permitan la mejor provisión posible del servicio en términos de insumos, duración y tarifas, pero que además sean viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, y además garantizando que el servicio se preste efectivamente a las comunidades ubicadas en dichas zonas.

No obstante, en la actualidad, los desarrollos tecnológicos se han enfocado hacia el uso eficiente de la energía a partir de la implementación de redes inteligentes. La gestión de los recursos sobre estas redes requiere el monitoreo de los dispositivos que hacen parte del sistema. En este sentido, una infraestructura de medición avanzada al registrar la tensión, corriente, fase, frecuencia y potencia de las plantas generadoras, así como de las cargas, permite al sistema de gestión tomar decisiones para la activación/desactivación de fuentes generadoras y la conexión/desconexión de cargas

En tal virtud, y buscando disponer de mejores fuentes de información que permitan hacer seguimiento a los indicadores de calidad del servicio definidos por la CREG, la SSPD ha formulado el proyecto de inversión: “Innovación en el monitoreo de los

prestadores de los servicios de energía eléctrica y gas combustible”, el cual se desarrolla en el periodo 2017-2019

Para cumplir los objetivos propuestos, es importante entender que las mayores dificultades para el monitoreo de indicadores de calidad del servicio se encuentran en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país, debido a las condiciones geográficas, sociales y económicas que presentan estas zonas.

Según los datos reportados en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD, 2018) actualmente las ZNI corresponden a 1.887 centros poblados que albergan una población de cerca de 1'400.000 habitantes. Estas poblaciones tienen la característica de que se encuentran muy dispersas y llegan a ocupar casi el 52% del territorio nacional.

Entendiendo la necesidad de mejorar el monitoreo en las ZNI y conociendo los retos que esto implica, es claro que se deben buscar las soluciones en tecnologías de la información y comunicaciones (TICs) que pueden ser técnica y económicamente viables en el contexto colombiano.

Con el objetivo de tener un panorama de las posibilidades y poder analizar las alternativas que puede tomar la SSPD para implementar sistemas de vigilancia, en este primer informe se presenta un estado del arte en soluciones de medición y transmisión de datos para sistemas de generación aislados que se han desarrollado en diferentes países.

El informe está dividido en cuatro secciones. En el capítulo 2 se presenta una breve descripción de los sistemas aislados de la red en los países de análisis escogidos; en el capítulo 3 se presentan las tecnologías empleadas para atender las necesidades de monitoreo; en los capítulos 4 y 5 se analiza la viabilidad de implementación en Colombia por parte de la SSPD y finalmente en el capítulo 6 se exponen las conclusiones de esta revisión del estado del arte.

2. Esquemas de vigilancia

Actualmente los esquemas de vigilancia en la gran mayoría de países donde se han desarrollado se encuentran estrechamente ligados a desarrollos de redes inteligentes dentro de los sistemas interconectados centrales, y sus desarrollos se han dado principalmente en Estados Unidos, Corea del Sur, China, Japón, Brasil, Australia, Canadá y Europa (UPME, 2016). Dentro de los motivadores fundamentales para el desarrollo de sistemas de monitoreo se encuentran la seguridad energética, la cual se desataca en Estados Unidos y Corea del Sur. Los desarrollos principales que se han hecho en materia de monitoreo hacen referencia en la infraestructura de medición avanzada (AMI), integración de sensores y tecnologías de comunicación y control en la red.

A continuación, se presenta una descripción de la situación actual del monitoreo y vigilancia en las zonas eléctricamente aisladas de los países: Brasil, Chile, Perú, Corea del Sur, India, Estados Unidos, Suecia y tres países de África como lo son Costa de Marfil, Botsuana y Senegal. Adicionalmente se presentan las tecnologías de medición inteligente utilizadas de modo general y que están de conformidad con la resolución Minminas No. 40072 de 2018, que ayudará para el detalle técnico del sistema de medición, correspondiente al punto C dentro del Objeto del contrato.

2.1 BOTSUANA

2.1.1 Estado de las zonas eléctricamente aisladas

Actualmente el continente africano lidera las inversiones en electrificación rural. Según informa la agencia Bloomberg (Bloomberg NEF, 2017) el desarrollo de sistemas aislados ha tenido más relevancia porque son fácilmente financiables, no tienen problemas de adquisición de terrenos o permisos y no requieren tarifas reguladas.

En la siguiente gráfica se ilustran las inversiones en billones de dólares de los proyectos de electrificación previstos a 2030.

La capacidad instalada en este país es de 550 MW con los cuales se brinda servicio a un 66% de la población (54% en poblaciones rurales) (Kumar et al., 2018)

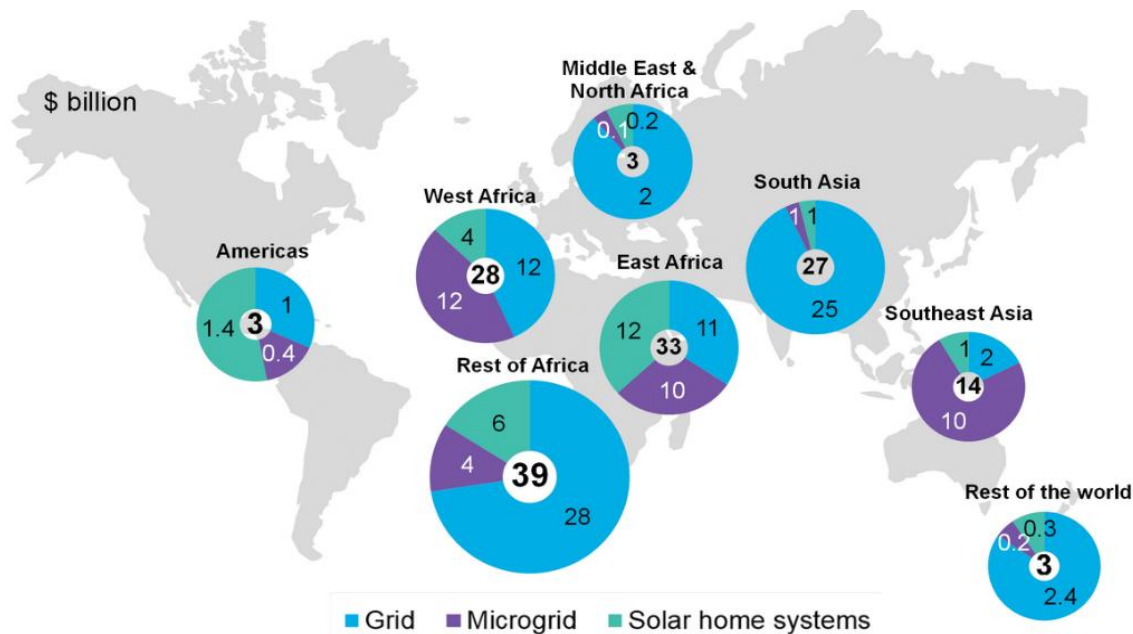


Fig. 2-1: Inversiones en electrificación en billones de USD
Fuente: Bloomberg New Energy Finance 2017

Botswana¹ tiene como principal fuente de generación de energía el carbón y gas metano, gracias a las grandes reservas que posee de ambas fuentes. El país también tiene un potencial solar significativo, con una irradiación de 6640 Wh / m² / día. Solo una fracción (174 MW) de la capacidad instalada está disponible para producir energía, y la demanda adicional se satisface a través de las importaciones de electricidad, principalmente de Sudáfrica.

El gobierno viene desarrollando un proyecto de instalación de medición inteligente en los estados de Gaborone, Francistown, Selebi Phikwe, Lobatse y Jwaneng. El objetivo de este proyecto es monitorear las fallas en las redes de distribución de los sistemas aislados y mejorar la eficiencia en la facturación por parte de los prestadores de servicio. El sistema instalado consiste de una plataforma centralizada en las oficinas de Botswana Power Corporation (Botswana Power Corporation, 2010) a la cual se comunican los medidores por PLC cuando sea posible o por GPRS cuando se encuentran en ubicaciones distantes.

Estos medidores han permitido también implementar programas de respuesta de la demanda (DR) en los cuales se desconectan cargas representativas durante ciertas horas del día, como por ejemplo calentadores de agua.

2.1.2 Sistemas AMI

“El África subsahariana se queda muy atrás regiones desarrolladas en el acceso a la electricidad, pero el mercado de medidores de electricidad está creciendo tan rápido que las empresas de servicios públicos nacionales buscan implementar servicios prepago y contadores inteligentes.”²

A finales de 2013, bajo el programa GSMA Mobile for Development Utilities (M4D Utilities)³ y con el apoyo del Reino Unido, el Departamento para el Desarrollo Internacional (DFID) conjuntamente con el operador Orange empezaron a explorar las oportunidades de operadores móviles con proveedores de servicios de energía en el despliegue de soluciones inteligentes para mejorar el acceso a la energía en el África subsahariana.

Los trabajos se concentraron en tres países (Botswana, Senegal y Costa de Marfil). Aunque en el documento de GSMA, se recomienda, entre otras, que los proveedores de servicios de energía eléctrica trabajen en asocio con operadores móviles para el despliegue de medidores inteligentes con gran relevancia al segmento de clientes (sobre todo grandes clientes), es claro que sus conclusiones aplicarían muy bien al objetivo de la SSPD para la vigilancia en la prestación del servicio de energía eléctrica de los operadores locales de energía en las ZNI.

La siguiente figura presenta la correlación entre el crecimiento de electrificación y la cobertura GSM en la región SUB-SAHARAN África.

¹ <https://www.usaid.gov/powerafrica/botswana>

² The Africa Report, May 2013. MOBILE FOR SMART SOLUTIONS: How Mobile can Improve Energy Access in Sub-Saharan Africa. HÉLÈNE SMERTNIK, ILANA COHEN AND MARY ROACH NOVEMBER 2014.

³ MOBILE FOR SMART SOLUTIONS: How Mobile can Improve Energy Access in Sub-Saharan Africa. HÉLÈNE SMERTNIK, ILANA COHEN AND MARY ROACH NOVEMBER 2014.

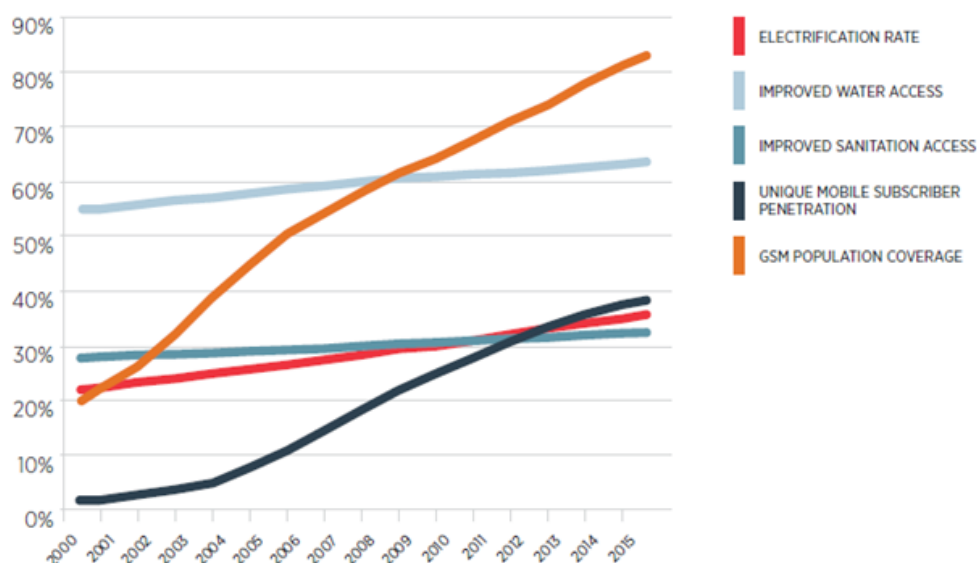


Fig. 2-2: Correlación de electrificación con cobertura de redes móviles en África
Fuente: GSMA, IEA, UN data (with forecast up to 2015).

Por otro lado, en el documento de GSMA “Otro servicio clave habilitado por las redes móviles es la tecnología de máquina a máquina (M2M). Esta solución tecnológica, ha permitido la transmisión de datos móviles entre dos o más máquinas (como los medidores). Al integrar la ubicuidad que ofrecen las redes móviles, el crecimiento de los servicios de dinero móvil y la disponibilidad de M2M, se han creado nuevas oportunidades para aprovechar los servicios móviles y la tecnología en soluciones inteligentes para mejorar el acceso a la energía en el Sub-Sahara”.

El estudio mostró que al implementar sistemas de monitoreo de energía, en estos países se han alcanzado beneficios similares a aquellos que se han buscado en cualquier país de otra región:

- Reducir las pérdidas técnicas y/o detectar un problema técnico en un área en particular.
- Detectar robos de energía.
- Eliminar la necesidad de desplazamientos costosos a sitios apartados y tener estadísticas disponibles en cualquier momento. No solamente para efectos de la vigilancia, sino también para los propios usuarios de energía, de tal forma que donde aplique puedan efectuar gestión del consumo.
- Construir una cultura de consumo de acuerdo a la capacidad económica y habilitar servicios de prepago para reducir la cartera.
- Contar con información confiable de los flujos de energía y niveles de servicio para proporcionar transparencia y mejorar la vigilancia, de tal forma que permita una inversión más responsable.




2.1.3 Topologías de red implementadas

Los modelos de suministro de energía dependen fundamentalmente de la densidad de población. En regiones rurales en donde la densidad de población es baja y es más costoso poder llegar con redes de interconexión eléctrica, el estudio consideró soluciones descentralizadas con generadores diésel y sistemas solares domésticos.

Con base en el estudio de GSMA en la siguiente tabla se resumen las topologías de red eléctrica aplicadas para la región Sub-Sahara, los cuales desde nuestro punto de

vista podrían aplicarse al caso colombiano, siempre que las condiciones geográficas lo permitan:

Tabla 2-1: Topologías de red eléctrica aplicadas en la región Sub-Sahara
Fuente: GSMA, FROM RURAL TO URBAN: ENERGY SERVICE MODELS.

	Rural No interconectado (Baja densidad)	Rural y Urbano (Alta densidad)	Rural y Urbano con Interconexión.
Configuración			
Descripción	Hogares dispersos y Comunidades de baja densidad de población. Uso de energía tradicional Diesel y Solares. Nivel de Pobreza: De alta a media.	Hogares con centros de actividad comercial, con escuelas y centros de salud. Uso de energía tradicional Diesel, Solares y con redes pequeñas de interconexión. Nivel de Pobreza: De alta a baja.	Hogares con centros de actividad comercial, con escuelas y centros de salud. Hogares conectados a sistema de interconexión eléctrico tradicional. Nivel de pobreza: De medio a bajo.
Modelo Tipo de Energía	Solución directa a hogares aislados.	Solución con mini-redes de interconexión.	Solución con redes de interconexión.

- En regiones urbanas o áreas rurales cercanas a grandes ciudades quedan integradas a la red principal de interconexión eléctrica.
- Los sistemas de mini-red para soportar áreas de alta densidad de población urbana o rural, lejana a la red principal de interconexión.
- Por último, las soluciones a nivel hogar, están basados principalmente en sistemas solares domésticos.

Para GSMA⁴, existe una oportunidad para que “*Botswana Power Corporation*” amplíe el programa de medición inteligente actual, especialmente para zonas rurales.

En la siguiente tabla se puede observar que 73,923 hogares urbanos (cerca del 85 %) de Botsuana, que se encuentran dentro de red interconectada, cuentan con medidores inteligentes (AMI). De los casi 300,000 hogares rurales que pertenecen a la red interconectada, casi la totalidad (299,799, más del 99%) tienen medidores digitales prepagos, aunque no son inteligentes.

⁴ MOBILE FOR SMART SOLUTIONS: “How Mobile can Improve Energy Access in Sub-Saharan Africa”. Página 25.

Tabla 2-2: Hogares con servicio de energía en Botsuana
Fuente: GSMA, FROM RURAL TO URBAN: ENERGY SERVICE MODELS

	Sistema No Interconectado		Sistema Interconectado		
Tipo de Usuario	Hogares Rurales	Hogares Urbanos	Hogares Rurales	Hogares Urbanos	Grandes Clientes
Número de Hogares	124,488	24,410	299,799	87,408	NA
Observación	Alto potencial para energía solar descentralizada sistemas donde la red no es económicamente viable, pero sin explotar Debido al enfoque político en hogares en la red y escala limitada para Smart soluciones para habilitar monitoreo remoto y pagos.		Potencial para aumentar conexiones prepago y medición inteligente		Mayoría de redes hogares rurales tener presupuesto de energía Medidores de control
				De los cuales 73,923 tienen prepago inteligente. El resto tienen postpago con medidores inteligentes controlados.	5% de los Grandes Clientes se asume que son usuarios del gobierno y de negocios.

Y que para zonas rurales no interconectadas, existe un alto potencial para que las empresas proveedores de servicios eléctricos proporcionen tanto soluciones de energía descentralizadas (por ejemplo, sistemas solares domésticos o sistemas de mini red) y adicionalmente sistemas de medidores inteligentes (en total para cerca de 150,000 hogares).

Sin embargo, frente a los esfuerzos anteriores enfrentaron desafíos al utilizar soluciones inteligentes (AMI), debido a que la población rural tiene bajos ingresos y al limitado alcance de la cobertura móvil, no obstante poder suplirse con enlaces satelitales a un costo más alto.

2.2 SENEGAL

2.2.1 Estado actual de las zonas eléctricamente aisladas

En Senegal se estima que un 64% de la población tiene acceso al servicio de energía eléctrica (90% de la población urbana y 44% de la población rural). La capacidad instalada es de 864 MW, de los cuales 733 MW son plantas térmicas.

En la siguiente figura se ilustra el estado actual de electrificación en Senegal. En rojo están las regiones con una tasa de electrificación por debajo del 10%, en amarillo los que tienen una tasa de entre 10% y 30%, en verde entre el 30% y 60% y en blanco por encima del 60%

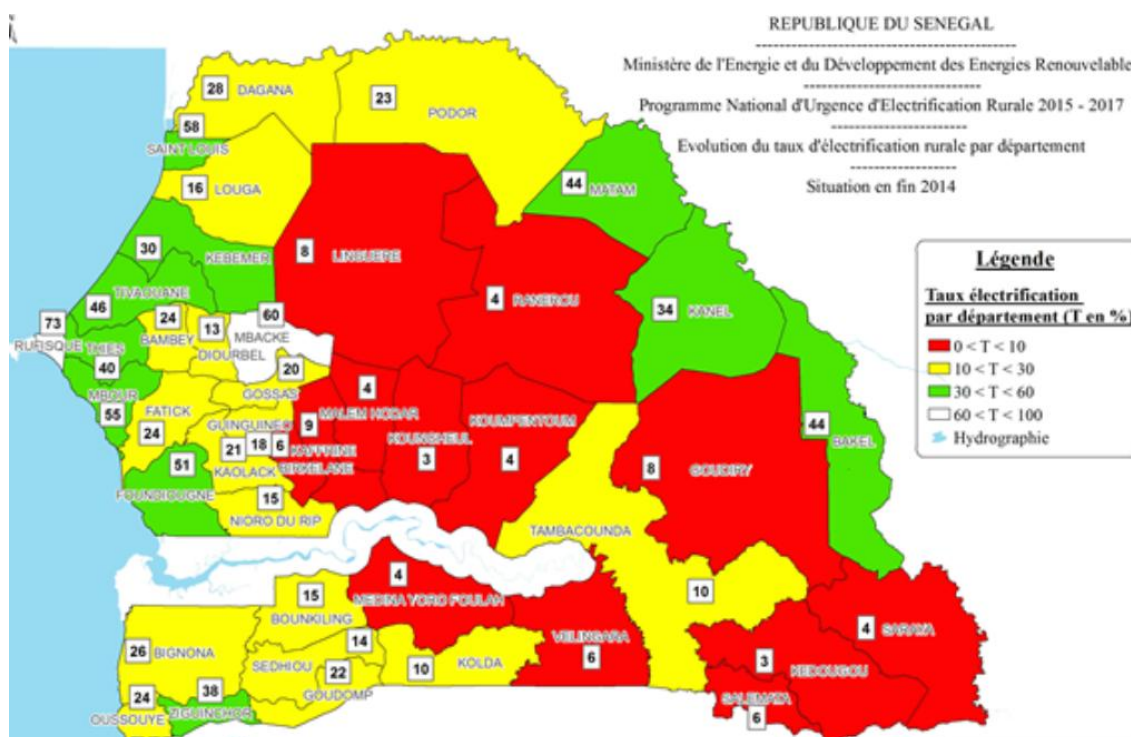


Fig. 2-3: Estado de electrificación en Senegal
Fuente: Ministerio de Petróleo y energía de Senegal

A partir de 2010, en este país se han implementado desarrollos importantes en sistemas de autogeneración en las regiones que no tienen acceso a la red, gracias a la publicación de la ley 2010-21 y la reglamentación de esta por parte de la Comisión de Regulación del Sector Eléctrico (Commission de Régulation du Sector de l'Electricité, 2018).

2.2.2 Sistemas AMI

En Senegal⁵ bajo el plan Sénégal Emergent, el Gobierno de ese país ha hecho del desarrollo del sector eléctrico un componente clave, que apunta a que llegue a convertirse en una economía emergente para el año 2025. Este país tiene un gran potencial en energías eólica, solar y grandes recursos de gas natural en el mar. De esta forma se podrán reducir costos en generación de energía eléctrica, reducir la dependencia de combustibles líquidos y especialmente en zonas rurales incrementar el acceso al servicio de energía eléctrica. Aunque el programa de concesiones rurales enfrenta obstáculos, el objetivo del gobierno es lograr para el 2025 el acceso universal incluyendo las zonas rurales no-interconectadas.

Compañías que operan sin conexión a la red, como Oolu Solar están proporcionando iluminación en zonas rurales de Senegal. En regiones como Thies, la población ha percibido mejoras en la seguridad y ahorros gracias al acceso a sistemas solares de alta calidad con posibilidad a futuro de poder conectar televisores y refrigeradores sin que se encuentren interconectados a la red.

En Senegal⁶, al contrario de Botsuana, el mayor mercado accesible en términos de nuevas conexiones de medidores inteligentes se encuentra en las áreas rurales sin conexión a la red, donde más de 930,000 hogares viven sin acceso a la electricidad,

⁵ <https://www.usaid.gov/powerafrica/Senegal>

⁶ <https://www.usaid.gov/powerafrica/Senegal>
 Improve Energy Access in Sub-Saharan Africa". Página 26.

aunque si gozan de cobertura de red GSM, tal como se presenta en la tabla a continuación.

Tabla 2-3: Hogares con servicio de energía en Senegal

	Sin Interconexión		Sistema Interconectado		
Tipo de Usuario	Hogares Rurales	Hogares Urbanos	Hogares Rurales	Hogares Urbanos	Grandes Clientes
Número de Hogares	933,015	92,612	302,111	667,889	30,000
Observación	Cerca de un millón de personas no tienen acceso a electricidad pero si tienen cobertura GSM.	Posiblemente conectados en forma ilegal.	Senelec a implementado limitaciones de carga en hogares rurales conectados a la red y está considerando la implementación de una tarifa sistema para mejorar flexibilidad de pago	De los cuales 200,000 tienen prepago inteligente.	50% de los Grandes Clientes se están implementando con AMI.

Existe una gran oportunidad de aprovechar la red GSM para soluciones inteligentes que pueden mejorar el acceso a la energía. Así como se están desplegando medidores prepagos para los 667,889 hogares urbanos que se encuentran dentro de la red eléctrica, se podrán realizar esfuerzos para extender estos medidores a los 302,111 hogares rurales que se encuentran dentro de la red eléctrica.

Para zonas rurales no interconectadas, existe un alto potencial para que las empresas proveedores de servicios eléctricos proporcionen tanto soluciones de energía descentralizadas (por ejemplo, sistemas solares domésticos o sistemas de mini red) y adicionalmente sistemas de medidores inteligentes (en total para cerca de 150,000 hogares).

Como el caso de Botswana, los esfuerzos anteriores en este sentido han enfrentado desafíos para utilizar soluciones inteligentes debido a los bajos ingresos de la población rural.

2.2.3 Enfoque de Integración de mini-red

Senegal ha hecho de la electrificación rural una prioridad con el objetivo de aumentarla del 8% en 2000 al 62% para 2022. El Ministerio de Energía dividió las áreas rurales no electrificadas en 11 zonas y otorgó concesiones para su electrificación. La Agencia de Electricidad Rural de Senegal (ASER), establecida en 2000, incentiva la inversión del sector privado mediante el Fondo de Electrificación Rural.

ASER proporciona apoyo financiero a empresas privadas y organizaciones comunitarias para que utilicen mini redes para electrificar comunidades aisladas.

A partir de 2017, la agencia de electrificación rural de Senegal, con el apoyo de instituciones multilaterales y de financiamiento para el desarrollo, está implementando

400 mini redes. . Llama la atención que de ese grupo, la agencia alemana de desarrollo Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, está apoyando otros 300 proyectos.

2.3 COSTA DE MARFIL

2.3.1 Estado actual de las zonas eléctricamente aisladas

El plan de electrificación de Costa de Marfil contempla la inversión de 6,6 billones de dólares en infraestructura eléctrica hasta 2030, de modo que se incorporarán 150 MW al sistema interconectado cada año.

Bajo el código eléctrico de este país establecido por Anaré, a partir de la Ley 2014-132 de 2014 (Anaré, 2018), se establecen penalizaciones para quienes infrinjan las condiciones de distribución o comercialización de la energía; sin embargo, bajo esta regulación no existen parámetros técnicos de los medidores.

Dado que existen múltiples prestadores de servicio que operan con pequeñas plantas y que estos tienen libertad para suministrar el servicio a los usuarios, han surgido emprendimientos como el de la empresa Smart Energy de Eranove ⁷ que provee equipos de medida entre otras soluciones de eficiencia energética en instalaciones residenciales.

2.3.2 Sistemas AMI

En junio de 2013, se lanzó el plan Power Africa⁸ como un modelo de una asociación público-privada impulsada por el mercado para agregar 30,000 MW de nueva capacidad de generación y 60 millones de nuevas conexiones en África subsahariana para 2030. Bajo este plan, Power Africa trabaja en:

- Apoyar el desarrollo de la nueva generación de energía.
- Mejora del acceso a la electricidad.
- Fortalecimiento de la capacidad de las instituciones del sector energético.
- Movilización de asociaciones e inversiones

El mayor mercado accesible de Costa de Marfil⁹, para nuevas conexiones de soluciones de medidores inteligentes, se encuentra en las áreas rurales sin conexión a la red, muy similar a Senegal, en las cuales 1,260,000 de hogares viven sin acceso a la electricidad, pero es probable que tengan cobertura de la red GSM, como se muestra en la tabla 2-4.

La CIE, la empresa eléctrica de Costa de Marfil tiene previsto para el 2020 conectar, con contadores en modalidad de servicio pre-pago, cerca de 600,000 hogares de zonas rurales localizadas en zonas no-interconectadas.

De igual forma en zonas con red de interconexión, se tienen unos 120,000 ya están equipados con contadores de prepago.

Por otro lado, el uso de redes GSM y con el uso de concentradores de datos - Gateway, ha permitido controlar la demanda y medir pérdidas no-técnicas de energía.

⁷ <http://www.smartenergy.ci/equipements/>

⁸ <https://www.usaid.gov/cote-divoire/economic-growth>

⁹ MOBILE FOR SMART SOLUTIONS: "How Mobile can Improve Energy Access in Sub-Saharan Africa". Página 27.

Tabla 2-4: Hogares con servicio de energía en costa de Marfil
Fuente: GSMA, FROM RURAL TO URBAN: ENERGY SERVICE MODELS.

	Sin Interconexión		Sistema Interconectado		
Tipo de Usuario	Hogares Rurales	Hogares Urbanos	Hogares Rurales	Hogares Urbanos	Clientes Especiales ¹⁰
Número de Hogares	1,260,000	No se Conoce.	540,000	1,200,000	12,000
Observación	La CIE tiene como meta conectar 600,000 hogares no interconectados para el 2,020.con posibilidad de contadores pre-pagos.		Posibilidad de implementar gestión de carga.	Se tienen 120,000 medidores prepago de tipo electro mecánico.	La CIE tiene previsto un piloto con medidores inteligentes.

2.3.3 Sistemas de telecomunicaciones implementados

Para Costa de Marfil, como para Senegal y Botsuana, las tecnologías planteadas para que la transferencia de datos (información de mediciones) desde los medidores AMR o AMI, a los concentradores de datos, son:

- PLC (Comunicación por Portadora de Línea).
- Redes GSM, con protocolo GPRS.
- Frecuencias de radio (RF), referidas a protocolos Zigbee o ZWave o combinación de estos.

A continuación se presentan los pros y los contras encontrados para usar cada estas tecnologías como solución de conectividad para los medidores inteligentes:

Tabla 2-5: Comparativo de tecnologías aplicadas en países africanos
Fuente: GSMA, FROM RURAL TO URBAN: ENERGY SERVICE MODELS.

Tecnología	Descripción	Pros	Contras
PLC	Comunicación de línea eléctrica (PLC) requiere un punto a multipunto red, por lo que un solo transmisor está enviando datos a múltiples receptores.	PLC es conveniente ya que usa líneas de alimentación de AC existentes y está bien adaptado para las áreas donde hay una alta densidad de medidores por cada subestación de energía.	Como las líneas de PLC no están configuradas para la transmisión de datos, se podrían presentar problemas por interferencia.
Redes GSM	Las conexiones serían del Tipo punto-punto.	GSM es la tecnología más eficiente. Para despliegues en áreas con baja densidad de medidores, ya que no hay necesidad de infraestructura multipunto. También es una red muy robusta (por ejemplo, evitar alta interferencia)	La comunicación GSM sigue siendo más cara que PLC o redes RF en malla.
Radiofrecuencias (RF), (por ejemplo,	Las redes de malla requieren un punto-	La RF es altamente robusta ya que puede operar incluso	El uso de las frecuencias de radio. Se limita como son

¹⁰ Iluminación pública y Clientes con sistemas de Alto Voltaje.

**Zigbee, Z-wave),
(soluciones de
espectro sin
licencia).**

multipunto conexión: los datos deben ser agregados en puntos centrales y redirigido a una red de backhaul red de datos, frecuentemente móvil.

las frecuencias. Reservado para fines específicos y no están disponibles en cada mercado ¹¹ (mayormente concentrado en EE.UU).

2.4 BRASIL

2.4.1 Estado actual de las zonas eléctricamente aisladas

En 2017 en Brasil, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) tenía registradas 237 zonas no interconectadas al SIN (Operador Nacional do Sistema Eléctrico ONS, 2018). La mayor parte de éstas se ubican en la región norte, en los estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá, Pará. Adicionalmente existen otras ZNI en la Isla de Fernando de Noronha, Pernambuco y Mato Grosso.

Se estima que estas localidades aisladas son menos del 1% del consumo total de energía de Brasil, y en la mayoría de los casos utilizan plantas Diésel. Aunque la demanda es poca, las ZNI abarcan cerca de 45% del territorio y un aproximado de 1,2 millones de usuarios (3% de la población) según Eletrobras S.A. (Eletrobras, 2007)

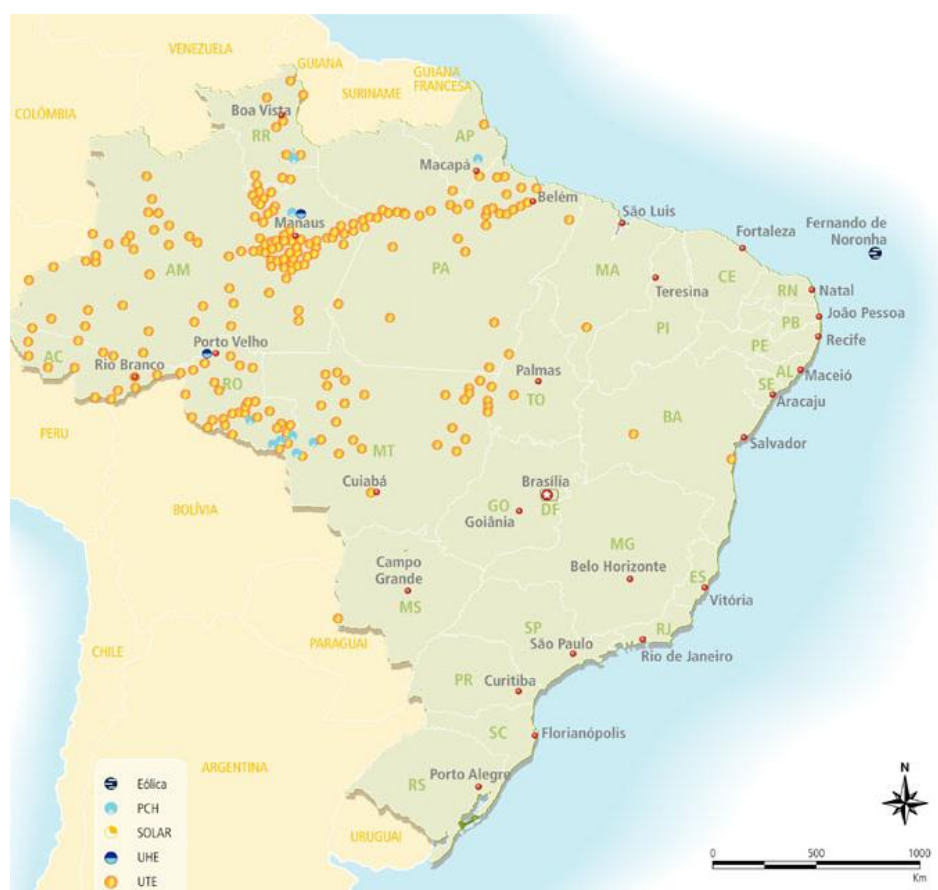


Fig. 2-4: Mapa de centrales de generación en las zonas no interconectadas de Brasil (Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, 2005)
Fuente: www.aneel.gov.br

¹¹ Estos son los planteamientos de GSMA y no del Consultor. Para el caso de Colombia se encuentra en la misma región 2 para temas de espectro radioeléctrico que Estados Unidos y en consecuencia las atribuciones de frecuencias son similares. Para Colombia los protocolos Zigbee y Z-Wave ya están siendo utilizados siguiendo planes de frecuencia similares a los de Estados Unidos.

El 9 de diciembre de 2009, el gobierno de Brasil publicó la Ley 12.111 (Presidência da República; Casa Civil; Subchefia para Assuntos Jurídicos, 2009) que reglamenta las condiciones del servicio de energía eléctrica en las ZNI y en la cual se establece un cargo por consumo de combustibles CCC (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2018) que pagan las empresas de distribución y transmisión del SIN para subsidiar el servicio de energía en las zonas no interconectadas.

Con el fin de tener información confiable para el pago de este cargo CCC, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil, ANEEL, mediante resolución No 427 de 2011, estableció las obligaciones de medición de los prestadores de servicio en las ZNI (Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, 2011). La obligación consiste en la instalación de un sistema de recolección de datos operacionales (SCD) que mida, registre, organice y ponga a disposición de las entidades regulatorias los siguientes datos horarios:

- Corriente [A]
- Tensión eléctrica [kV]
- Potencia activa [kW]
- Energía activa [kWh]
- Potencia reactiva [kVAr]
- Energía reactiva [kVArh]
- Frecuencia [Hz]
- Para plantas termoeléctricas superiores a 1 MW se debe registrar el consumo de combustible [kg/h] o [Lt/h]

El sistema SCD deberá utilizar tecnología digital y capacidad de almacenar como mínimo los datos de 45 días.

Este sistema de medición no sólo se exige a los generadores o a los distribuidores con plantas de generación, sino también a los transmisores que instalen líneas para importación de energía de otros países a las ZNI.

Los datos deberán ser enviados por el agente a Eletrobras S.A. en archivo digital en el medio que bien establezcan con periodicidad mensual, o trimestral si se trata de un sistema de generación de menos de 100 kW. Los datos serán aceptados para el cálculo del cargo CCC si se cumplen dos criterios: deben tener medición de consumo de combustible mínimo de 7 periodos de 24 horas y las variables eléctricas deben tener al menos 20 días ininterrumpidos o 25 días alternados.

2.4.2 Sistemas AMI

A pesar que el sector energético brasileño¹² fue desregulado por el presidente Cardoso en 1996, aún para el 2002, el 27% de las comunidades rurales de Brasil, carecían de acceso a la electricidad. Por esta razón, el gobierno lanzó programas para electrificar a las comunidades más remotas y así lograr el acceso universal establecido por mandato constitucional. De esta manera ya para el 2,010, el gobierno tenía completados 12 proyectos de mini-red solar fotovoltaica en la Amazonia.

En el año 2003, el programa “Luz para Todos” se lanzó para llegar a los 12 millones de ciudadanos brasileños que se estimaban, aún carecían de acceso a los servicios de electricidad. El programa está trabajando con cooperativas y concesionarios para implementar proyectos en zonas no-interconectadas, incluyendo mini redes para 250,000 personas en las comunidades más remotas de Brasil.

¹² <https://www.usaid.gov/energy/mini-grids/policy/national-planning>

A partir de febrero de 2014¹³, los distribuidores debían estar listos para ofrecer a sus clientes medidores inteligentes, cuyas características mínimas fueron reguladas por la Resolución Normativa No. 502/2012 del ANEEL.

El impacto principal de los medidores inteligentes que se buscan en este país se resume¹⁴:

- Herramienta para reducción de pérdidas.
- Reducción de costos de operación.
- Gran impacto en la gestión de Micro-mini generación distribuida.
- Información en tiempo real.

Dos tipos de medidores deberían estar disponibles por los distribuidores: uno específico para el consumidor que opta por la facturación de tarifa blanca, y otro con características adicionales para cuando el consumidor está interesado en obtener datos individualizados sobre el servicio previsto. Este segundo medidor, cuyo recargo se asignará al consumidor correspondiente, proporciona información adicional, como datos sobre interrupciones del suministro y nivel de voltaje. En todos los casos, la instalación del medidor se realiza a petición del consumidor.

2.4.3 Sistemas de telecomunicaciones implementados

Aunque no es directa la información respecto a las tecnologías de transmisión de información utilizadas en Brasil, para la conectividad con los medidores inteligentes, algunas publicaciones^{15 16}, señalan que son las mismas utilizadas como se describió para los países africanos, adicionando soluciones satelitales para aquellos puntos ó localizaciones remotas que no tienen cobertura terrestre. No solamente tecnologías inalámbricas terrestres como GPRS, WiMax, HSDPA han sido utilizadas para transmitir la información de telemetría entre consumidores y puntos de generación y/o distribución, sino también se ha aprovechado la propia red eléctrica a través de sistemas PLC. De igual forma el uso de comunicaciones vía satélite ha sido una alternativa cuando no son viables ó resultan ser muy costosas las inversiones de soluciones terrestres.

Un caso concreto de medidores inteligentes utilizando sistemas inalámbricos, se identifica con el proyecto Inovcity Aparecida Project¹⁷ (aunque es un proyecto aplicado a centros urbanos, las tecnologías utilizadas perfectamente podrían ser utilizadas para sitios rurales en ZNI). El proyecto tenía por meta instalar un total de 15,400 medidores inteligentes utilizando las siguientes tecnologías y protocolos como medios de transmisión de datos:

- Protocolo Zigbee entre los medidores inteligentes.
- Protocolo Zigbee entre el medidor del ADT (Aerial Distribution Transformer) y el Coordinador.
- GPRS y/o WIMAX como tecnologías entre para transmitir y recibir datos entre los coordinadores y los centros de control principales.

¹³ http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/18_the_technology_in_favor_of_sustainability.pdf

¹⁴ Smart Grids in Brasil Regulatory Issues Carlos Eduardo Cabral Carvalho Advisor to the Board of Directors –ANEEL- October 16, 2016 Paris, France.

¹⁵ Anais do EATI - Encontro Anual de Tecnologia da Informação e Semana Acadêmica de Tecnologia da Informação. GPRS network used to monitor the generation and use of solar energy in residences. www.eati.info/eati/2014/assets/anais/artigo15.pdf.

¹⁶ Independent Journal of Management & Production E-ISSN: 2236-269X ijmp@ijmp.iqr.br Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo Brasil. Moreira da Silva, Ricardo; Schettino, Stevon; Ribeiro de Lima, Patrícia Meira; Célio Adriano, Francisco SMART GRID: EVALUATION AND TREND IN BRAZIL Independent Journal of Management & Production, vol. 5, núm. 3, junio-septiembre, 2014.

¹⁷ <http://www.ecilenergia.com.br/english/download/Smart%20Grid%20-%20Inovcity%20Aparecida.pdf>

2.5 CHILE

2.5.1 Estado actual de las zonas eléctricamente aisladas

Actualmente en Chile existen tres(3) sistemas eléctricos de potencia interconectados. Estos son: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (que une los antiguos sistema del Norte Grande SING y sistema interconectado central SIC), el sistema de la región Aysén y el sistema de Magallanes que llega hasta la Antártica. El sistema eléctrico nacional SEN atiende más del 97% de la población de Chile (Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, 2018).

Las regiones insulares de Chile aún cuentan con un servicio de energía intermitente a base de plantas Diésel. Recientemente se anunció el proyecto de energización del archipiélago de Chiloé; sin embargo, aún falta mejorar el servicio en el Archipiélago Juan Fernández, las islas Desventuradas y la Isla de Pascua.

El caso de la Isla de Pascua es particular. Según la Ley 19.940 del 2004, el sistema de potencia de la isla se considera como Sistema Mediano al tener una potencia en generación instalada de entre 1500 kW y 200 MW (Ministerio de Economía de Chile, 2004). No obstante, el servicio reporta varias deficiencias comparado con otros sistemas chilenos de la misma categoría.

En todo el territorio chileno, los medidores de energía deben cumplir con la norma técnica NSEG 3.71 establecida por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Para los generadores conectados a uno de los grandes sistemas de potencia, los propietarios deben instalar un módulo de registro de señales (tensión, corriente, frecuencia, entre otros), un módulo de registro de protecciones eléctricas y un módulo de medición fasorial. De modo que el coordinador del sistema pueda alimentar de datos su sistema SCADA en tiempo real (CNE Chile, 2018).

Para los generadores conectados a los llamados sistemas medianos se especifica que deben integrarse a la plataforma del operador del sistema o de la empresa distribuidora en su defecto. Estos sistemas deben permitir monitorear en tiempo real el perfil de tensión, el aporte de potencia activa y reactiva, la frecuencia y los eventos de interrupción en el suministro (CNE Chile, 2018).

Para generadores aislados de sistemas de transmisión, la única exigencia establecida por la norma NSEG 3.71 es que cuenten con un medidor de energía producida y frecuencímetros.

2.5.2 Sistemas AMI

El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes²²:

- **Sistema Eléctrico Nacional (SEN):** sistema compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande. A diciembre de 2017 cuenta con una capacidad instalada neta de 22.369 MW. El 46% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (30% hidráulica, 8% solar, 6% eólico, 2% biomasa y 0,2% geotérmica) mientras que el 54% corresponde a fuentes térmicas (21% carbón, 20% gas natural y 13% petróleo). El aumento de la generación renovable ha sido importante en los últimos años, pasando de un 35% en 2011 a 42% en 2017. De igual forma, la penetración de las tecnologías solar y eólica ha aumentado drásticamente pasando de un 1% en 2011 a un 10% en 2017.

²² Generadoras de Chile. <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>.

- **Sistema de Aysén (SEA):** sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 62 MW, con un 57% diesel, 37% hidráulica y 6% eólica.
- **Sistema de Magallanes (SEM):** sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 104 MW, con un 82% de plantas de gas natural, 15% de plantas diésel, y 3% de plantas eólicas.

En la actualidad se han realizado pilotos por iniciativa de las propias empresas de energía eléctrica²³ con el fin de mejorar la gestión de red al interior del hogar y tener mejor gestión del sistema de monitoreo de producción de energía eléctrica.

A fines del 2017, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó una norma técnica, que incorporó avances en estándares de seguridad y calidad de servicio para las redes con el uso de medidores inteligentes, aunque sigue pendiente el anexo técnico²⁴ que indica los aspectos operativos para este tipo de medidores.

Estos medidores con base en lo publicado por la revista Electricidad²⁵ deberán estar instalados en 2025, siguiendo la tendencia de los países europeos. El costo aproximado por medidor es del orden de \$ 100,000 pesos chilenos (aprox. US \$ 146).

2.6 PERÚ

2.6.1 Estado actual de las zonas eléctricamente aisladas

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) contiene más del 92% de la potencia total de generación de Perú. Conociendo que la potencia total instalada es de 12,508 GW en el SEIN, según lo reportado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES, 2017), la potencia instalada en los sistemas aislados no es despreciable. La potencia instalada en los sistemas más grandes que tenía reportado el Organismo de la Inversión en Energía y Minería a 2015 (OSINERGMIN, 2015), se resume así.

- Tanguche – desarenador: 640 kW
- Chacas – San Luis: 2368 kW
- Atalaya: 2690 kW
- Canta – Yaso: 740 kW
- Hoyos – Acos: 280 kW
- Ravira Pacaraos: 150 kW
- Churín: 527 kW
- Chiquían: 3181 kW
- Atico: 1500 kW
- Cotahuasi: 1127 kW
- Caravelí: 1082 kW
- Ocoña: 1500 kW
- Chachapoyas: 12040 kW
- Iquitos: 92420 kW
- Contamana: 1500 kW
- Requena: 2086 kW
- Tamshiyacu: 762 kW

²³ <https://www.electricas.cl/temas-estrategicos/medicion-inteligente/>

²⁴ Comisión Nacional de Energía –CNE-, para Chile. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/sector-electrico/>

²⁵ Revista Electricidad. LA revista Energética de Chile. <http://www.revistaei.cl/2018/08/13/gobierno-afina-ultimos-detalles-anexo-tecnico-medidores-inteligentes/#>

- Nauta: 1555 kW
- Caballococha: 1600 kW
- Tabaconas: 245 kW
- Pomahuaca: 255 kW
- Pucara: 850 kW
- Iberia – Iñapari: 2040 kW

La mayoría de estos sistemas son energizados por plantas Diesel y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Dados los altos costos de generación en estos sistemas, la Ley N° 28832 del Perú (Congreso de la República del Perú, 2006) en su artículo 30 decretó un mecanismo de compensación para favorecer el acceso a la energía eléctrica de usuarios en zonas alejadas. Con base en esta disposición, OSINERGMIN actuando como ente regulador estableció las características de la supervisión y los métodos para que las empresas prestadoras de servicio en estos sistemas aislados reporten su información (OSINERGMIN, 2010).

Adicionalmente, OSINERGMIN puso en funcionamiento una herramienta digital “Sistema Informático Extranet” (OSINERGMIN, 2018) para que los agentes reporten la siguiente información: características de las instalaciones, registro diario de fallas y salidas forzadas, mantenimientos programados, racionamientos, margen de reserva, despacho de carga, contingencias operativas y el programa de adecuación de confiabilidad del suministro. La periodicidad con la que se deben reportar varía según el tipo de información, para los márgenes de reserva y datos de despacho el reporte debe ser mensual.

2.6.2 Sistemas AMI

Basado en un modelo de empresa eficiente²⁶, en 1992 el sector eléctrico peruano privatizó la generación, transmisión y distribución de energía dejando solamente los aspectos regulatorios a través de la Organización de Supervisión para Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN). Hoy en día, cerca de 20 empresas públicas de distribución de electricidad (EDC) prestan el servicio de electricidad en zonas rurales. La mayoría de los EDC reportan pérdidas de menos del 12% y tasas de pago superiores al 95%.

Antes de la evaluación del Proyecto de Electrificación Rural, el gobierno del Perú acababa de enunciar su Plan Nacional para Electrificación rural, en la que el Ministerio de Minas y Energía daba alta prioridad al aumento de la electricidad rural. Con esto como se presenta en la tabla 2-6 la electrificación rural creció más del doble entre los años 2004 y 2014, pasando del 30% de cobertura a un 75%.

En el 2011, la cobertura alcanzó el 65 por ciento, según el Plan Nacional de Electrificación Rural, gracias a que el mismo gobierno se había comprometido a destinar US \$ 860 millones durante 10 años entre 2004 y 2013. El proyecto de electrificación rural también evaluó y diseñó a finales del 2005 un plan para expandir el servicio de electricidad, en áreas remotas, y promover los usos productivos de la electricidad en la agricultura, comercial, y actividades industriales en zonas rurales.

²⁶ Perú—Rural Electrification Project. Independent Evaluation Group, Project Performance Assessment Report 117145. Washington, DC: World Bank. 2017.

Tabla 2-6. Acceso servicio electricidad (Cifras en porcentajes).
Fuente: Banco mundial

	Año										
Región	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Urbana	94.3	94.7	96.2	95.8	97	97.5	98.1	98.4	98.6	98.8	98.9
Rural	32	34.6	39.6	45.5	50.1	55.1	58.6	64.2	68.6	71.6	74.5

Más estratégicamente, el Plan Nacional de Electrificación Rural pretendió mostrar un enfoque para proporcionar electricidad rural de manera más eficiente; y lograr un mejor aprovechamiento de aportes del gobierno central con fondos de proveedores de servicios de electricidad y otras fuentes.

En lo referente a la implementación de medidores inteligentes, en este país ocurre algo similar a lo de Brasil, en el sentido que hasta al momento se ha obtenido información de proyectos en centros urbanos. Para el primer trimestre del 2018, 10 mil medidores serían instalados y permitirían a los peruanos tener más información y mayor control sobre sus consumos con una inversión de US\$ 1.1 millones²⁷. De acuerdo a Carlos Tembourny, Country Manager de Enel Perú, *"los 7 distritos en donde se han instalado hasta el momento más de 8700 Smart Meters, o medidores inteligentes, son parte de un plan piloto. El proyecto tiene planeado instalar un total de 1.4 millones de medidores inteligentes en los próximos 8 años"*, y también anotó: *"Esto es un proyecto piloto que vamos a probar hasta mediados de 2018. La idea es que en la próxima renovación tarifaria de 2018 se empieza a considerar esta inversión"*.

2.6.3 Soluciones de telecomunicaciones

En relación a las tecnologías de transmisión de datos, Enel planteó el uso de protocolos GPRS o redes 3G, de tal forma que la información sea enviada al Centro de Operaciones de Enel. Aunque no lo especifica, también da a entender que utilizará tecnología PLC²⁸, pues menciona que los datos serán transmitidos por la red eléctrica con frecuencia de 15 minutos.

Con base a lo establecido por Enel la arquitectura de red utilizada será estándar a cualquier de otra país del mundo con algunas precisiones y alcances específicos²⁹:

- Para cada hogar y negocio, los datos de consumo de energía son encriptados y transmitidos por medio de la red eléctrica de manera automatizada y continua con frecuencia de transmisión cada 15 minutos.
- Diversos concentradores instalados en la ciudad reúnen la información de los Medidores Inteligentes y la envían en un solo paquete de datos por red inalámbrica, al Centro de Operaciones de Medición Inteligente.
- Analiza la información bajo demanda en línea y administra la energía de cada punto de conexión en la ciudad, gestionando la conexión, desconexión y medición de manera continua.
- Inicialmente los valores medidos son: Potencia activa, reactiva y tensión. En fase futura, se implementará la característica de medición de potencia entregada hacia la red a la que el usuario está conectado.

²⁷ <https://gestion.pe/economia/consisten-medidores-inteligentes-energia-1-149910>

²⁸ O similar. Tengamos en cuenta que el reconocido proveedor de equipos para automatización de hogares Insteón, combina Zwave y portadora de 132 KHz por línea eléctrica para transmitir información de datos hacia un Gateway, de los dispositivos de hogar que se conecten a la red de corriente alterna. <https://www.insteon.com/>.

²⁹ <https://www.enel.pe/es/quienes-somos/a201612-medidores-inteligentes.html>

Teniendo en cuenta que ENEL también establece que los datos después de llegar a un concentrador (Gateway) y luego a través de la nube llegarán a la central de operaciones de Enel, es claro que esta implementación es similar al proyecto de la isla Fernando de Noronha, en Brasil, utilizando protocolo MQTT el cual está soportado por redes GSM (2G) a través de GPRS o también a través de 3G.

2.7 COREA DEL SUR

2.7.1 Estado actual de las zonas eléctricamente aisladas

En Corea del Sur, la empresa estatal KEPKO (KEPCO, 2018) se encarga del sistema de transmisión y también posee la mayoría de centrales de generación. Actualmente, este sistema eléctrico interconectado cuenta con 120,85 GW instalados (KESIS, 2018).

Instalar esta gran capacidad de generación eléctrica se logró en muy corto tiempo gracias al programa de electrificación rural adelantado a partir de la guerra de Corea. En un período de 15 años, se pasó de una cobertura del 12% al 98% de la población (Van Gevelt, 2014).

Actualmente se estima que el 100% de la población en Corea del Sur se encuentra conectada al sistema de potencia nacional, gracias al proyecto de electrificación de islas y regiones remotas que comenzó a partir de 1980 (Ministry of Knowledge Economy & KEPKO, 2012).

2.7.2 Sistemas AMI

El Ministerio de Economía del Conocimiento (MKE)³⁰ es una rama del gobierno de Corea del Sur, que se encarga de regular políticas económicas, especialmente con respecto a los sectores industrial y energético.



Fig. 2-6: Proyecto piloto Isla Jeju – Corea del Sur

Fuente: https://www.smartgrid.gov/files/South_Korea_Smart_Grid_Revolution_201112.pdf.

³⁰ <http://www.koisra.co.kr/en/partners/governmental/187-ministry-of-knowledge-economy.html>

El actual MKE es un compendio de muchos de los ministerios antiguos de Corea: Comercio, Industria y Energía; Información y Comunicación; y Ciencia y Tecnología. A pesar de esta mezcla de responsabilidades y políticas a cargo, llama la atención que en mayo de 2011, promulgó la Ley de implantación y utilización de redes inteligentes (Smart Grid Deployment and Utilization Law)³¹ y de esta manera creo el marco para la implementación de las redes inteligentes.

Por otro lado, el Instituto Coreano de Redes Inteligentes (KSGI)³² se constituyó en agosto de 2009 para administrar la iniciativa de redes inteligentes y sus proyectos en Corea. Las obligaciones del KSGI incluyen la ejecución de la Iniciativa de Redes Inteligentes de Corea y la gestión de demostraciones de redes inteligentes, ciudades piloto y la investigación y desarrollo.

De igual manera, el proyecto piloto en la Isla de Jeju³³, es considerado como la hoja de ruta para la implementación y desarrollo de redes inteligentes. La isla es una "provincia autónoma especial", menos de 200 km al sur de la parte continental de Corea. Este piloto es el trabajo en equipo entre el gobierno nacional Coreano, KEPCO³⁴, el instituto de SmartGrid en (KSGI), sector académico y más de 160 empresas. Entre 2009 y 2015 se alcanzó una inversión aproximada de US \$ 286 millones, integrando 6,000 hogares, parques eólicos y cuatro líneas de distribución, dentro del sistema de red inteligente.

Los principales aspectos tecnológicos considerados fueron:

- Equipo inteligente de T&D³⁵
- AMI
- sensores
- Software y Hardware
- Comunicaciones e infraestructura inalámbrica

Es importante resaltar el alto porcentaje de inversión que representó lo correspondiente a tecnologías AMI, que para el 2015 fue del 22%.

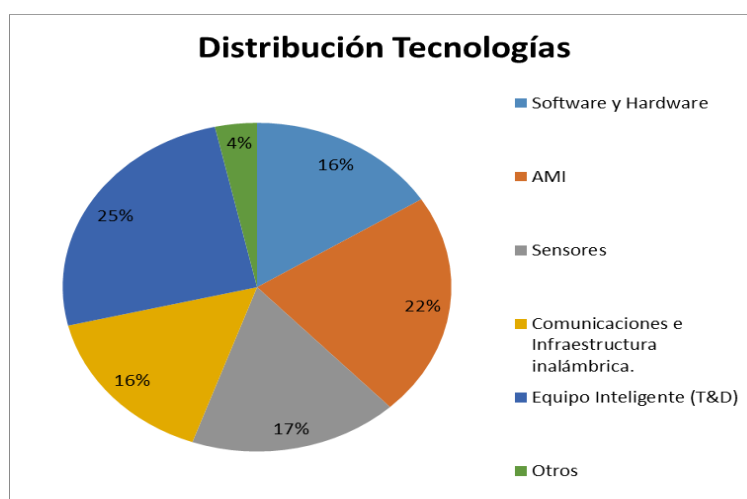


Fig. 2-7: Clasificación de tecnologías proyecto Isla Jeju

Fuente: https://www.smartgrid.gov/files/South_Korea_Smart_Grid_Revolution_201112.pdf.

³¹ <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/kor169184.pdf> SMART GRID CONSTRUCTION AND UTILIZATION PROMOTION ACT.

³² https://www.smartgrid.gov/files/South_Korea_Smart_Grid_Revolution_201112.pdf y https://en.wikipedia.org/wiki/Smart_grids_in_South_Korea.

³³ https://www.smartgrid.gov/files/South_Korea_Smart_Grid_Revolution_201112.pdf. Página 6.

³⁴ Korea Electric Power Corporation, más conocida como KEPCO o Hanjeon, es la compañía eléctrica más grande de Corea del Sur, responsable de la generación, transmisión y distribución de electricidad y del desarrollo de proyectos de energía eléctrica, incluidos los de energía nuclear, energía eólica y carbón.

³⁵ Corresponde a toda la tecnología asociada para hacer inteligentes los sistemas de transmisión y distribución eléctrica.

2.7.3 Sistemas de telecomunicaciones

La empresa KEPCO, planea una instalación del 100% de medidores inteligentes en todo el país (21.94 millones de clientes de baja tensión para 2020), aunque la tecnología aprobada es utilizando PLC, pero se encuentra en estudio un planteamiento para la utilización de sistemas híbridos AMI, de tal forma que la transmisión de datos de telemetría desde el hogar, sea combinando tecnologías inalámbricas (por ejemplo zigbee), con PLC.

Para esta empresa, el uso de tecnologías híbridas para redes eléctricas inteligentes ha sido bastante viable, teniendo en cuenta que en el mercado ya existen tecnologías utilizadas para automatización de hogares en donde los sensores transmiten datos utilizando banda dual (banda de frecuencias bajas a través del cable eléctrico y bandas de frecuencias como 900 MHz para hacerlo en forma inalámbrica).

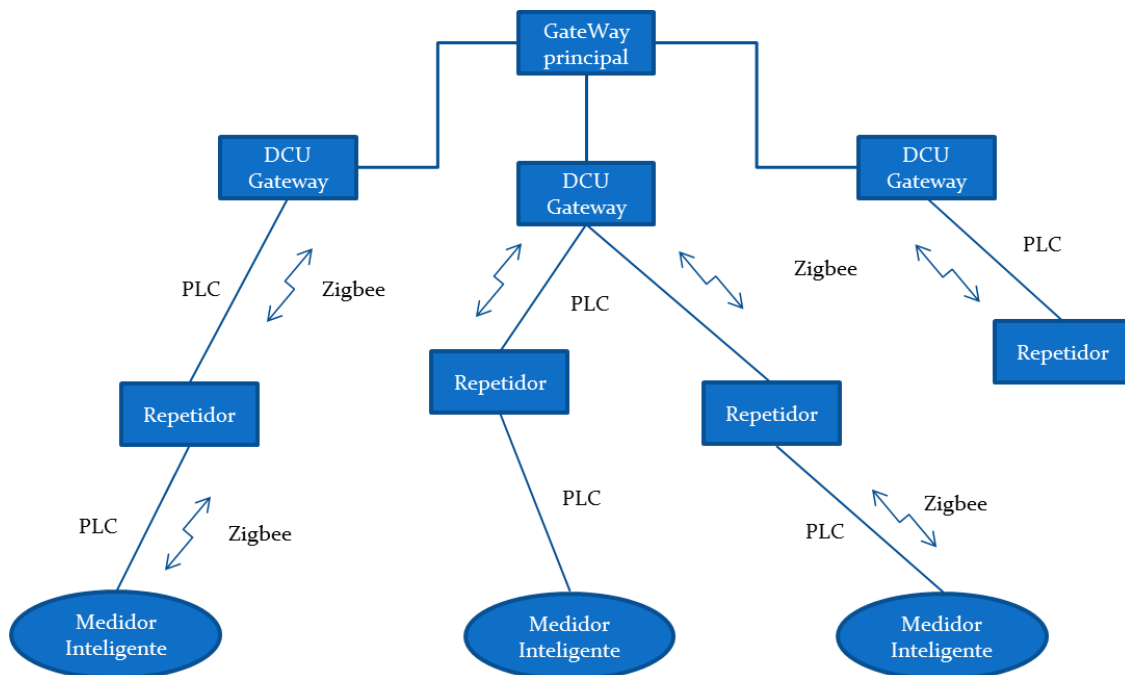


Fig. 2-8: Arquitectura de sistema híbrido para AMI

Fuente: https://www.smartgrid.gov/files/South_Korea_Smart_Grid_Revolution_201112.pdf.

2.8 INDIA

2.8.1 Estado actual de las zonas eléctricamente aisladas

En el sistema eléctrico de India existen aproximadamente 344 GW de capacidad instalada (Ministry of Power Central Electricity Authority, 2018), con los cuales se provee energía a cerca del 85% de la población (The World Bank, 2016).

Actualmente, el Ministerio de Potencia de India se encuentra desarrollando los programas de electrificación rural, DDUGJY y Saubhagya. Con el primero aseguran haber llevado energía al 100% de las poblaciones (Govt of India, 2018), considerando que una población se encuentra electrificada si al menos el 10% de las viviendas tienen acceso al servicio, incluyendo lugares públicos como escuelas y centros de salud. Con el segundo programa, el gobierno de India ha buscado dar ayudas para que los hogares más alejados puedan conectarse al sistema de potencia nacional.(India Ministry of Power, 2018).

Adicionalmente, apoyados por el gobierno de la India (India Ministry of Power, 2018) cada uno de los 36 estados de India se encuentra ejecutando un programa conocido como “Power for All”. En este programa es importante resaltar los estados de Andaman Nicobar y Lakshadweep, que corresponden a islas y por lo tanto son los únicos estados sin acceso al sistema interconectado. La generación en estas islas se hace principalmente con Diesel y los emprendimientos para instalar nuevas plantas pueden llegar a ser financiados hasta en un 90%, según la resolución N° 44/26/05-RE de 2006 bajo la cual el gobierno estableció la política de electrificación rural (India Ministry of Power, 2006).

En cuanto al sistema de medición, en todos estos sistemas de generación, se debe cumplir con lo decretado por la Autoridad Central de Electricidad de la India, que desde 2006 ha venido estableciendo estándares para la instalación y operación de medidores (Central Electricity Authotiry of India, 2014). Entre las consideraciones de esta regulación está el hecho de que los medidores deben ser avalados por la IEC, deben ser instalados en los terminales del estator y los propietarios del sistema de generación deben entregar reportes bimestrales, semestrales y anuales de la energía entregada.

2.8.2 Sistemas AMI

La meta del gobierno de la India es cambiar la totalidad de los 250 millones de medidores estándar por medidores inteligentes. Aproximadamente el 75% de los medidores corresponden a zonas rurales y el resto a la parte urbana.

Aunque no se han encontrado cifras exactas del avance actual en la implementación de medidores inteligentes, en este país se tiene pilotos en zonas rurales aisladas de tipo micro-red como es el caso de “Smart Microgrid” en una aldea cercana a Todaraisingh Mandal en el distrito de Tonk en Rajasthan, sin conexión a la red eléctrica estatal. Con este proyecto³⁶ se suministra energía a aproximadamente 200 personas, lo que les permite operar bombillas CFL, televisores, ventiladores, máquinas de suero de leche, radios y otros aparatos domésticos comunes. En este poblado que opera bajo el criterio de red inteligente, el servicio está garantizado durante los 24 horas al día. En este país se tienen fabricantes de medidores inteligentes que utilizan para la conectividad tecnologías como:

- RF
- WiFi y
- Redes móviles GSM/GPRS y
- Satélite³⁷.

La solución Internet of Things (IoT) sería posible por primera vez en la India por Tata Power Delhi Distribution Ltd (TPDDL), una empresa conjunta del gobierno de Delhi y Tata Power, que está programada para instalar medidores inteligentes y también lanzar una Aplicación móvil para Android (para empezar). En la primera fase, se instalarían 250,000 de medidores inteligentes en el norte y noroeste de Delhi. Para 2025, 1,600,000 medidores inteligentes estarían en funcionamiento³⁸.

³⁶ <https://economictimes.indiatimes.com/small-biz/entrepreneurship/gram-power-yashraj-khaitans-smart-microgrid-produces-stores-renewable-energy-on-location/articleshow/14704235.cms>

³⁷ Proyecto de instalar medidores inteligentes a través de conectividad satelital para aproximadamente 5,000 hogares <https://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/smart-electricity-meters-in-rural-india-a-win-win-asian-development-bank/articleshow/66400296.cms>.

³⁸ <https://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/smart-meters-to-rationalise-electricity-consumption-in-india/articleshow/63347276.cms>

2.9 ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

2.9.1 Estado actual de las zonas eléctricamente aisladas

Actualmente en Estados Unidos existen más de 7.300 plantas de generación que suman una capacidad total de 1084,4 GW con los cuales se suministra energía a 145 millones de hogares (EIA, 2018).

Sin embargo, es interesante analizar los avances que ha hecho EE.UU. en microredes y que han llevado a que muchas compañías exporten estas tecnologías para suplir necesidades energéticas en todo el mundo. Como se describe en el portal “Alliance for Rural Electrification” empresas como Aquanovis, Spark Meter, Sigora, Gram Power y OutBack Power han desarrollado equipos de medición que se adaptan perfectamente a las condiciones de las zonas rurales de otros países, haciendo que sus proyectos de electrificación se aceleren (Alliance for Rural Electrification, 2018).

También es importante resaltar el hecho de que la regulación de las mediciones de energía está a cargo de las comisiones de cada estado, y aun así el gobierno federal ha publicado una guía de buenas prácticas en medición para que las empresas prestadoras de servicios sean competitivas, mostrando que los equipos de medición no son un gasto sino una inversión (US. Department of Energy, 2015). De modo que, las empresas tienden a mejorar sus sistemas de medición no por el hecho de que deban cumplir con los requisitos mínimos, sino para ser más eficientes en sus procesos.

2.9.2 Sistemas AMI

En 2010, la energía producida en los EE.UU. proporcionó aproximadamente tres cuartos de sus necesidades energéticas. Desde 1950, EE. UU. ha sido un gran importador de energía. En los últimos años³⁹, la política energética del gobierno de EE.UU. ha sido impulsada por múltiples preocupaciones, incluyendo garantizar la producción de energía con menos dependencia de la importación de electricidad de Canadá y reducir el impacto ambiental de la producción de energía eléctrica (como se muestra la figura 2-9, gran parte de producción de energía es basada en carbón). Esto era agravado por el temor a una "crisis energética" pendiente en la que el consumo de energía del país supera su producción, amenazando su crecimiento económico, nivel de vida, y seguridad energética.

Para el 2010, 663 empresas de energía eléctrica estadounidenses tenían unos 20'334.525 medidores inteligentes instalados, de los cuales aproximadamente el 90% fueron clientes residenciales. En 2011, la tasa media nacional de penetración de medidores inteligentes fue de alrededor del 14%, y en siete estados tuvo tasas de penetración superiores al 25%. Aparte de una importante afluencia de inversión, a través del estímulo Federal, gran parte del costo de estos despliegues es recuperado con el pago de los consumidores.

³⁹ https://www.smart-japan.org/vcms_If/library/GSGF_Comparison_Report.pdf. GLOBAL SMART GRID FEDERATION REPORT.

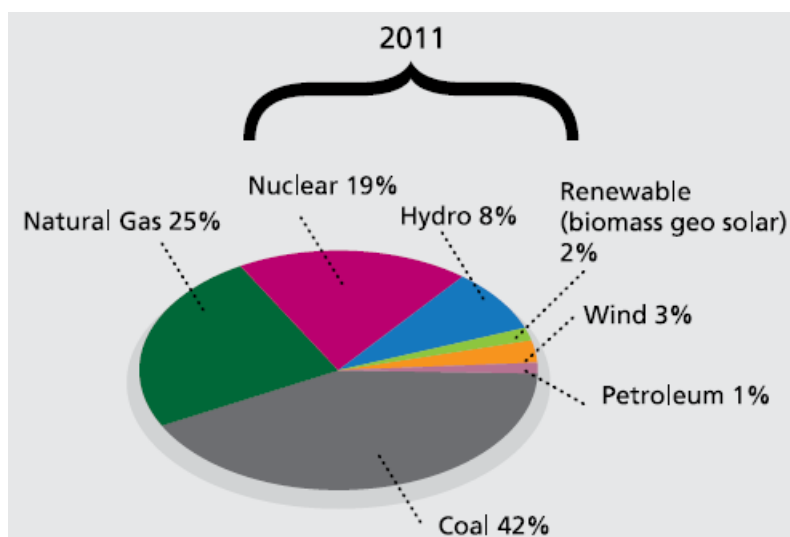


Fig. 2-9: Matriz energética de Estado Unidos
Fuente: https://www.smart-japan.org/vcms_lf/library/GSGF_Comparison_Report.pdf.

En Houston, Texas, Houston Electric (una subsidiaria de CenterPoint Energía) está llevando a cabo un despliegue de red inteligente a gran escala que es financiado en parte por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. Gracias a los medidores inteligentes están mejorando la confiabilidad del suministro de energía, en los casos de que hay afectación de este servicio debido a los huracanes. En este proyecto, la empresa de energía está implementando un completo sistema integrado de medición avanzada, con portal web para el cliente y Aplicación automática de notificación de cortes de luz.

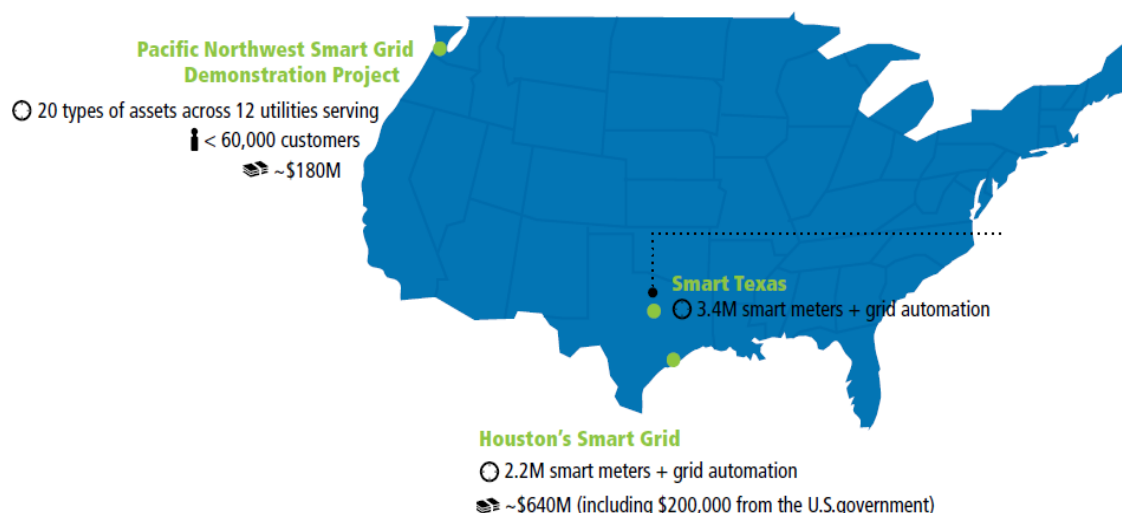


Fig. 2-10: Proyectos destacables de SmartGrids en Estados Unidos

Oncor ha implementado una solución que aprovecha el perfil de energía inteligente de ZigBee para proporcionar datos intercambio entre el medidor inteligente y la pantalla en el hogar.

El proyecto de demostración de red inteligente del Pacífico Noroeste es un gran proyecto piloto que abarca cinco estados (Montana, Washington, Idaho, Oregon y

Wyoming) e involucra 11 servicios públicos (verticalmente integrados, de ciudad, y cooperativas rurales), así como socios de laboratorio y universitarios. El proyecto pretende demostrar un enfoque único integrado de señalización de incentivo de red inteligente que permitirá la coordinación continua de activos de redes inteligentes. Se incluyen clientes residenciales, comerciales, industriales y de riego. El proyecto está dirigido a crear empleos, mejorar la eficiencia y confiabilidad de la red, y capacitar a los clientes para conservar energía. Ha servido para validar nuevas tecnologías, tanto a nivel de medidores como de comunicaciones bidireccionales a través de la infraestructura de red existente; cuantificar los costos y beneficios de la red inteligente; avanzar en los estándares de interoperabilidad y los enfoques de seguridad cibernética.

El proyecto Florida Power & Light (FPL)⁴⁰ ha implementando mediciones avanzadas Infraestructura (AMI), para el sistema de distribución y transmisión. AMI admite la comunicación bidireccional entre FPL y sus 3 millones de consumidores que reciben medidores inteligentes asociados con la subvención del DOE (Department Of Energy), que proporcionan Información detallada sobre el uso de electricidad y la capacidad de implementación con nuevos programas de tasación eléctrica. FPL podrá ampliar la funcionalidad del sistema de distribución, aumentar la confiabilidad, reducir las pérdidas de energía y reducir los costos de O&M. En cuanto la red de transmisión también se podrá aumentar la confiabilidad y seguridad gracias a estos dispositivos inteligentes de monitoreo.

Las características técnicas más importantes en el proyecto de FPL son:

- Infraestructura de comunicaciones: Incluye una malla inalámbrica de 900 MHz, que es una Red para la comunicación bidireccional entre medidores inteligentes y puntos de acceso en la red. Las redes se utilizan entre los puntos de acceso y la medición avanzada de FPL. Los medidores inteligentes de FPL incluyen Radios de 2,4 GHz que admiten comunicaciones basadas en ZigBee con los dispositivos de gestión de energía en el hogar.
- En cuanto los medidores inteligentes (AMI): AMI admite la lectura automatizada de medidores, respuesta y notificación de interrupción mejoradas y servicio de detección robo mejorado. Con datos más detallados y oportunos sobre el pico de electricidad. De esta forma FPL puede mejorar su investigación de carga, análisis y previsión de capacidades, permitiendo planificar mejor tanto la inversión como expansión de red a futuro.

Otro proyecto que guardaría relación más directa con los objetivos generales de esta consultoría, corresponde a la implementación que está realizando la Asociación Nacional de Cooperativas Eléctricas Rurales (NRECA). El proyecto tiene fundamentalmente los siguientes objetivos:

- Instalación de 131,720 módulos de medidores inteligentes; 18,480 Interruptores de respuesta a la demanda. 3,958 pantallas para el hogar / termostatos inteligentes;
- 2.825 Concentradores de Datos (Gateways) ZigBee.
- Sensores de 169 voltios; y 247 detectores de fallas.

Esta iniciativa se está realizando con 27 cooperativas en 11 estados a través de múltiples empresas de energía, con diferentes características geográficas, climas y aplicaciones que incluyen áreas de baja densidad, áreas de bajos ingresos de consumo y áreas de servicios propensas a desastres naturales.

Con este proyecto, la NRECA puede llevar a cabo estudios avanzados en la demanda de potencia reactiva y activa; respuesta a la demanda de generación y transmisión en

⁴⁰ U.S. Department of Energy. Office of electricity delivery & Energy reliability. The American Recovery and Reinvestment Act Smart Grid Highlights. Octubre 2014.

con el uso de medición avanzada (AMI); precio pico crítico sobre AMI; control de demanda para el aire acondicionado sobre AMI. Como piloto, a través de "Portal WEB los consumidores podrán consultar consumo de energía.

Es interesante el hecho de que la información podrá ser compartida en la comunidad de las cooperativas, de tal forma que se podrían compartir datos de generación y transmisión de zonas rurales.

Ya para el 2,017⁴¹, las empresas de servicios eléctricos de EE. UU. Tenían aproximadamente 78.9 millones de instalaciones de infraestructura de medición avanzada (AMI). Alrededor del 88% de las instalaciones de AMI eran instalaciones de clientes residenciales.

AMI incluye medidores que miden y registran el consumo de electricidad en un mínimo de intervalos de una hora y que proporcionan los datos tanto a la empresa eléctrica como al cliente de la empresa eléctrica al menos una vez al día. Las instalaciones de AMI van desde medidores de intervalos básicos por hora hasta medidores en tiempo real con comunicación bidireccional incorporada que es capaz de grabar y transmitir datos instantáneos.

Tabla 2-7: Evolución de implementaciones en Estados Unidos

Implementación de Medidores AMI por sector en USA					
	Residencial	Comercial	Industrial	Transporte	Total
2008	4,190,244	444,003	12,757	12	4,647,016
2009	8,712,297	876,419	22,675	10	9,611,401
2010	18,369,908	1,904,983	59,567	67	20,334,525
2011	33,453,548	3,682,159	154,659	7	37,290,373
2012	38,524,639	4,461,350	179,159	35	43,165,183
2013	47,321,995	5,770,067	248,515	845	53,341,422
2014	51,710,725	6,563,614	270,683	916	58,545,938
2015	57,107,785	7,324,345	310,889	813	64,743,832
2016	62,360,132	8,119,223	342,766	1345	70,823,466
2017	69,474,626	9,060,128	365,447	1389	78,901,590

Es claro que en Estados Unidos las razones de la utilización de monitoreo y control de energía eléctrica a través de medidores inteligentes –AMI-, son diferentes a las que tiene el objetivo de esta consultoría, pero es muy importante tener este país como referencia, teniendo en cuenta que varias tecnologías y protocolos como Zigbee, que son utilizados por empresas de electricidad norteamericanas, aplicarían muy bien para cumplir los objetivos de este estudio⁴².

2.10 SUECIA

2.10.1 Estado actual de las zonas eléctricamente aisladas

Al igual que en el caso anterior, Suecia es un país de interés en este estudio por los avances que ha tenido en sistemas de medición de energía. En 2016 este país estableció sus objetivos en política energética, entre los cuales se consideraba que los pequeños generadores deberían tener facilidades para el manejo de tarifas y pago de impuestos (Swedish Social Democratic Party, 2016). Adicionalmente, Suecia se acogió a la meta de la Unión Europea de tener 80% de medidores inteligentes a 2020

⁴¹ <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=108&t=3>

⁴² El pliego de condiciones establece que los equipos de medición inteligente deben estar de conformidad con la resolución Minminas No. 40072 de 2018.

(European Commission, 2018) por lo que sus avances en los últimos años en infraestructura de medición inteligente (AMI) han sido destacables.

En cuanto a los equipos de medición como tal, la Agencia de Energía Sueca ha establecido una guía para que los equipos puedan ser instalados en su territorio, acorde con los estándares de la IEC, en la cual se detalla una armonización para productos fabricados fuera de la Unión Europea. Esta guía aplica tanto para equipos conectados a la red como para soluciones off-grid (Swedish Energy Agency, 2014).

En Suecia no existen diferencias en reglamentación para sistemas aislados de la red. Por tal motivo, para soluciones desconectadas de la red, como la implementada por E.O.N en la población rural de Simris, dicha empresa tuvo que acogerse a todas las reglamentaciones de conexión de generadores establecidas en el código de redes de Suecia (Energimarknadsinspektionen, 2016).

2.10.2 Sistemas AMI

Trabajando en estrecha colaboración con Gotenborg Energi, Nuri⁴³ diseñó una solución de arquitectura extremo a extremo, de dos vías con Sistema de comunicaciones AMM a distancia, para sus 270.000 clientes, en toda la ciudad utilizando el AMI AiMiR de Nuri tecnología.

El sistema fue diseñado con el máximo Flexibilidad para soportar medidores inteligentes de varios diferentes fabricantes Aidon y Kamstrup. Los medidores fueron seleccionados para tres fases, mientras que GE suministra medidores monofásicos. La Empresa de Energía decidió utilizar una red inalámbrica **GPRS** como un retorno a los servidores Head End de AiMiR ubicado en sus centros de Gestión de Datos.

La malla inalámbrica NAN⁴⁴ AiMiR de Nuri es la primera NAN 100% compatible con el estándar ZigBee de la industria. La red opera en la banda ISM de 2.4GHz. La velocidad de datos de 250 kbps de la infraestructura de AiMiR proporciona un amplio ancho de banda para transportar las cargas útiles de datos para una multitud de funciones de red modernas más allá de la medición avanzada. Además permite suficiente flexibilidad para otras necesidades que puedan surgir a futuro.

⁴³ <http://www.nuritelecom.com/solutions/advanced-metering-infrastructure.html>

⁴⁴ Se refieren a Neighborhood Area Network. Haciendo referencia a una red entre LAN y WAN.

3. Posibilidades de implementación en el contexto normativo, geográfico y social de Colombia

3.1 Características de las poblaciones en la ZNI

La capacidad de generación en Colombia a 2016 se registraba de 16.911 MW de ellos únicamente 215 MW hacían parte de las Zonas No Interconectadas, los cuales atendían a cerca de 201 mil usuarios y de los cuales 2,6 MW se atendían a partir de energías renovables. Según información del IPSE son cerca de 431.000 usuarios sin servicio de energía de los cuales el 52% se encuentran en zonas interconectables y el restante 48% se encuentran en zonas denominadas no conectables, donde es técnica y financieramente inviable la extensión de la red.

Las ZNI cuentan con el 51% del territorio nacional, abarcando 18 departamentos y 5 capitales departamentales, 36 cabeceras municipales, 95 municipios y 1.798 localidades según el CNM, a 2018 el IPSE reporta 209.204 usuarios atendidos por medio de 94 prestadores de servicio con cerca de 227.439 kW de capacidad instalada de la cual escasamente el 3% es atendido mediante energías renovables

En Colombia la vigilancia de prestación del servicio de energía eléctrica en las localidades de las ZNI se realiza en su mayoría a través de Contact Center de Centro Nacional de Monitoreo, al cual le corresponde atender 1.706 usuarios que equivale al (95%) del total de las Zonas No Interconectadas.

El gráfico que se muestra a continuación permite cuantificar las localidades de las ZNI sin sistemas de telemetría de acuerdo con su tipología.

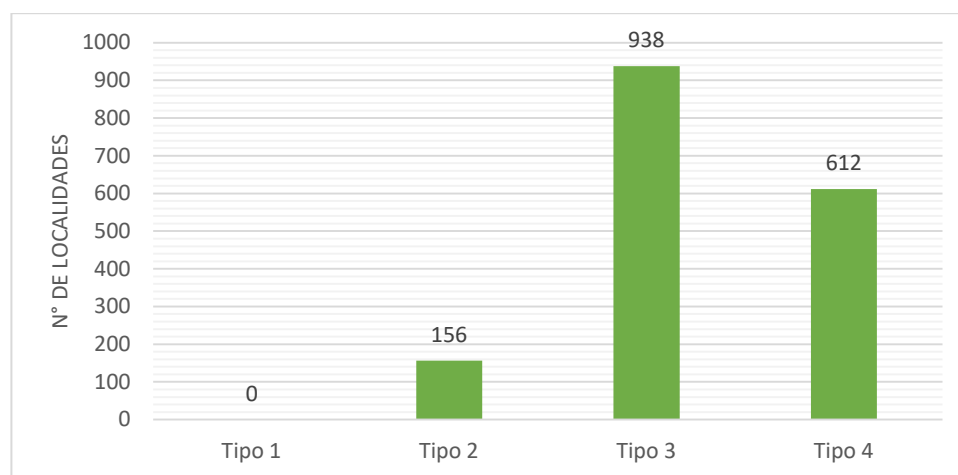


Fig. 3-1: Localidades por tipo

Fuente: Adaptado de Informe Mensual de la Prestación del Servicio, CNM 2018

En las figuras 3-1 y 3-2; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** tomadas del CNM se indica que el 91% de las localidades se encuentran tipificadas como 3 y 4 (localidades con menos de 150 usuarios), las mismas cuentan con el 77% de los usuarios, y el 9% restante se encuentran tipificadas como localidades tipo 2 y cuentan con el 23% de los usuarios. De ellas cerca de 1.039 localidades son tipificadas como Localidad Menor las cuales corresponden al 60% del total de localidades.

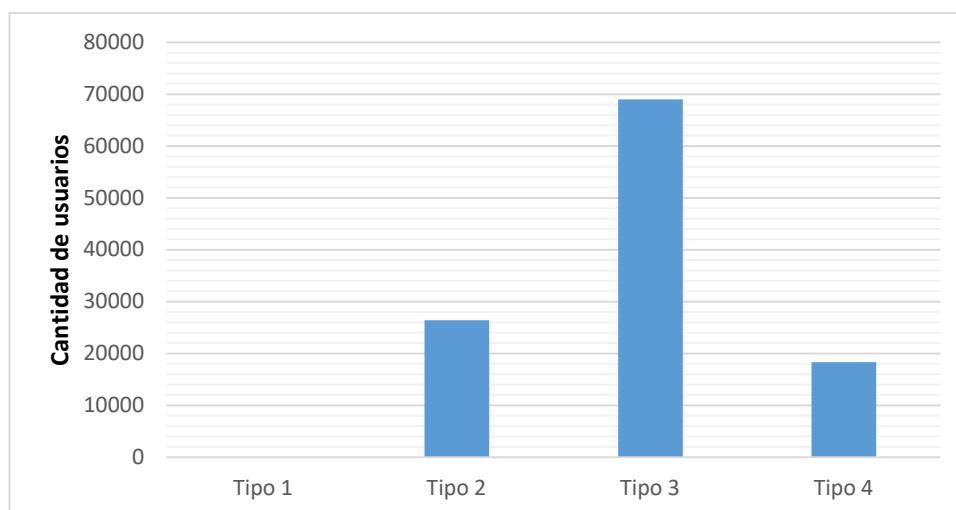


Fig. 3-2: Usuarios por tipo de localidad

Fuente: Adaptado de Informe Mensual de la Prestación del Servicio, CNM 2018

El estado de prestación del servicio de energía eléctrica en las 1.706 localidades que no cuentan con sistemas de telemetría para el mes de septiembre de 2018 el estado de la prestación del servicio de energía de las localidades de las ZNI se presentó que el 71% de las localidades de las ZNI contaron con la prestación del servicio de energía eléctrica es decir cerca de 1.205 localidades, el 10% de las localidades no contaron con el servicio de energía eléctrica y el 20% de las localidades es decir 334 no se logró obtener información para el mes de septiembre de 2.018 por parte del CNM mediante ya sea telemetría o Contact Center.

El 39,83% de las localidades con servicio de energía pertenecen al departamento de Nariño, seguido del departamento de Chocó con un 31,29% del total de todos los departamentos donde se tienen identificadas localidades de las ZNI y que no cuentan con sistemas de telemetría.

El comportamiento de la prestación del servicio de energía eléctrica por rango horario en las 1.372 localidades de las ZNI sin sistema de telemetría que reportaron información en el mes de septiembre de 2018, establecen que cerca de 3/4 del total de las localidades cuentan con menos de 7 horas de servicio de energía eléctrica y poco más del 6% se encuentra en el rango de 7 a 12 horas de servicio de energía y poco más del 4% de las localidades no brindaron información de la prestación del servicio.

Tabla 3-1: Prestación de servicio en localidades de las ZNI por horas

Horas de Prestación del Servicio	Total de Localidades	Participación en la Prestación
0	167	12,17%
1 _ 6	1.019	74,27%
7 _ 12	84	6,12%
13 _ 18	9	0,66%
19 _ 23	5	0,36%
24	32	2,33%
No Brinda Info	56	4,08%
TOTAL	1.372	100,00%

Fuente: Adaptado de Informe Mensual de la Prestación del Servicio, CNM 2018

Según el Sistema Único de Información SUI, existen cerca de 1622 prestadores de servicio con Grupos Electrógenos, de sumando cerca de 141 MW en capacidad de motores principales, de las cuales se tiene un promedio de 87 kW por planta, exceptuando a localidades como San Andrés y Providencia. Ello muestra que la gran mayoría de grupos electrógenos genera en baja tensión (menor a 1.000 V). Se identificaron cerca de 18 localidades que cuentan con grupos electrógenos mayores a 1 MW, es decir que el 1,11% de las localidades generan energía en media tensión, no obstante estas localidades con estas capacidades instaladas no hacen parte de las localidades tipo 3 y 4, es decir que se para los cerca de 1.600 centros poblados que reporta el SUI como localidades tipo 3 y 4 generan energía en baja tensión. Ello es importante para el sistema de medición a implementar.

3.2 Regulación en ZNI

La organización de las entidades encargadas de la prestación del servicio de energía en Colombia se presenta a continuación. En ella se observa que la política sectorial y de subsidios en el país la rige el Ministerio de Minas y Energía, la regulación está encargada de la Comisión de Energía y Gas CREG, la planeación Minero Energética es la función principal de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, el desarrollo de proyectos en Zonas no Interconectadas pertenece al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE y la vigilancia y control de la prestación del servicio de energía hace parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios Superservicios y de la Superintendencia de Industria y Comercio.



Fig. 3-3: Entidades involucradas en la prestación del Servicio de energía en Colombia
Fuente: Aspectos Regulatorios CREG, 2017

La normatividad vigente en Zonas No Interconectadas se clasifica en Resoluciones expedidas por la Comisión de regulación de Energía y Gas CREG y Decretos expedidos directamente por el Ministerio de Minas y Energía. En materia de resoluciones CREG son cinco resoluciones que rigen la prestación del servicio en Zonas No Interconectadas:

- Resolución CREG 091 de 2007 – Metodología Tarifaria General
- Resolución CREG 074 de 2009 – Áreas de Servicio Exclusivo
- Resolución CREG 072 de 2013 – Soluciones Solares Fotovoltaicas en ZNI
- Resolución CREG 076 de 2016 – Áreas de Servicio Exclusivo
- Resolución CREG 038 de 2018 – Autogeneración en Zonas no Interconectadas

Por otro lado, el Minminas ha expedido 3 decretos fundamentales en el desarrollo de las ZNI, los cuales son:

- Decreto 1073 de 2015 – Decreto Único Sector Minas y Energía
- Decreto 1623 de 2015 – Lineamientos de Política para la Expansión de la Cobertura
- Decreto 1513 de 2016 – Lineamientos de Política para la Expansión de la Cobertura

Adicional a

En materia de condiciones mínimas en el servicio de energía en usuarios finales en ZNI se establece que el prestador del servicio debe cumplir con las disposiciones:

- Calidad de la Potencia
 - Contar con equipos adecuados para el monitoreo de los valores de frecuencia y magnitud del voltaje
 - Mantener la frecuencia dentro de un rango de $\pm 1\%$ del valor nominal de la frecuencia, en los bornes de generación.
 - Mantener la tensión del voltaje dentro de un rango de $\pm 10\%$ del valor nominal del voltaje.
 - Contar con los medios necesarios para obtener registros que permitan observar de manera horaria los valores de frecuencia y magnitud del voltaje, con una antigüedad de por lo menos tres meses, de manera que sea posible su vigilancia por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos.
- Calidad del Servicio Técnico: para aquellas localidades con servicio las 24 horas, el índice de desconexiones del servicio (DES) no podrá superar los índices vigentes para el grupo 4 de calidad del SIN. Donde el servicio sea las 24h, el índice de desconexiones no puede superar el grupo 4 de calidad del SIN, que es para áreas rurales. Según la metodología anterior (CREG097 de 2008) este índice lo calcula la CREG a partir de los reportes de los STR y SDL, pero con la nueva metodología (CREG015 de 2018) los grupos de calidad dependen ahora de niveles de riesgo, índice de ruralidad y cantidad de habitantes; entonces es posible que cambie la forma en que se calcula la exigencia para la ZNI.
- Calidad del servicio comercial: Contar con oficinas o puestos móviles de atención de Peticiones, Quejas y Recursos, los cuales estarán sujetos a las condiciones y términos definidos en la Ley 142 de 1994.

Adicionalmente, los generadores en las ZNI superiores a 100kW deben contar con equipos que registren la producción horaria con acumuladores mensuales y los niveles de voltaje. Esta información la deben enviar al Minminas y a la SSPD.

Los generadores no son penalizados por discontinuidad en el suministro, los datos deben ser para poder conocer cuando la ENS se debe fallas de la red.

3.3 Tecnologías disponibles y normatividad existente

Teniendo en cuenta que gran parte de estudio es buscar formas económicas que puedan proporcionar conectividad a las ZNI, teniendo en cuenta las condiciones geográficas del país a continuación se describirá en forma breve la regulación vigente en Colombia que estaría relacionada con las tecnologías aplicables a este fin.

Como se presenta más adelante, en este análisis preliminar, las tecnologías de RF serían una buena alternativa para proponer soluciones. En consecuencia, se hace necesario revisar su normatividad tanto a nivel internacional como Nacional.

Para el caso de uso de espectro radio eléctrico en Colombia, el país pertenece a la región 2 la misma de Estados Unidos, Canadá y países latino americanos. Esto permite que disposiciones de canalización de frecuencias utilizadas en Estados Unidos puedan aplicar a nuestro país sin ningún inconveniente como es el caso de Zigbee el cual podría trabajar en banda de 2400 MHz o banda de 900 MHz.

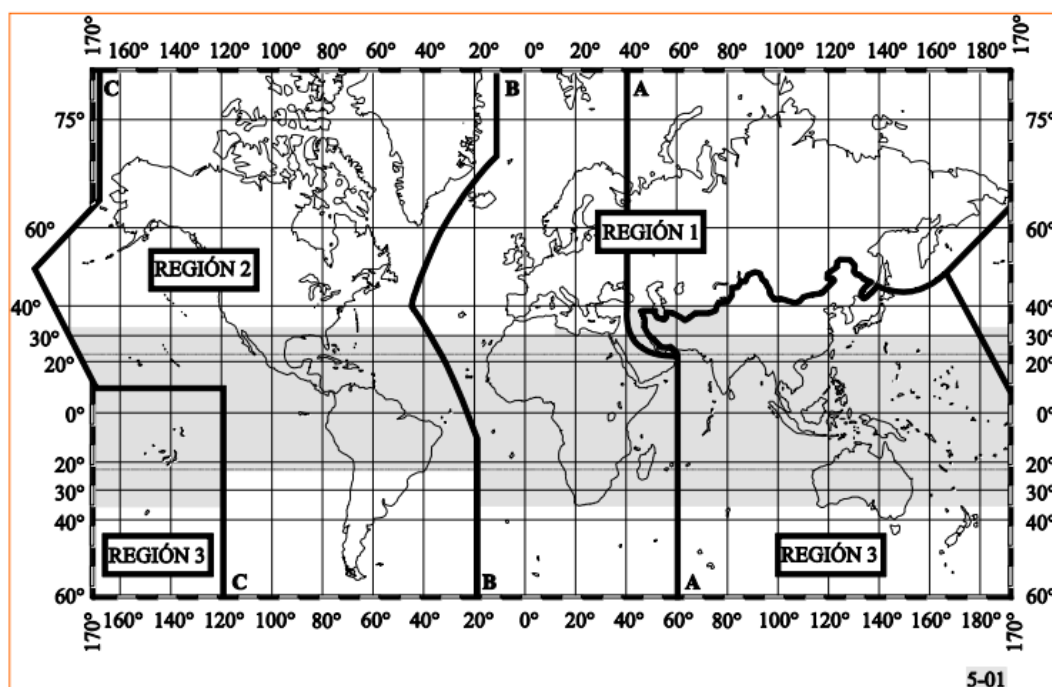


Fig. 3-4: Definición de regiones Atribución Espectro Radio Eléctrico

Fuente: <https://www.ane.gov.co/images/ArchivosDescargables/Planeacion/cnabf/cnabf.pdf>

Para entrar en algunos detalles técnicos de cómo podría operar el uso de RF con frecuencias libres en el país, a continuación se describen las resoluciones expedidas por el MinTic o ANE.

Rango de frecuencias desde 915 MHz hasta 928 MHz y desde 2400 MHz hasta 2483 MHz

La resolución 000711 del 2016⁴⁵, estableció como banda de uso libre⁴⁶ en todo el territorio nacional el rango de frecuencias comprendido entre 2400 MHz a 2483 MHz,

⁴⁵ http://cnabf.ane.gov.co/cnabf/modulos/pdfs/Resolucion_711_de_2016.pdf

⁴⁶ Frecuencias que no requieren de permiso por parte del MinTic para su uso. En el caso de una empresa que preste servicios de telecomunicaciones a terceros utilizando frecuencias libres, deberá inscribirse y quedar incorporado en el registro de Proveedores de Servicios de Redes y Telecomunicaciones – Registro TIC- según artículo 15 de la Ley 1341 2009.

conforme a lo establecido en artículo 11 de la Ley 1341 del 2009 bajo las siguientes condiciones y parámetros técnicos de operación:

- En cualquier ancho de Banda de 100 kHz fuera del ancho de banda en la cual está operando el transmisor que utiliza la frecuencia libre, la potencia producida deberá ser menor en al menos 20 dB respecto al nivel transmitido de los mismos 100 kHz de la señal transmitida. Este rango de frecuencias puede ser más crítico teniendo en cuenta que como se presenta en la siguiente figura la banda de 900 MHz utilizada para servicios móviles y la transmisión de los usuarios móviles va justo hasta 915 MHz.
- *“Para garantizar el uso eficiente de las bandas de frecuencias radioeléctricas definidas en la presente resolución, los aparatos deben funcionar de conformidad con los estándares técnicos de radiocomunicación establecidos o que establezca la Comisión de Regulación de Comunicaciones, o contar con los certificados de homologación que determine dicha entidad, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 22 de la Ley 1341 de 2009, en los casos a que haya lugar”.*
- En cualquier ancho de Banda de 100 kHz fuera del ancho de banda en la cual está operando el transmisor que utiliza la frecuencia libre, la potencia producida deberá ser menor en al menos 20 dB respecto al nivel transmitido de los mismos 100 kHz de la señal transmitida.
- Los sistemas que utilizan técnicas de modulación Digital deberán tener un ancho de banda de por lo menos 500 kHz.
- Potencia máxima de salida de 1 W.
- Se podrán utilizar antenas hasta de 6 dBi de ganancia. En caso de utilizarse ganancias superiores, la potencia de salida del equipo se reducirá en los mismo dB según se incremente la ganancia de la antena respecto a los 6 dBi.

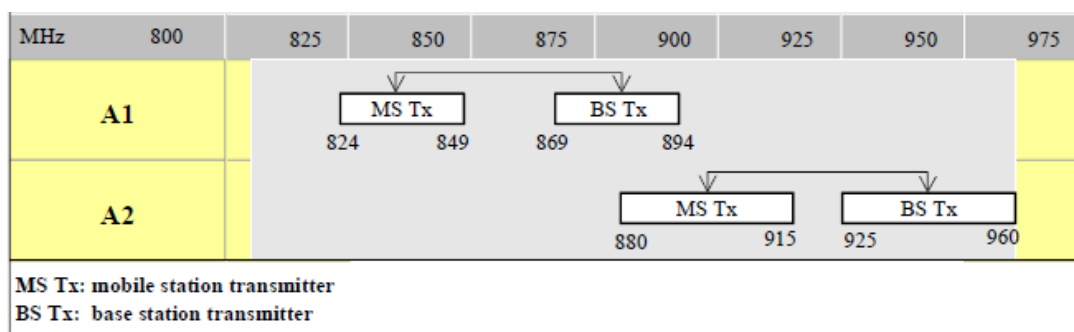


Fig. 3-5: Disposición plan de frecuencias IMT Banda 850 y 900 MHz
Fuente: Recomendación ITU-R M. 1036-2

Los sistemas Zigbee operando en la banda de 2400 MHz, como muestra la siguiente figura cumplen con lo establecido del ancho de banda y en consecuencia pueden operar con los límites de potencia establecidos para modulación digital de la resolución 711.

Decimal	Hex	Frequency	SC mask	WiFi Conflict
11	0x0B	2.405GHz	0x0001	Overlaps Ch 1
12	0x0C	2.410GHz	0x0002	Overlaps Ch 1
13	0x0D	2.415GHz	0x0004	Overlaps Ch 1
14	0x0E	2.420GHz	0x0008	Overlaps Ch 1
15	0x0F	2.425GHz	0x0010	Overlaps Ch 6
16	0x10	2.430GHz	0x0020	Overlaps Ch 6
17	0x11	2.435GHz	0x0040	Overlaps Ch 6
18	0x12	2.440GHz	0x0080	Overlaps Ch 6
19	0x13	2.445GHz	0x0100	Overlaps Ch 6
20	0x14	2.450GHz	0x0200	Overlaps Ch 11
21	0x15	2.455GHz	0x0400	Overlaps Ch 11
22	0x16	2.460GHz	0x0800	Overlaps Ch 11
23	0x17	2.465GHz	0x1000	Overlaps Ch 11
24	0x18	2.470GHz	0x2000	Overlaps Ch 11
25	0x19	2.475GHz	0x4000	No Conflict
26	0x1A	2.480GHz	0x8000	No Conflict

Fig. 3-6: Canalización de sistemas ZigBee
Fuente: IEEE std. 802.14

En cuanto a la posible atribución de bandas de frecuencias IMT para 900 MHz para Colombia se disminuirían los canales atribuidos para servicios IMT, debido a que en Colombia se encuentra en operación la banda de 850 MHz, que como muestra la anterior figura se encuentra en el rango de 824 MHz hasta 894 MHz. Esto ocasiona que para el país se restrinja el rango posible en la Banda de 900 MHz entre 895 MHz y 915 MHz para transmisión de móvil y se pueda parear solamente entre 940 MHz y 960 MHz en lo correspondiente a la transmisión de la radio base. Este tema será analizando con bastante más detalle en la siguiente parte de este contrato teniendo en cuenta que el rango de frecuencias libres en la banda de 900 MHz se podría ampliar hasta que quedará igual a Estados Unidos o Canadá desde 902 MHz a 928 MHz, es decir se adicionarían al menos 13 MHz respecto a lo que se tiene actualmente según resolución 711 del 2016 de la ANE.

3.4 Contexto geográfico

Actualmente en Colombia el IPSE presta monitoreo de algunos generadores de energía eléctrica en zonas no interconectadas utilizando conectividad satelital para unos 94 sitios (incluyendo San Andrés y Providencia).

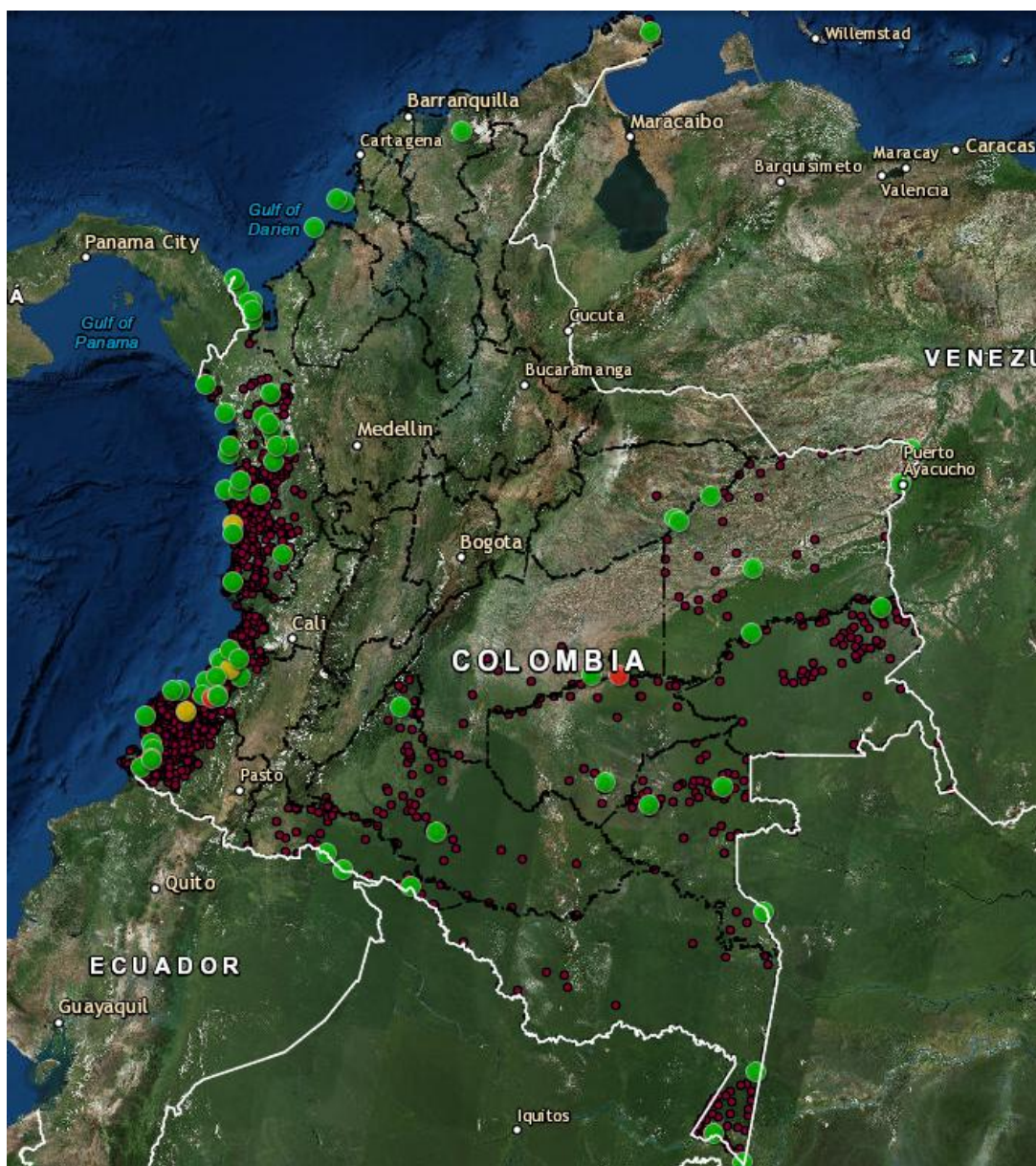


Fig. 3-7: Cobertura de telemetría CNM del IPSE
Fuente: <http://www.ipse.gov.co/>

Como se presenta en la anterior figura la cobertura actual de telemetría que tiene el IPSE es muy pequeña en apenas 5.23 % (94 sitios de los 1798), basado en sistema satelital⁴⁷. Como se describirá más adelante en el estudio, es posible aprovechar la cobertura de redes terrestres (fundamentalmente servicios móviles), proyecto de Kioscos Vive Digital (KVD) para ampliar la telemetría a ZNI y adicionalmente utilizar tecnologías de RF como Zigbee (ya utilizadas en otros países). Aunque se prevé poca probabilidad de conectividad con sitios del plan nacional de fibra óptica, en todo caso también se analizará factibilidad con los Nodos de TV Azteca (esto debido a que los nodos de FO se encuentran en cabeceras municipales).

⁴⁷ CNM del IPSE. <http://www.ipse.gov.co/> CNM.

Utilizando la herramienta profesional pathloss⁴⁸ en el siguiente mapa presenta la relación de cobertura entre los operadores móviles y sitios correspondientes a ZNI (En color rojo las ZNI y en púrpura radio base de operadores móviles). Para esta consultoría se utilizará la herramienta para análisis punto-punto, teniendo en cuenta que lo que se busca es la conectividad entre el sitio dónde se encuentra la planta de generación con la radio base que le proporcionaría el servicio.

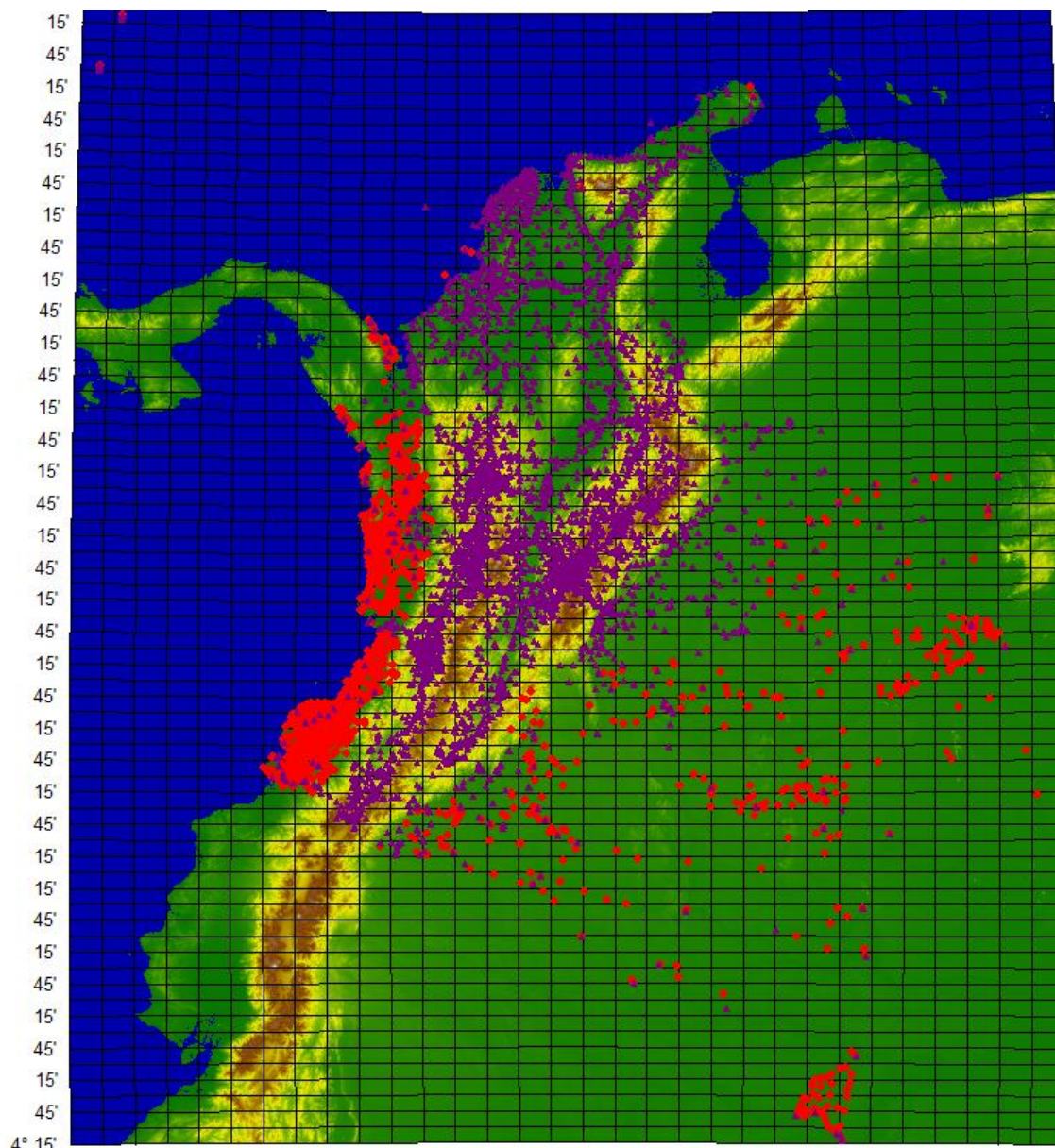


Fig. 3-8: Relación cobertura móvil respecto localidades ZNI
Fuente: Elaboración Consultor con base datos localidades ZNI y cobertura móvil.

Para los análisis de factibilidad de conectividad entre un sitio de ZNI con una radio base móvil con tecnología 2G, 3G o 4G, esta consultoría se basará en la base de datos de terreno de la NASA SRTM3 y SRTM⁴⁹. La base de datos instalada en la herramienta pathloss corresponde a resolución de altitud del terreno de 30 metros en latitudes ecuatoriales lo que podrá garantizar resultados de gran confiabilidad.

⁴⁸ Pathloss es herramienta profesional utilizada por gran cantidad de operadores de telecomunicaciones para poder realizar cálculos de ingeniería de enlaces de microondas punto-punto, como para análisis de cobertura móvil.

⁴⁹ SRTM3 muestreo de la tierra a 3 segundos (aproximadamente cada noventa metros en latitudes ecuatoriales). Estos valores son generados a su vez al promediar 3 x 3 muestras de 1 segundo (aproximadamente 30 metros a latitud ecuatorial).

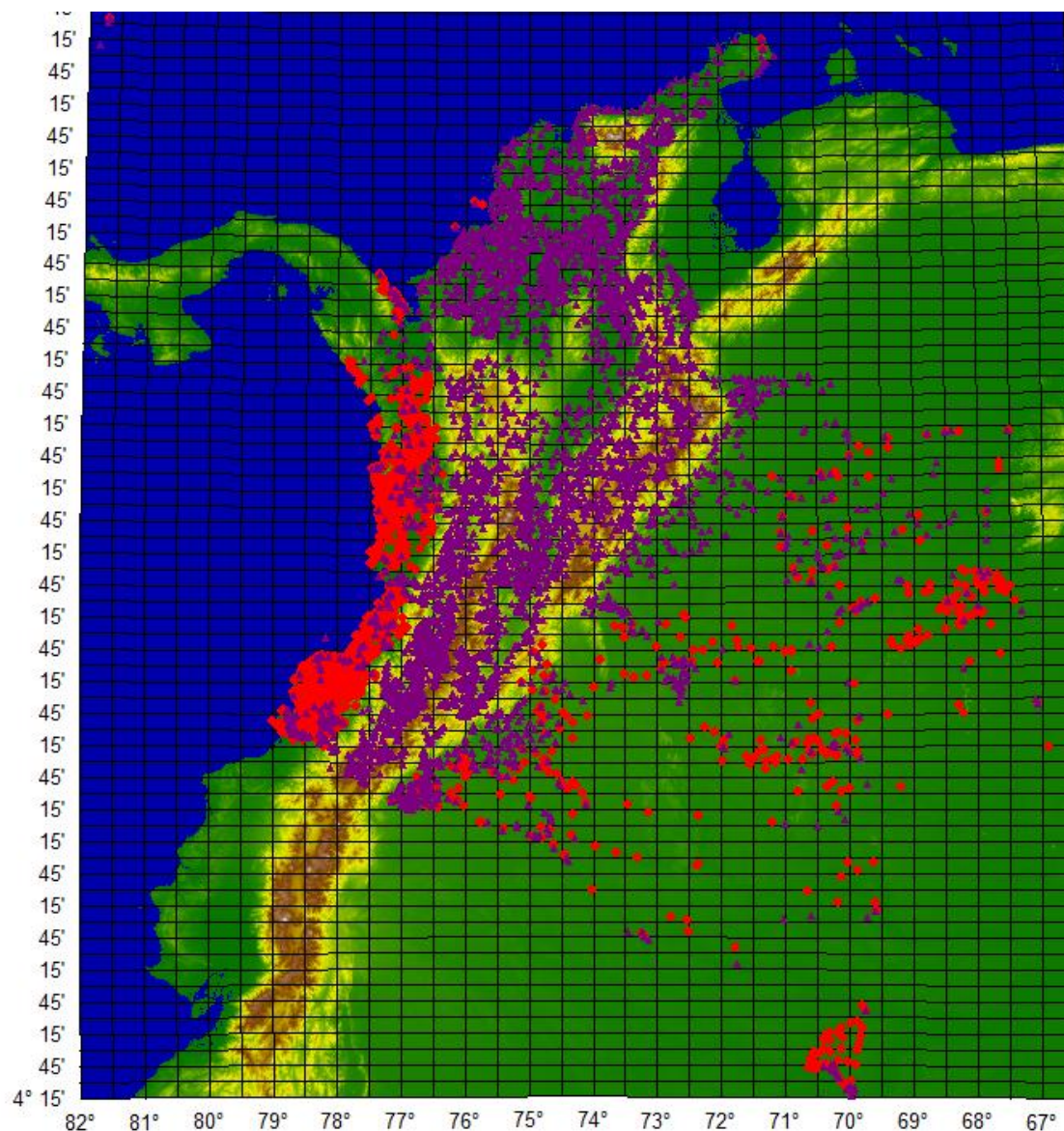


Fig. 3-9: Relación cobertura KVD respecto localidades ZNI
Fuente: Elaboración consultor con base datos localidades ZNI y KVD

De igual forma utilizando la herramienta pathloss en la anterior gráfica **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la relación de cobertura entre los operadores móviles y sitios correspondientes a ZNI (En color rojo las ZNI y en púrpura KVD). También se utilizará la herramienta pathloss para análisis punto-punto, y para el caso de los KVD se considerará altitud de 5 metros tanto en el sitio de la ZNI como en el Kiosco.

Como se presenta en la siguiente figura, un análisis preliminar establece que es posible (teniendo en cuenta las condiciones geográficas del país) combinar redes móviles, sistemas RF de uso libre y proyectos existentes como el de Kioscos Vive Digital para ampliar cobertura de telemetría en ZNI. Lo correspondiente a conectividad satelital ya estaría por el orden del 59%. Es importante aclarar que el proyecto de KVD así en su mayoría la implementación también sea satelital esto serviría para que el MinTic, la Super Intendencia de Servicios y el IPSE combinen esfuerzos y disminuyan en cierta proporción costos de conectividad. La distribución de tecnologías que se

presenta es preliminar, ya que obedece a una muestra analizada de ZNI⁵⁰. En la segunda parte de esta consultoría se tendrá el análisis del 100 % de las localidades como lo establece los términos de referencia.

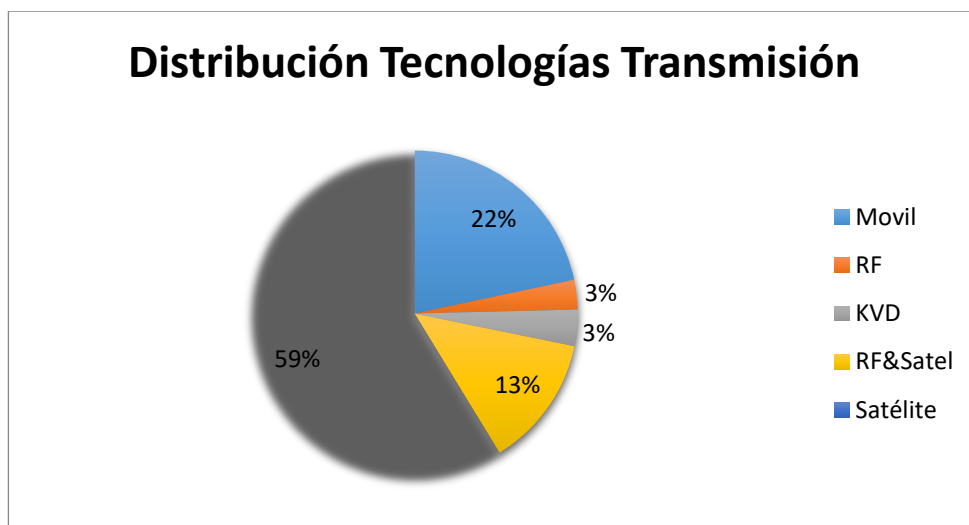


Fig. 3-10: Distribución preliminar de tecnologías de conectividad
Fuente: Realización consultor con base información ZNI y cobertura redes transmisión

3.5 Marco normativo de vigilancia y supervisión

Como lo establece la CREG en la Circular 054-2018. “La necesidad del cambio de medidores se fundamenta en el incumplimiento de los parámetros de error o del mal funcionamiento del medidor, pues, de lo contrario no es exigible el cambio del medidor”.

Si actualmente no se tiene una buena vigilancia a los prestadores del servicio de energía en zonas apartadas y no-interconectadas (solamente 5,3 % de los sitios tienen telemetría), la SSPD tendría toda la autoridad y aprovechando las tecnologías existentes velar por que los actuales sistemas prestadores de servicios eléctricos en zonas apartadas del país cumplan con los estándares de calidad a nivel internacional y de esta forma poder llevar adelante un proyecto de monitoreo de los sistemas de generación para este tipo de regiones.

En la misma Circular 054-2018 de la CREG se manifiesta que la mayoría de comercializadoras de energía reportaron información sobre el servicio a diferencia de las empresas de las ZNI donde ninguna empresa reportó información, que se había solicitado como la siguiente:

- Pérdidas de Energía.
- Cantidad de Medidores de energía eléctrica instalados cada año, diferenciando entre su tecnología (electrónico o electromecánico), el tipo de medición (directa, semi-directa e indirecta) y el número de fases registradas.
- Cantidad de revisiones anuales realizadas a los sistemas de medición, según ubicación del usuario (urbano, rural) y diferenciando si la revisión fue solicitada por el usuario o programada por la empresa.
- Cantidad de desconexiones y reconexiones efectuadas cada año (entre 2013 y 2017).

⁵⁰ Se han revisado aleatoriamente aproximadamente 200 sitios no interconectados verificando línea de vista de cada localidad respecto a radio bases o KVD cercanos (hasta 30 Km). De igual forma se revisaron línea de vista entre las localidades ZNI con el fin de ampliar cobertura terrestre, mediante el aprovechamiento de nuevas tecnologías de RF en bandas libres de 900 MHz (que aplica a Colombia) o 2400 MHz. También se revisará en la segunda parte de esta consultoría la banda de 5 GHz (también banda de frecuencias libres) como otra alternativa adicional de expansión de red con enlaces punto – punto.

Lo anterior reforzaría la iniciativa de la SSPD de poder monitorear a los proveedores de energía en zonas apartadas y aún más en un piloto con mayor alcance que busque medir el consumo de los principales consumidores en esas zonas y poder tener cierta información de pérdidas de energía.

En Colombia se tiene experiencia de proyectos pilotos⁵¹ realizados por las empresas:

- EMCALI: Esta Empresa ha instalado aproximadamente 117,000 medidores. Los cuales combinan distintas tecnologías de comunicaciones y protocolos. La Empresa reporta que ha encontrado eficiencias en la reducción de pérdidas y gestión del servicio. También ha encontrado mayor influencia sobre los patrones de consumo de sus usuarios, mejoras en la predicción y control de demanda, aumentando eficiencia y confiabilidad del servicio. Los procesos de facturación y recaudo han mejorado.
- EPM: Esta empresa ha implementado tres tipos de pilotos, dirigidos a usuarios residenciales ubicados en sitios de difícil acceso, a usuarios residenciales con medición centralizada en poste y otro grupo constituido por grandes clientes, combinando comunicaciones a través de redes móviles y redes RF en malla.
- También en otra empresa del grupo EPM, la Electrificadora Santander se ha tenido una buena experiencia con un piloto con 2300 usuarios con los cuales se han disminuido los conflictos, debido a la eficiencia en algunas actividades asociadas a la facturación.
- CODENSA: La solución avanzada del grupo ENEL que utiliza medidores con funcionalidades solicitadas en la resolución del MME, bajo el protocolo Meters & More. En la primera etapa entre el usuario y un concentrador de datos en la subestación mas cercana, Codensa utiliza PLC. Entre las subestaciones y el Centro de Control se utilizan las redes móviles (2G, 3G o 4G) y eventualmente con redes RF. Con concentradores de datos avanzados es posible recolectar datos de medidores de otros servicios mediante utilización de RF. Desde 2016 se ha desarrollado un proyecto piloto para 41,660 usuarios en Bogotá y con 28 usuarios en una zona no interconectada, con medidores que registran energía activa importada, energía activa exportada, energía reactiva importada, energía reactiva exportada, potencia máxima importada y fluctuaciones de voltaje. Para efectuar este piloto, Codensa realizó una estrategia de viabilidad social mediante la cual informó a los usuarios las características del proyecto y asumió el costo del medidor instalado.
- ELECTRICARIBE: La solución avanzada de Electricaribe, bajo el protocolo Prime con uso de PLC y RF tiene medidores con funcionalidades de que trata la resolución del MME. Cuentan con seis pilotos con un total de 137,064 usuarios utilizando distintos tipos de proveedores y tecnologías.

La Empresa ha realizado campañas de sensibilización de las comunidades involucradas ante el rechazo inicial que puede representar un ajuste en las condiciones de tarificación.

Los principales problemas encontrados en la aplicación de los pilotos están relacionados con la aversión de algunos usuarios ante el cambio, la no aceptación al cambio por medidores electrónicos, algunos usuarios no permiten la concentración de medidores en poste y ha habido aumento de reclamaciones ante la SSPD por estos hechos.

La implementación de los pilotos ha permitido obtener mejores tiempos de respuesta en las actividades de lectura, suspensión y reconexión, a la vez que se han obtenido mejoras en el proceso de atención de reclamos por lecturas

⁵¹ Circular 054-2018. CREG.

dada su inmediatez. También se han obtenido avances en la identificación de pérdidas de energía.

4. Comparación de países

Como criterios comparativos en los aspectos regulatorios consideramos que es adecuado comparar la rigurosidad en las exigencias de los códigos de medida, las normativas existentes en el uso de tecnologías de información y las penalizaciones en las que incurren quienes no acaten los mecanismos de vigilancia.

4.1 Código de medida

Para países en vías de desarrollo donde la principal preocupación es expandir el acceso a energía eléctrica, el código de redes y las buenas prácticas en medición han pasado a tener un papel secundario. Es decir, la calidad del servicio de energía cobra más importancia a medida que el porcentaje de electrificación aumenta. Esto se evidencia también en que las exigencias de medición son más estrictas en países con tasas de electrificación altas como Corea, Estados Unidos y Suecia.

En el siguiente cuadro se comparan las exigencias de recolección de datos y telemetría de los países analizados en las zonas eléctricamente aisladas.

Tabla 4-1: Comparación de exigencias en medición

Requisitos	Botsuana	Brasil	Chile	Corea	Costa de Marfil	Estados Unidos	India	Perú	Senegal	Suecia
Medida de variables eléctricas	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Medida de combustibles		✓		✓		✓				
Telemetría en tiempo real		✓		✓		✓				✓
Reportes de operación	✓	✓			✓		✓	✓	✓	

4.2 Tecnologías

Es cierto que algunos objetivos que se persiguen al utilizar sistemas inteligentes de medición en los grandes centros urbanos de cualquier país tienen diferencias a los que se pretenden realizar en las zonas aisladas y/o remotas, pero ante todo lo más importante que se persigue es buscar protección de los derechos y la promoción de los deberes de los usuarios y responsabilidades de los prestadores.

En un país como Estados Unidos en donde el 42% de la generación utiliza carbón, es apenas obvio que uno de las principales objetivos que busquen con la implementación de sistemas AMI, es hacer muy eficiente la generación de energía con el fin de reducir emisiones de CO₂.

El proyecto de Estados Unidos que está realizando la Asociación Nacional de Cooperativas Eléctricas Rurales (NRECA), con inversión Total de US \$67,864,292 en zonas rurales de este país y trabajando con 27 cooperativas⁵² prestadoras del servicio permitió obtener un ahorro anual de US \$ 641,000 con 131,720 módulos de medidores

⁵² U.S. Department of Energy. Office of electricity delivery & Energy reliability. The American Recovery and Reinvestment Act Smart Grid Highlights. Octubre 2014.

inteligentes AMI bidireccionales. Utilizando tecnologías RF (por ejemplo Zigbee 802.15.4) que aplicarían también a Colombia.

Con este proyecto la NRECA puede llevar a cabo estudios avanzados en la demanda de potencia reactiva y activa; respuesta a la demanda de generación y transmisión en con el uso de medición avanzada (AMI); precio pico crítico sobre AMI; control de demanda para el aire acondicionado sobre AMI. Como piloto, a través de "Portal WEB los consumidores podrán consultar consumo de energía.

Las tecnologías de RF como Zigbee están siendo utilizadas en países como Estados Unidos, Brasil, Perú, India y por parte de GSMA la plantea también para países africanos. En Colombia al menos en empresas como EPM y Codensa han empezado utilización de RF en los proyectos pilotos expuestos anteriormente.

Como se expuso en el numeral anterior, tanto la normatividad colombiana como por las características geográficas en donde se encuentran ubicadas un 19 % de las ZNI, podría aprovecharse tecnología de RF con el fin de conectar varios sitios a un punto concentrador de datos o gateway con salida satelital y/o GPRS.

En el caso de Brasil, se resalta el proyecto de Companhia Energética de Pernambuco (Cia Energia Pernambuco o Celpe) en la isla Fernando de Noronha de una red inteligente utilizando la plataforma abierta Predix de GE, que permite conectividad de tipo industrial bajo protocolo para IoT (como lo es MQTT⁵³), es un ejemplo interesante de uso de tecnologías digitales para control de consumo y monitoreo de energía eléctrica.

Aunque la resolución de Minminas en el artículo 12º (Ciberseguridad, manejo, uso y protección de Datos) deja a la CREG la responsabilidad para que establezca los requisitos de ciberseguridad, que garanticen un adecuado funcionamiento de la infraestructura AMI, y la privacidad que genere la misma. De igual manera, la CREG definirá los requisitos y procedimientos para el acceso de la información de la AMI por parte de otros agentes del sector que la requieran, en el marco de las normas de protección de datos personales.

Lo anterior le daría la posibilidad a la SSPD de que al implementar un sistema de monitoreo o vigilancia basado en sistemas inteligentes, guardando neutralidad tecnológica, siguiendo estándares internacionales de seguridad para protocolos de red y que permitan el acceso a entidades del sector energético.

Pueden haber múltiples razones porque un país o el otro implemente un sistema avanzado de medición como:

- Reducir pérdidas de energía en transmisión y distribución.
- Mayor control en el uso de energía.
- Mejores análisis de Demanda de Energía.
- Información en tiempo real etc.
- Reducir emisión de CO₂,
- Control de intercambios de energía y
- Otras.

⁵³ MQTT significa MQ Telemetry Transport. Es un protocolo de mensajería de publicación / suscripción, extremadamente simple y liviano, diseñado para dispositivos restringidos y redes de bajo ancho de banda, alta latencia o poco confiables. Los principios de diseño son minimizar el ancho de banda de la red y los requisitos de recursos del dispositivo, al mismo tiempo que intentan garantizar la confiabilidad y cierto grado de seguridad de la entrega. Estos principios también hacen que el protocolo sea ideal para el emergente "máquina a máquina" (M2M) o "Internet de las cosas" del mundo de los dispositivos conectados, y para las aplicaciones móviles donde el ancho de banda y la energía de la batería son importantes. En cuanto a seguridad permite pasar un nombre de usuario y una contraseña con un paquete MQTT en V3.1 del protocolo. El cifrado en la red se puede manejar con SSL, independientemente del propio protocolo MQTT (vale la pena señalar que SSL no es el más ligero de los protocolos y agrega una gran sobrecarga de red). Se puede agregar seguridad adicional mediante una aplicación que encripta los datos que envía y recibe, pero esto no es algo incorporado al protocolo, para que sea simple y liviano.

La SSPD tiene como objetivo implementar un sistema de medida inteligente que cumpla como mínimo lo establecido en la resolución de Minminas 40072 del 2018, con lo cual se podrían cumplir entre otros los siguientes objetivos planteados en el artículo 4º de la resolución:

- Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución.
- Reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica.

En la circular 054 del 2018 de la CREG se plantea la necesidad "...de realizar reuniones con la SSPD con el fin de revisar lo relativo a las reclamaciones del servicio con objeto de revisión de medidores y los procedimientos relacionados con el tema...". Esta puede ser una oportunidad de la SSPD para que se le permita el acceso a la información o permita como sería el caso de ZNI para implementar sistemas de monitoreo inteligente y de esta manera verificar que los prestadores en estas regiones cumplan su responsabilidad.

En la misma circular de la CREG también se plantea la necesidad de efectuar consultas con el MINTIC, CRC y ANE respecto a la asignación⁵⁴ de espectro radioeléctrico requerido para la comunicación de equipos. Respecto a esto el consultor asegura que para los propósitos de la SSPD y alcances de este estudio no hay restricciones de uso de espectro en bandas libres en 900 MHz y 2400 MHz (como se expuso anteriormente) ya que la resolución 000711 del 2016 de la ANE estableció los parámetros técnicos de equipos que funcionen en estas bandas.

4.3 Penalizaciones

En cuanto a las penalizaciones es importante resaltar los casos de Brasil y Perú, en donde existen subsidios para los combustibles de las plantas diesel existentes en las regiones apartadas. Esto porque, el subsidio es entregado con base en la calidad del servicio prestado y por lo tanto los reguladores ANEEL y OSINERGMIN establecieron condiciones de medición y de reporte de información a los cuales deben acogerse todos quienes busquen beneficiarse de los subsidios.

Para los casos donde no se brindan subsidios a la operación sino a las instalaciones eléctricas en las zonas apartadas, como el caso de India con sus inversiones en plantas de biomasa y diesel, la vigilancia de la calidad del servicio no es un tema prioritario para los entes reguladores. Si se considera que las comunidades que operan las plantas son las mismas beneficiarias del servicio de energía, tiene sentido el pensar que ellos mismos supervisarán su calidad.

Finalmente, existen casos como los de países africanos donde las inversiones en infraestructura eléctrica han sido apoyadas por agentes externos y organizaciones mundiales. En estos, los entes reguladores no han dado avances importantes en sistemas de medición para evitar crear inconvenientes a las iniciativas de electrificación.

4.4 Penetración AMI

En la siguiente tabla se muestra el porcentaje de usuarios que cuentan con infraestructura de medición inteligente en los países analizados, respecto al total de usuarios con acceso al servicio de energía.

⁵⁴ Estrictamente hablando en lo referente a frecuencias de uso libre no aplica el concepto de asignación sino de atribución. La atribución permite establecer rangos de frecuencias para ser utilizados para ciertos servicios, bajo determinados parámetros. Generalmente limitaciones de la potencia máxima de transmisión.

Tabla 4-2: Porcentaje de penetración AMI

	Botsuana	Brasil	Chile	Corea	Costa de Marfil	Estados Unidos	India	Perú	Senegal	Suecia
2014						40%				
2015		0,03%								
2016						47%				
2018				100%			0,1%	0,1%		100%

5. Conclusiones

5.1 Revisión del estado del arte

A partir de la exploración de sistemas de medición en los países mencionados, es claro que los esfuerzos se han concentrado en soluciones avanzadas de medidores inteligentes instalados en las premisas de los consumidores y son pocas las zonas en las cuales se evidencian acciones orientadas al monitoreo y la medición de indicadores de calidad del servicio de los operadores a cargo de la prestación del suministro de energía, independiente del tipo de fuente de generación, como herramienta de monitoreo y seguimiento de las obligaciones por parte de las entidades de control y vigilancia.

Por otro lado, también es evidente que las alternativas de transmisión de datos, para las zonas conectadas y las zonas no interconectadas, utilizan soluciones PLC, RF⁵⁵, redes móviles (especialmente GSM/GPRS) y satélite como se apreció en el caso de la India para regiones apartadas. No se evidencia para ningún país alguna tecnología dominante como medio de establecer la conectividad, sino que la solución planteada obedece a las características propias de cada red eléctrica y su ubicación geográfica.

Que de manera general, no existen disposiciones normativas enmarcadas y orientadas al control del monitoreo y medición de indicadores de calidad del servicio de los prestadores del servicio en zonas eléctricamente aisladas.

Frente a este balance, el panorama actual de los países que hicieron parte de la exploración no limita la intención de la SSPD de incorporar herramientas de vigilancia y control para la medición de variables mínimas en los puntos de generación de las zonas no interconectadas. Por el contrario, las implementaciones y soluciones que se llevan a cabo posibilitan hacerlo extensivo a los puntos de salida de generación y los puntos de consumo, así como la formulación de políticas encaminadas al fortalecimiento de la vigilancia que aseguren las obligaciones de los prestadores del servicio con los recursos públicos, vía subsidios y la calidad de vida de esas poblaciones marginadas.

Las tecnologías de la medición avanzada e inteligente, unidas a los avances de las telecomunicaciones, actualmente brindan sin duda una gran oportunidad para todas las instituciones de medición remota, seguimiento, toma de decisiones que propendan por una mejor prestación de los servicios de energía en las zonas remotas y aisladas donde actualmente resulta difícil por no decir que casi imposibles conocer el estado de prestación de los servicios de una manera independiente y oportuna.

Finalmente, como conclusiones específicas de lo encontrado en otros países en temas de vigilancia y monitoreo de zonas eléctricamente aisladas se presentan las siguientes:

- Países como Brasil y Perú han desarrollado esquemas de vigilancia para el uso de combustibles en la generación de energía eléctrica para asegurar que se dé buen uso a los subsidios y ayudas económicas que brindan para la prestación del servicio.
- Un aspecto que también ha resultado ser motivo de la expansión de sistemas de medición con telemetría es la búsqueda de eficiencia y reducción de emisiones contaminantes. En países con alta penetración de fuentes de energía intermitentes y programas de respuesta de la demanda (como Corea, Estados Unidos y Suecia) la cobertura de infraestructura de medición inteligente ha alcanzado cifras notables en pocos años.

⁵⁵ Utilizando protocolos como Zigbee

- Los estándares internacionales como ANSI C12, IEC 62053 e IEC 61958 han servido para que los países formulen políticas de medición de energía que sean técnicamente viables considerando seguridad, fiabilidad y automatización en la recolección de datos.

Las áreas que podrían ser cubiertas en fases posteriores permitirán promover la unión de esfuerzos del estado al priorizar obras de ampliación de la cobertura de telecomunicaciones

5.2 Revisión de cobertura de TICs en Colombia para vigilancia de ZNI

La SSPD tiene como Misión: “Somos una entidad técnica que contribuye al mejoramiento de la calidad de vida en Colombia, mediante las funciones de vigilancia, inspección y control en relación con la prestación de los servicios públicos domiciliarios, la protección de los derechos y la promoción de los deberes de los usuarios y responsabilidades de los prestadores”.

Si actualmente se tiene un modelo de vigilancia a los prestadores del servicio de energía en zonas apartadas y no-interconectadas limitado (solamente 5,3 % de los sitios tienen telemetría), la SSPD tendría toda la autoridad y aprovechando las tecnologías existentes velar por que los actuales sistemas prestadores de servicios eléctricos en zonas apartadas del país cumplan con los estandartes de calidad a nivel internacional y de esta forma poder llevar adelante un proyecto de monitoreo de los sistemas de generación para este tipo de regiones.

Con esta iniciativa se podría realizar el monitoreo y control a aproximadamente un 28 % de las ZNI en una primera fase de avance de la labor de monitoreo, aprovechando conjuntamente entre cobertura móvil existentes y proyectos del gobierno como KVD para tener una conectividad económica garantizando la sostenibilidad del proyecto.

La resolución 000711 del 2016 de la ANE, permitiría a la SSPD o a cualquier otra empresa el uso de tecnologías de RF con frecuencias de uso libre en bandas de 900 MHz (915 MHz hasta 928 MHz)⁵⁶ y 2400 MHz, sin requerir de trámite o proceso de asignación de espectro.

Quedaría en todo caso pendiente para poder ampliar el ancho de banda correspondiente a la banda de 900 MHz (lo que se saldría del alcance de este contrato) que tanto los interesados por parte del sector eléctrico, la SSPD, ANE y MinTic estudiaran la posibilidad de ampliar el rango de frecuencias libres de tal forma que se atribuyera también entre 905 MHz hasta 915 MHz o 902 MHz hasta 915 MHz para uso ISM exactamente de la misma forma como se tiene en Estados Unidos y Canadá. La ampliación en la banda de 900 MHz para uso libre permitiría el uso de tecnologías de RF adicionales. En todo caso el consultor está en conversaciones con la ANE y/o MinTic para conocer si existen posibles modificaciones o ampliaciones a la actual Resolución 711 del 2016 de la ANE.

⁵⁶ Esto permite el uso de al menos 5 canales Zigbee bajo estándar IEEE 802.15.4.

Bibliografía

- Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. (2005). Sistemas Isolados. Retrieved November 7, 2018, from http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_1_2.htm
- Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. Resolução Normativa N° 427, de 22 de Fevereiro de 2011 (2011). Brasil. Retrieved from <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2011427.pdf/2ddfb1d-5943-4659-8147-3284580dc519?version=1.0>
- Bloomberg New Energy Finance. (2017). Distributed Energy in Emerging Markets. Retrieved November 15, 2018, from <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/11/BNEF-2017-11-21-Distributed-Energy-in-Emerging-Markets-White-Paper1.pdf>
- Botswana power corporation. (2010). *Managing power the smart way*.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. (2018). Conta Consumo de Combustíveis. Retrieved November 7, 2018, from https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_ccc?_afzLoop=303470030535992&_adf.ctrl-state=17zdhf9rdt_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D303470030535992%26_adf.ctrl-state%3D17zdhf9rdt_5
- COES. (2017). Estadísticas anuales. Retrieved November 8, 2018, from <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>
- Commission de Régulation du Sector de l'Electricité. (2018). DOCUMENT DE CONSULTATION PUBLIQUE RELATIF A LA DETERMINATION DU TARIF D'ACHAT DU SURPLUS D'ENERGIE ELECTRIQUE D'ORIGINE RENOUVELABLE RESULTANT D'UNE PRODUCTION POUR CONSOMMATION PROPRE. *Republique Du Sénégal*.
- Congreso de la República del Perú. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (2006). Perú.
- Coordinador Eléctrico Nacional de Chile. (2018). ¿Cómo funciona el Sistema Interconectado Central? Retrieved November 7, 2018, from <https://sic.coordinador.cl/novedades/como-funciona-sistema-interconectado-central/>
- Eletrobras. (2007). Sistema de Coleta de Dados Operacionais SCD. Retrieved November 7, 2018, from http://www.eletrobras.com.br/EM_Atuacao_SistIsolados/default.asp
- Korea Electric Power Corporation. (2018). Overview of Korea's Electric Power Industry. Retrieved November 8, 2018, from <https://home.kepco.co.kr/kepco/EN/B/htmlView/ENBAHP001.do?menuCd=EN020101>
- Korea Energy Statistical Information System. (2018). Electricity / Heat. Retrieved November 8, 2018, from http://www.kesis.net/sub/sub_0001_eng.jsp
- Ministry of Knowledge Economy, & KEPKO. (2012). *Rural Electrification Project for Expansion of Power Supply*. Seoul.
- Ministry of Power Central Electricity Authority. (2018). *Growth of Electricity Sector in India from 1947 to 2018*. New Delhi. Retrieved from http://www.cea.nic.in/reports/others/planning/pdm/growth_2018.pdf

- Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS. (2018). Sistemas Isolados. Retrieved November 7, 2018, from <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>
- OSINERGMIN. Procedimiento para la supervisión de la operatividad de la generación en sistemas eléctricos aislados, Pub. L. No. 220–2010–OS–CD (2010). Perú.
- OSINERGMIN. (2015). Diagramas unifilares de la generación de sistemas eléctricos aislados. Retrieved November 8, 2018, from https://issuu.com/osinergmin/docs/diagramas_unifilares_de_la_generaci
- OSINERGMIN. (2018). Supervisión de la generación de los sistemas aislados. Retrieved November 8, 2018, from <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/generacion/sistemas-aislados>
- Presidência da República; Casa Civil; Subchefia para Assuntos Jurídicos. LEI No 12.111 de 9 de Dezembro de 2009 (2009). Brasil. Retrieved from http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L12111.htm
- Van Gevelt, T. (2014). Rural Electrification and Development in South Korea. *Energy for Sustainable Development*, 23, 179–187.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, & Departamento de Planeación Nacional. (2018). Sistema único de información de servicios públicos domiciliarios. Retrieved November 10, 2018, from <http://www.sui.gov.co/web/energia>
- The World Bank. (2016). Access to electricity (% of population). Retrieved November 11, 2018, from <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=IN>
- Government of India. (2018). Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana. Retrieved November 11, 2018, from http://www.ddugjy.gov.in/portal/definition_electrified_village.jsp
- India Ministry of Power. (2018). Sahaj Bijli Har Ghar Yojana. Retrieved November 11, 2018, from <http://saubhagya.gov.in/>
- India Ministry of Power. (2018). Power for All. Retrieved November 11, 2018, from <https://powermin.nic.in/en/content/power-all>
- India Ministry of Power. Rural Electrification Policy (2006). India.
- US Energy Information Administration. (2018). Electricity Data. Retrieved November 12, 2018, from <https://www.eia.gov/electricity/data.php>
- Central Electricity Authority Government of India. (2014). Metering Regulations. Retrieved November 12, 2018, from <http://www.cea.nic.in/meteringreg.html>
- Alliance for Rural Electrification. (2018). Member Solutions. Retrieved November 12, 2018, from <https://www.ruralelec.org/>
- US. Department of Energy, & Pacific Northwest National Laboratory. (2015). *Metering best practices: a guide to achieving utility resource efficiency*. Richland, Washington.
- Swedish Social Democratic Party, Moderate Party, Swedish Green Party, Centre Party, & Christian Democrats. Framework agreement on Energy Policy (2016). Sweden. Retrieved from <https://www.government.se/articles/2016/06/agreement-on-swedish-energy-policy/>
- European Commission. (2018). Smart grids and meters. Retrieved November 12, 2018, from <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters>

- Swedish Energy Agency. (2014). The “Blue guide” on the implementation of EU product rules. Retrieved November 12, 2018, from <http://www.energimyndigheten.se/en/facts-and-figures/publications/>
- Energimarknadsinspektionen. (2016). Mains of Generators. Retrieved November 12, 2018, from <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natforeskrifter-och-kommissionsriktlinjer-for-el/natkod-requirements-for-generators-rfq/>
- Ministerio de Economía Fomento y Turismo de Chile. Sistemas Medianos (2004). Chile.
- Comisión Nacional de Energía de Chile. (2018). *Anexo técnico: Sistema de monitoreo*.
- Comisión Nacional de Energía de Chile. (2018). *Norma técnica de seguridad y calidad en el servicio de sistemas medianos*.
- U.S. Energy Information Administration. How many smart meters are installed in the United States, and who has them?. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=108&t=3>.
- USAID From The American People. HOW SHOULD GOVERNMENTS INTEGRATE MINI-GRIDS INTO NATIONAL ELECTRIFICATION PLANNING? <https://www.usaid.gov/energy/mini-grids/policy/national-planning>.
- Bloomberg New Energy Finance. (2017). Distributed Energy in Emerging Markets. Retrieved November 15, 2018, from <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/11/BNEF-2017-11-21-Distributed-Energy-in-Emerging-Markets-White-Paper1.pdf>
- Botswana Power Corporation. (2010). Managing power the smart way.
- Commission de Régulation du Sector de l'Electricité. (2018). DOCUMENT DE CONSULTATION PUBLIQUE RELATIF A LA DETERMINATION DU TARIF D'ACHAT DU SURPLUS D'ENERGIE ELECTRIQUE D'ORIGINE RENOUVELABLE RESULTANT D'UNE PRODUCTION POUR CONSOMMATION PROPRE. République Du Sénégal.
- Autorite Nationale de Regulation du Secteur de l'Electricite. (2017). Les Lois. Retrieved November 15, 2018, from <http://www.anare.ci/index.php?id=14>
- Leysen, R. (2018). An analysis od smart meter deployment in Swedenwith applicability to the case of India. KTH royal institute of technology.
- Kumar, S., Prasad, J., & Samikannu, R. (2018). Barriers to implementation of smart grids and virtual power plant in sub-saharan region Botswana. Energy Reports, 119–128. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egyr.2018.02.001>