“Segundo ciclo de Seminarios virtuales internacionales de Eficiencia energética y Sistemas de Medición Inteligente y prepago”

17.08.20

endev

En coordinación con:

En colaboración con:

Organizado por:

Implementado por:

Factores institucionales y sociales necesarios para implementar sistemas de Sistemas inteligente y de prepago

Ing. Jorge Rosales.
Procetradi, Perú.

- Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima-Perú, con estudio de Máster DIEM en Marketing por CENTRUM y EADA de Barcelona, España.
- Especialización en equipos de protección y maniobra para redes eléctricas de media tensión en USA y México, equipos de pruebas para mantenimiento predictivo de subestaciones en USA y Sistemas de Medición Inteligente.
- Tiene más de 20 años de experiencia profesional con soluciones tecnológicas para empresas de los sectores de electricidad, agua, gas, minería y gran industria.
- Actualmente se desempeña como Gerente Comercial liderando al equipo de ventas de la compañía PROCETRADI.

endev

PROCETRADI

Innovación tecnológica
para la gestión de procesos

América Latina y Factores Regionales para los SMI

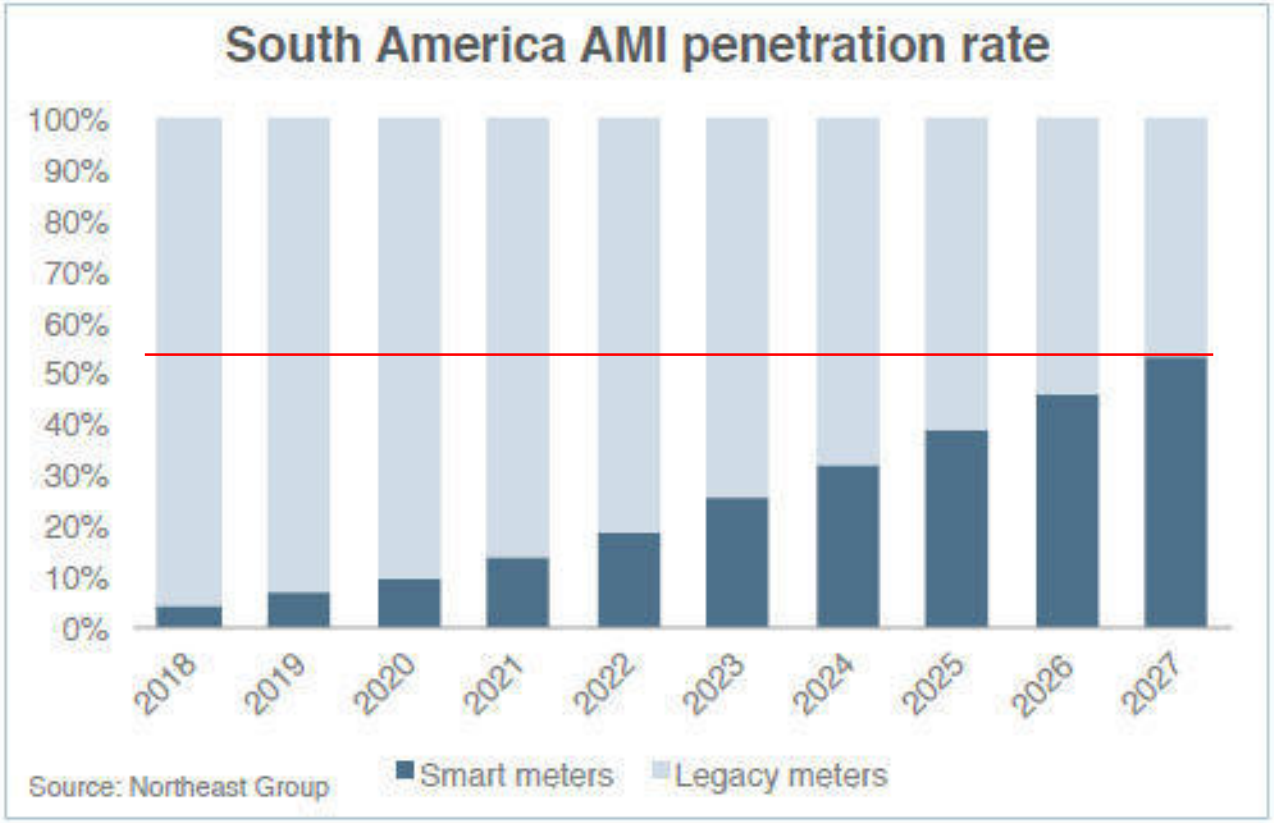
- 152 millones medidores electricos (similar a USA)
  - 16 millones nuevos medidores anualmente
  - 3 diferentes estandar, ANSI, IEC y ABNT en un mix de 50/60Hz y 120/220V
    - 98% son clientes residenciales
  - Estimado crecimiento AMI de 3% a 53% en 10 años, sobrepasando a USA para el año 2021.
- $20,1 Billones en inversion estimado en 10 años

Sistema de Medición Inteligente

Factores institucionales y sociales necesarios para implementar Sistemas de Medición Inteligente y de Prepago

Para 2027, el 53% de los residentes de América del Sur contarán con medidores inteligentes.

Los mercados de medidores inteligentes madurarán rápidamente durante los próximos diez años.



Factores Regionales

Hay una serie de diversos factores que impulsan el desarrollo de la red inteligente en América del Sur. Específicamente, estos incluyen:

- Altas pérdidas técnicas y no técnicas.
- El aumento de la demanda de electricidad.
- Baja confiabilidad de la red.
- Potencial de energía renovable.
- Clase media en crecimiento.
- Beneficios sociales.

Table 2.2: Smart grid market drivers and barriers in South America

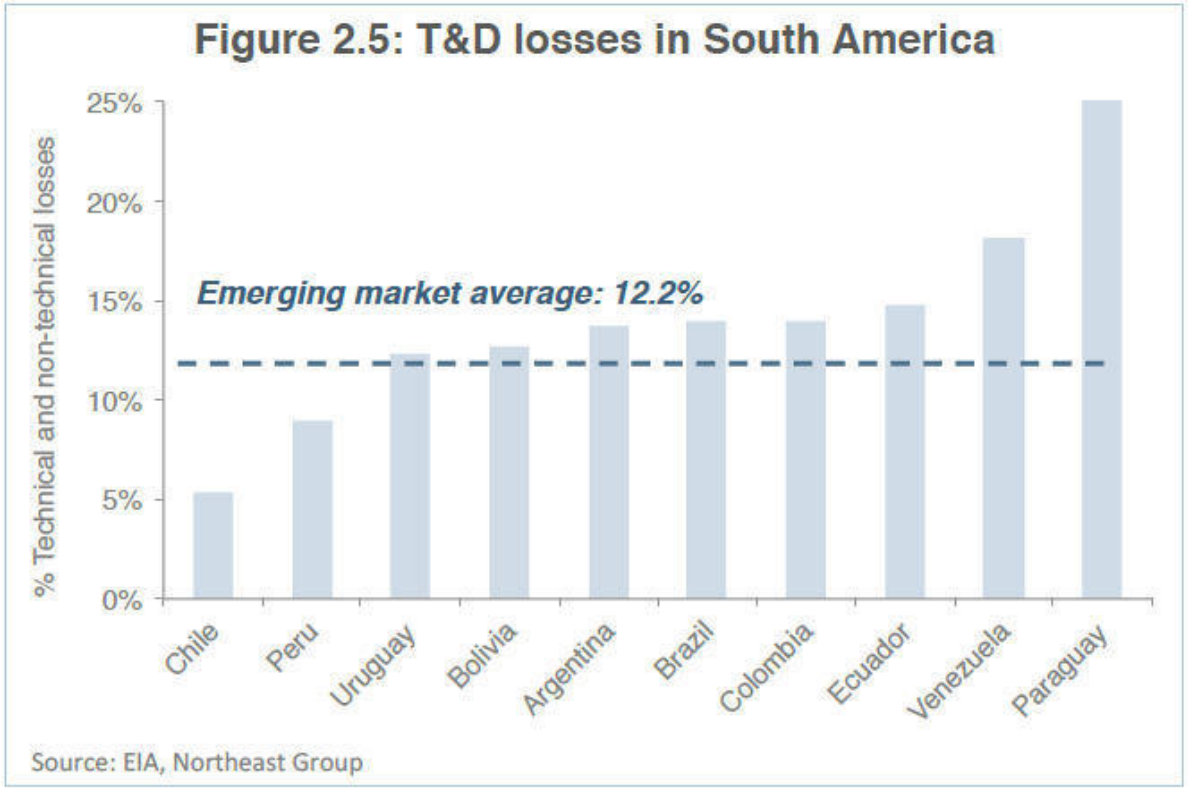
Major Drivers	Major Barriers
T&D loss reduction	High cost of meters in terms of consumption
Rising electricity demand	Slow developing regulations in some markets
Low grid reliability	
Minor Drivers	**Minor Barriers**
Renewable energy potential	Role of hydro power
Growing middle class	Technical challenges
Social benefits	

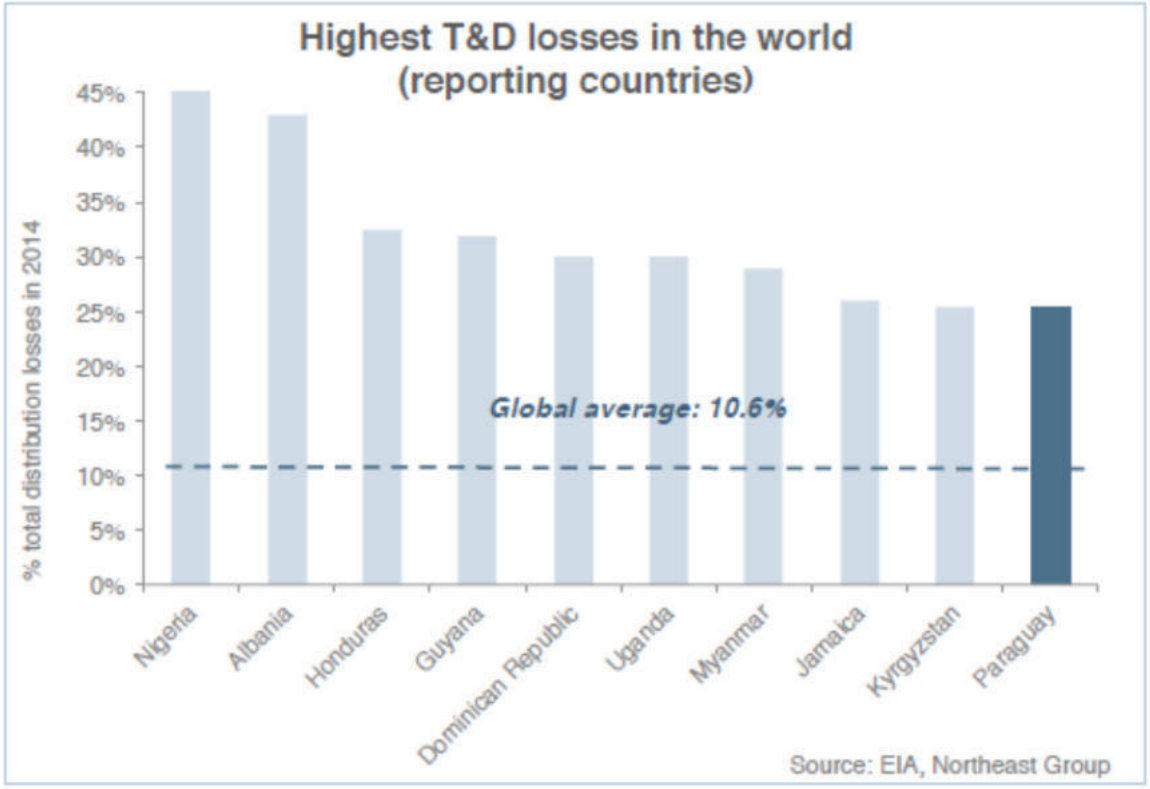
Table 15.1: Benefits of AMI in South America

Benefit	Potential in South America
Reduced non-technical losses	High
Remote connection/disconnection	High
Improved system efficiency	Medium
Incorporation of distributed generation	High
Demand response potential	Medium
Lower labor costs	Low

Altas pérdidas técnicas y no técnicas

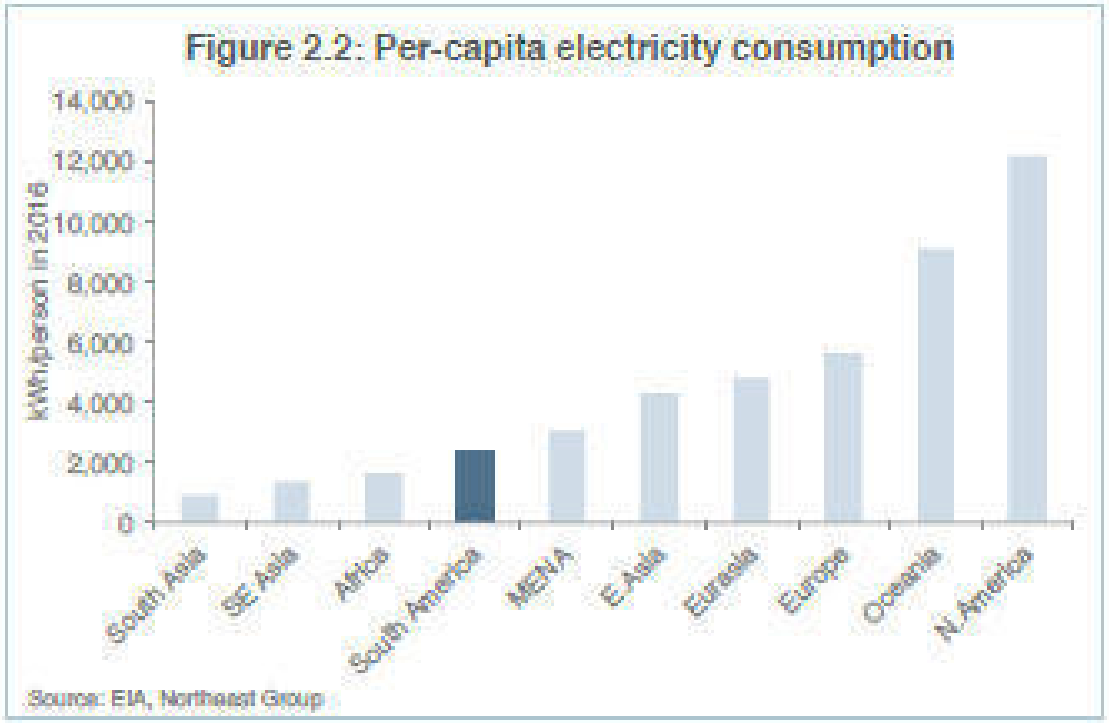
La reducción del robo de electricidad y otras pérdidas no técnicas son el impulsor a corto plazo más importante de la red inteligente para muchas empresas de servicios públicos de América del Sur.

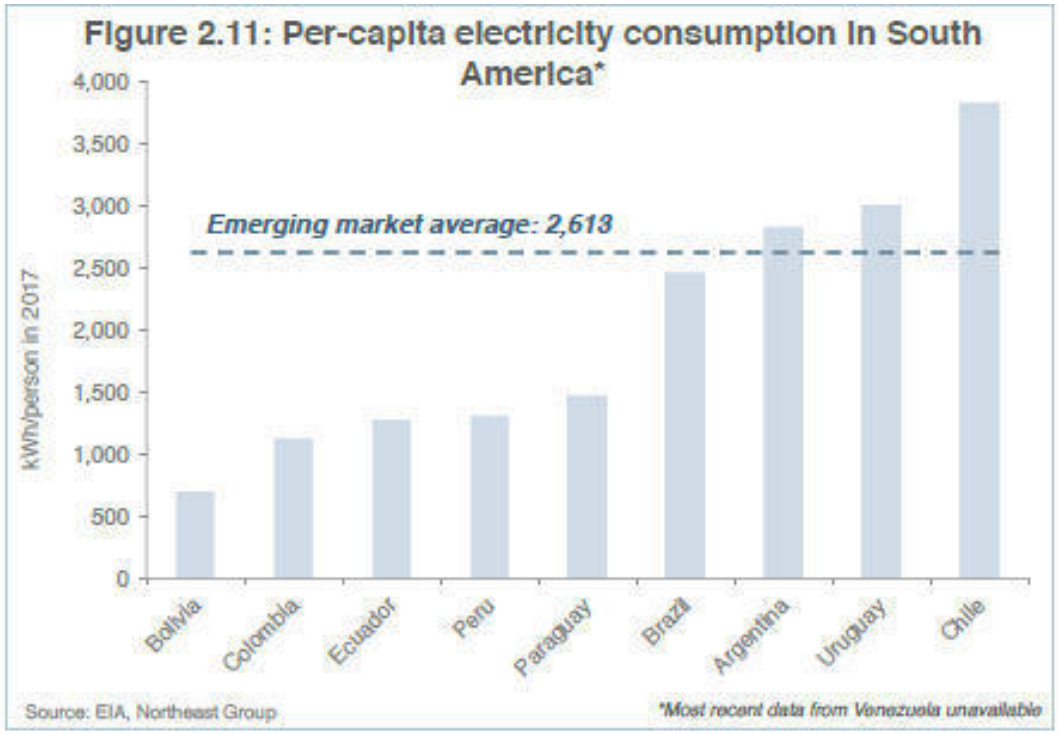




Consumo de electricidad

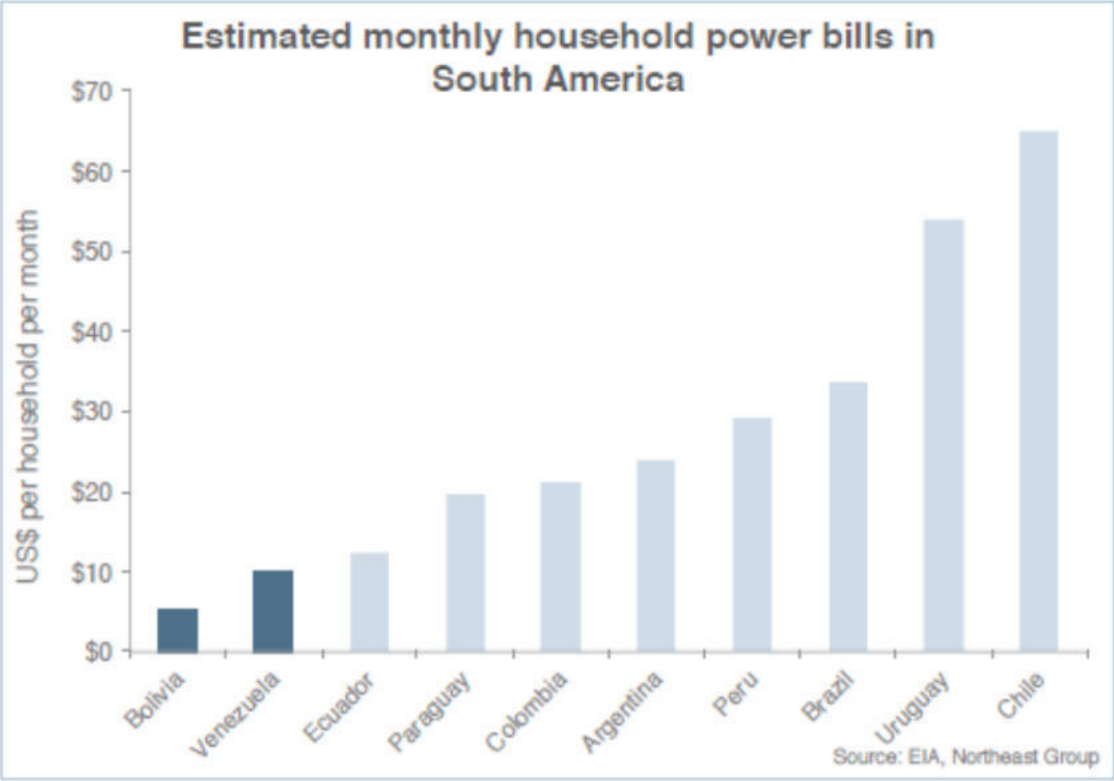
El consumo de electricidad per cápita entre los diez países de América del Sur es, en promedio, de 2.367 kWh/año. Esto representa uno de los niveles de consumo más bajos a nivel mundial, solo por encima del sur de Asia, el sudeste de Asia y África.

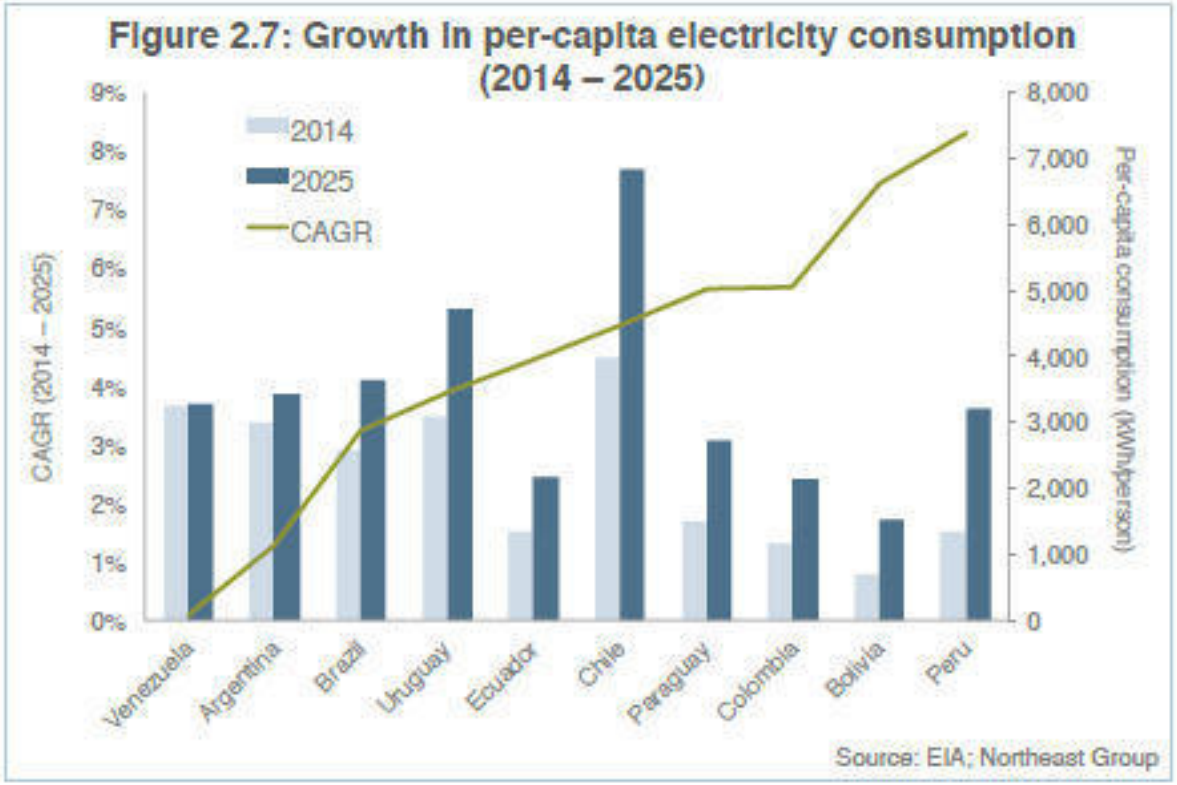




Aumento de la demanda de electricidad

Con las tasas de crecimiento una vez más al alza, satisfacer la creciente demanda de electricidad vuelve a ser una prioridad. Además, el creciente consumo exacerbará los costos del robo de electricidad, reforzando aún más la necesidad de reducir las pérdidas a través de la red inteligente.

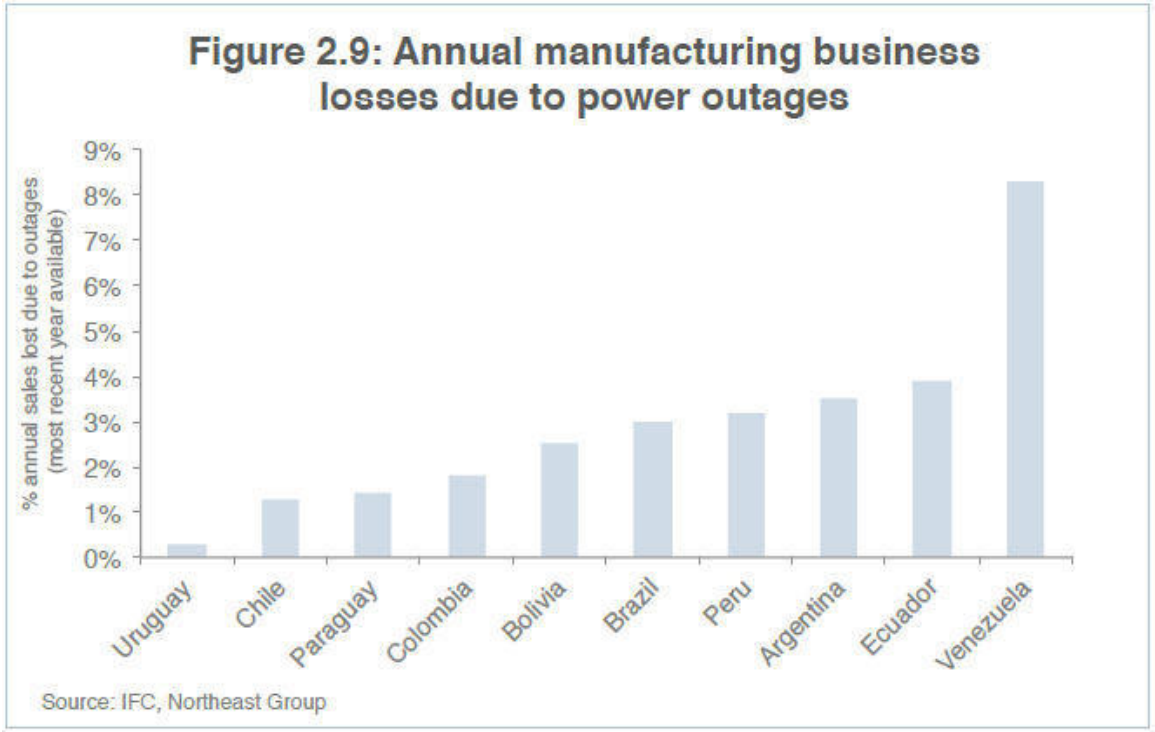




Baja confiabilidad de la red

En general, los países de América del Sur no carecen de suministro de energía, pero aún enfrentan frecuentes cortes de energía debido al envejecimiento de la infraestructura de transmisión y distribución. Estos cortes de energía crean costos significativos para las economías de América del Sur.
Las industrias pierden en promedio de 3% a 8% de las ventas anuales debido a la interrupción de energía.

Los medidores inteligentes permiten a las empresas de servicios públicos detectar de forma rápida las interrupciones y reponer el servicio en menor tiempo.



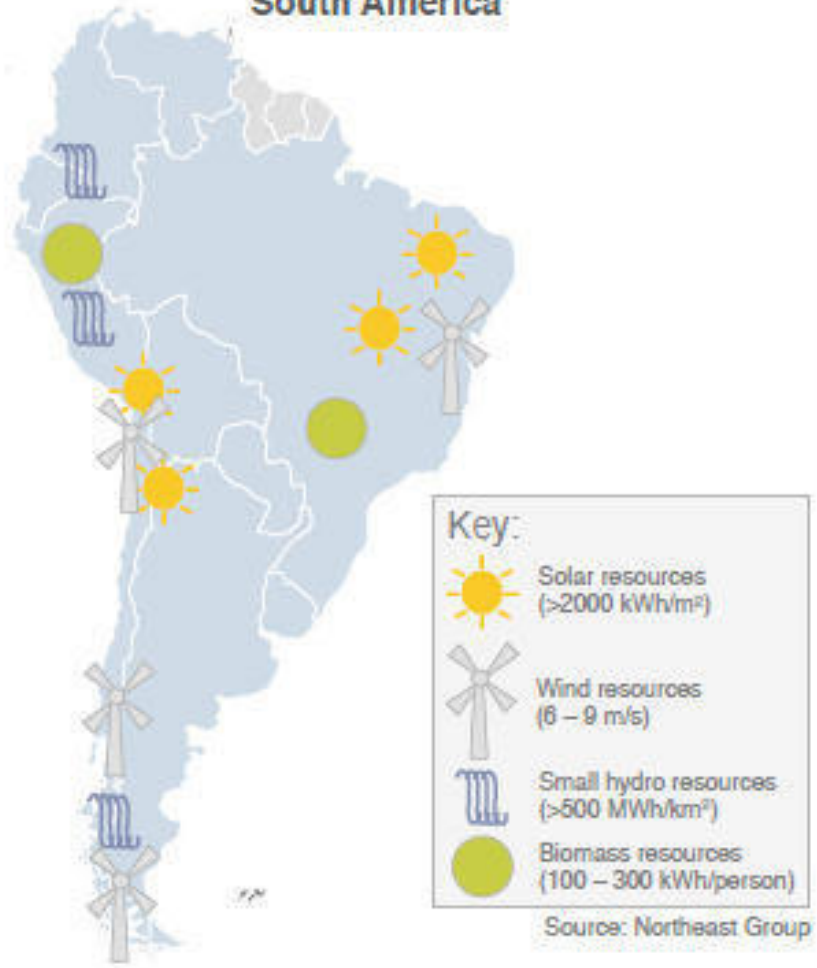
Potencial de Energía Renovable

América del Sur tiene abundantes recursos energéticos tradicionales y renovables. Pero las fuentes tradicionales de energía son cada vez más costosas.

Como resultado, los países de América del Sur están mirando fuentes de energía renovables para ayudar a cumplir con la creciente demanda de electricidad.

La infraestructura de red inteligente y los SMI ayudaran a gestionar la variabilidad e intermitencia de estos recursos.

Figure 2.8: Renewable resources of energy in South America



Source: Northeast Group

Creciente clase media

El crecimiento económico de América del Sur en la última década es notable no solo por su estabilidad, sino porque, por primera vez en muchos países, está teniendo un impacto significativo en el y las clases medias.

Además, el crédito al consumidor ahora está mucho más disponible para las clases bajas y medias, lo que ayuda a impulsar aún más al consumidor.

Como resultado, muchos productos electrónicos de consumo intensivo de energía crecen constantemente en ventas.

Esto más adelante se suma a la creciente demanda de energía y también crea potencial para electrodomésticos inteligentes, administración de energía en el hogar y otros dispositivos inteligentes en la infraestructura de red y programas de eficiencia energética.

Beneficios sociales

La mejora de la infraestructura eléctrica puede tener beneficios lejanos más allá de simplemente administrar el consumo de energía. Los medidores inteligentes no solo reducen el robo y el fraude, sino que también mejora la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico en los barrios, por lo tanto alentando el desarrollo económico.

Además, las empresas de servicios públicos podrían combinar de manera inteligente instalaciones de medidores con programas para promover una bombilla eficiente e intercambios de electrodomésticos, prometiendo reducir el gasto de energía. Esto se convierte en un motivador potente.

Contexto de la Medición Inteligente en Perú

- DS 018-2016-EM y el Artículo 163 del Reglamento de la LCE. Décima Disposición Complementaria Transitoria.

  - *IMPLEMENTACION DE SISTEMAS DE MEDICION INTELIGENTE*

  En el marco de la declaración de interés nacional de la promoción de Uso Eficiente de la Energía para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos, previsto en la Ley N°27345, las EDEs propondrán a OSINERGMIN un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en el proceso de fijación tarifaria, sujetándose a lo dispuesto en el articulo 163 del presente Reglamento y considerando un horizonte de hasta ocho (08) años de implementación.

Contexto de la Medición Inteligente en Perú

- OSINERGMIN, 2017: Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD). Numeral 7.2 Plan de Reemplazo Gradual a Sistemas de Medición Inteligente.

- Implementación de proyectos piloto SMI.
    - *ENEL, proyecto piloto de 10 mil medidores, tecnología Meters and More*
    - *ELECTRO SUR ESTE, proyecto piloto de 5 mil medidores, tecnología PLC TWACS*
    - *ELECTRODUNAS, proyecto piloto de 300 medidores, tecnología PLC Carrier*
    - *ELECTRO UCAYALI, proyecto piloto de 300 medidores, tecnología RF RPMA*
    - *LUZ DEL SUR, diferentes proyectos pilotos con tecnología RF RPMA, PLC Carrier, RF Mesh*
    - *Otros*

Aspectos claves a considerar para la evaluación y selección de una tecnología SMI

1. Arquitectura e infraestructura tecnológica.
2. Adaptabilidad a la topografía del terreno.
3. Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes.
4. Adaptabilidad a las condiciones ambientales.
5. Adaptabilidad al estado operativo de la red eléctrica.
6. Adaptabilidad a la longitud de la red.
7. Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución.
8. Capacidad de transmisión de información y confiabilidad operativa
9. Complejidad de mantenimiento.
10. Seguridad de la información / Sistemas de recuperación.
11. Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación.
12. Instalación.
13. Compatibilidad con la mayoría de los medidores del mercado.
14. Costo por unidad instalada.
15. Costos de mantenimiento.
16. Experiencia en la aplicación de la tecnología.

Beneficios de la implementación del sistema

Beneficios para la Gestión Comercial	Beneficios para la Gestión Operativa
Lectura Automática de Medidores	Automatización de Distribución, reducción de SAIDI/SAIFI
Servicio de Conexión y Desconexión de medidores	Reducción de energía no servida en las interrupciones
Reducción de perdidas no técnicas	Reposición de recloser y/o equipos de distribución
Detección de Manipulación/Hurto de medidores	Detección de Averías y Restauración de Servicio
Lectura de totalizadores para balance de energía	Reducción de costos de inspección y reparación de transformadores de distribución
Lectura de data en Intervalos	Monitorio del Voltaje de Línea
Control de Carga	
Sistema de Prepago	

Tecnológicas Disponibles para SMI

Celular

PLC

PLC CARRIER

G3-PLC Alliance

PRIME ALLIANCE

meters and more OPEN TECHNOLOGIES

Landis+Gyr manage energy better

PLC COMM

TWACS

Aclara AMI Solutions

RF

MESH

kamstrup

elster

Landis+Gyr manage energy better

ZigBee

Itron

Silver Spring Networks

sensus

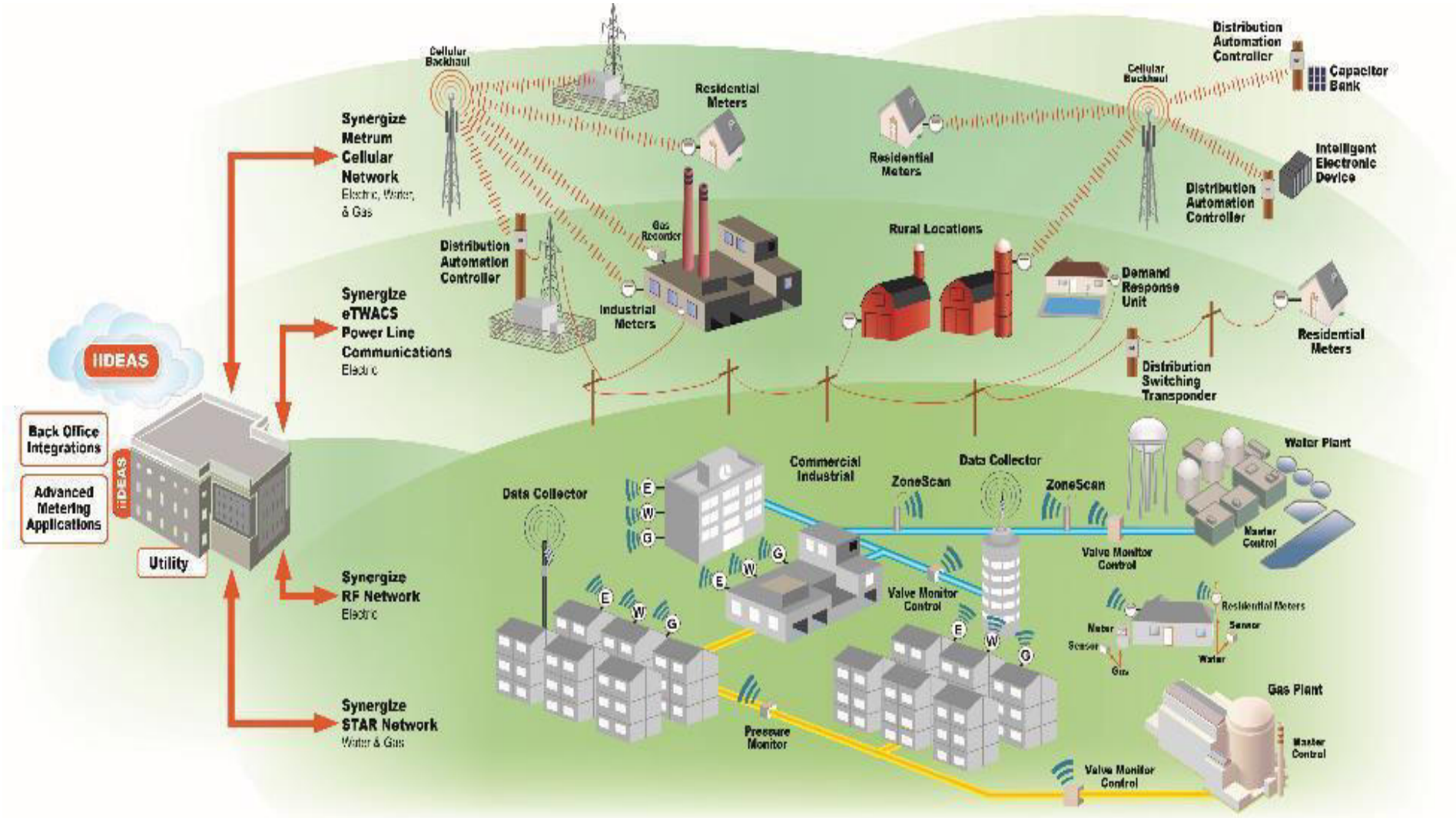
Trilliant

P2MP

Trilliant RPMA

Aclara SYNERGIZE

Arquitectura típica del Sistema de Medición Inteligente



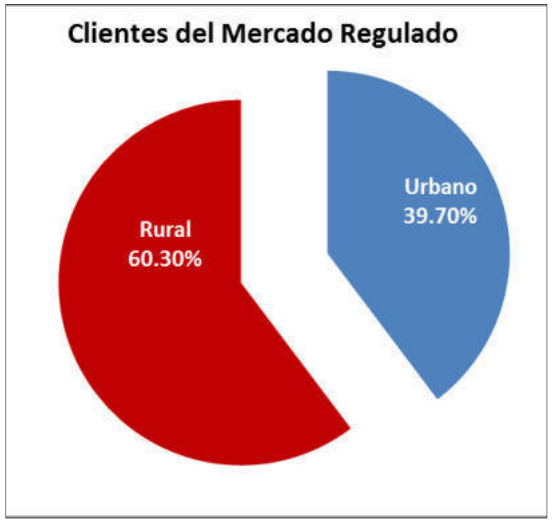
Proyecto Sistema de Medición Inteligente Electro Sur Este S.A.A.

Cusco – Perú

Tecnología PLC TWACS

Electro Sur Este, es una empresa de distribución y comercialización de la energía eléctrica, con área de concesión comprendida por las Regiones de Cusco, Apurímac y Madre de Dios

Zona	S.D.T.	Clientes	
Urbano	2	188,044	206,636
	3	18,592	
Rural	4	100,129	313,814
	5	94,111	
	6	77,119	
	SER	39,726	
	FV	2,729	
Sub Totales		520,450	520,450



Objetivo del Proyecto SMI

- Implementar una solución tecnológica que permita solucionar los problemas comerciales (recaudo) y los problemas técnicos (reducción de pérdidas de energía), con criterios de eficiencia en recursos, costos de sostenimiento en el mediano y largo plazo y rentabilidad para el negocio de comercialización y distribución de energía.
- Aprovechar las propias redes eléctricas de la compañía para la implementación y puesta en operación del Sistema de Medición Inteligente Rural, que permite la supervisión y control el sistema eléctrico, así como la posibilidad de brindar una adecuada facturación a nuestros clientes.

Problemática

- Redes eléctricas rurales de gran extensión, y geografía muy accidentada y montañosa, donde es difícil encontrar señal celular para la comunicación.
- No se conoce, en tiempo real, las interrupciones del servicio.
- Altos costos de lectura de medidores y dificultades para las acciones operativas y comerciales.

Criterios de Evaluación

Criterio	RF RPMA	PLC TWACS	PLC CARRIER
Compatibilidad con múltiples marcas de medidores del mercado.	SI	SI	SI
Arquitectura e infraestructura tecnológica	Un único concentrador por cada 20mil medidores	Un único concentrador por cada 50mil medidores	Un Concentrador por cada totalizador (cientos en la red)
Adaptabilidad a la topografía del terreno.	Buena	Muy Buena (Ya que la señal viaja por la propia red eléctrica)	Buena
Adaptabilidad a las condiciones ambientales.	Buena (No es afectado por condiciones ambientales)	Muy Buena (No es afectado por condiciones ambientales)	Buena (Su cobertura puede verse afectada ante condiciones de lluvia extremas)

Criterios de Evaluación

Criterio	RF RPMA	PLC TWACS	PLC CARRIER
Adaptabilidad a la longitud de la red.	Buena (El concentrador tiene un alcance de hasta 15km de radio)	Muy Buena (El concentrador permite comunicarse con medidores hasta más de 300km probado)	Regular (En algunos lugares No existe cobertura celular)
Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución	Buena (No depende del tipo de transformadores)	Buena (No depende del tipo de transformadores)	Buena
Complejidad de mantenimiento.	Bajo (Al usar un único concentrador por cada 20mil medidores)	Bajo (Al usar un único concentrador por cada 20mil medidores)	Alto (Por existir un mayor número de concentradores en la solución)
Implica algún pago mensual de contrato por consumo de datos de comunicación	NO	NO	SI (Requieren un pago mensual al operador celular)

Criterios de Evaluación

Criterio	RF RPMA	PLC TWACS	PLC CARRIER
Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación.	SI	SI	SI
Seguridad de la información / Sistemas de recuperación.	Buena	Buena	Buena
Posibilidad de realizar lectura remota con capacidad de varias mediciones durante el día	SI	SI	SI (Depende de la capacidad de datos celular contratada)
Experiencia en la aplicación de la tecnología	SI (probada)	SI (probada)	SI (probada)
Posibilidad que el sistema pueda operar equipos de distribución de la red	SI (Recloser, indicadores de fallas, monitores de transformadores, alumbrado)	SI (Recloser, reguladores, bancos de capacitores)	No

Beneficios de la implementación del sistema

Beneficios para la Gestión Comercial	Beneficios para la Gestión Operativa
Ahorro en costo de lectura de medidores	Ahorro en penalidades por SAIDI/SAIFI
Ingreso por cobro de servicio corte/reconexión remota	Ingreso por reducción de energía no servida en las interrupciones
Reducción de perdidas no técnicas	Ahorro en costos de reposición de recloser y/o equipos
Ahorro en costos de inspección por robo o manipulación de medidores	Reducción de costos en búsqueda y diagnostico de fallas
Ahorro en costos de lectura de totalizadores para balance de energía	Reducción de costos de inspección y reparación de transformadores de distribución

Caso de Negocio

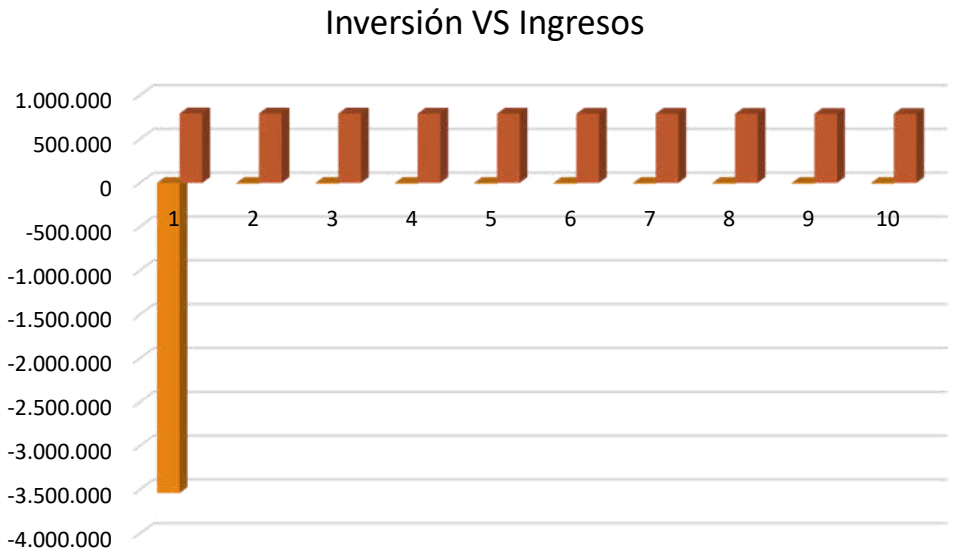
- Consideraciones:
  - Consumo promedios de los clientes
  - Costo promedio de la Energía
  - Indicadores SAIDI/SAIFI
  - Costo de lectura de medidores
  - Costos de personal de inspección
  - Perdidas técnicas/no técnicas, entre otros.

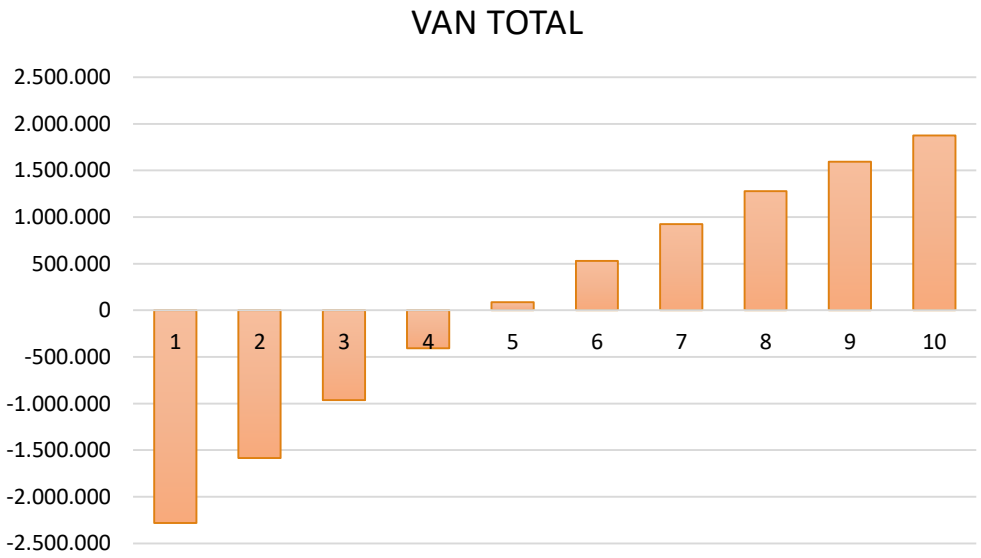
- El análisis se realizo considerando la cantidad de medidores pertenecientes a la subestación:
  - Medidores monofásicos: 20,000
  - Medidores trifásicos: 107
  - Recloser: 10

Costo de inversión y recupero

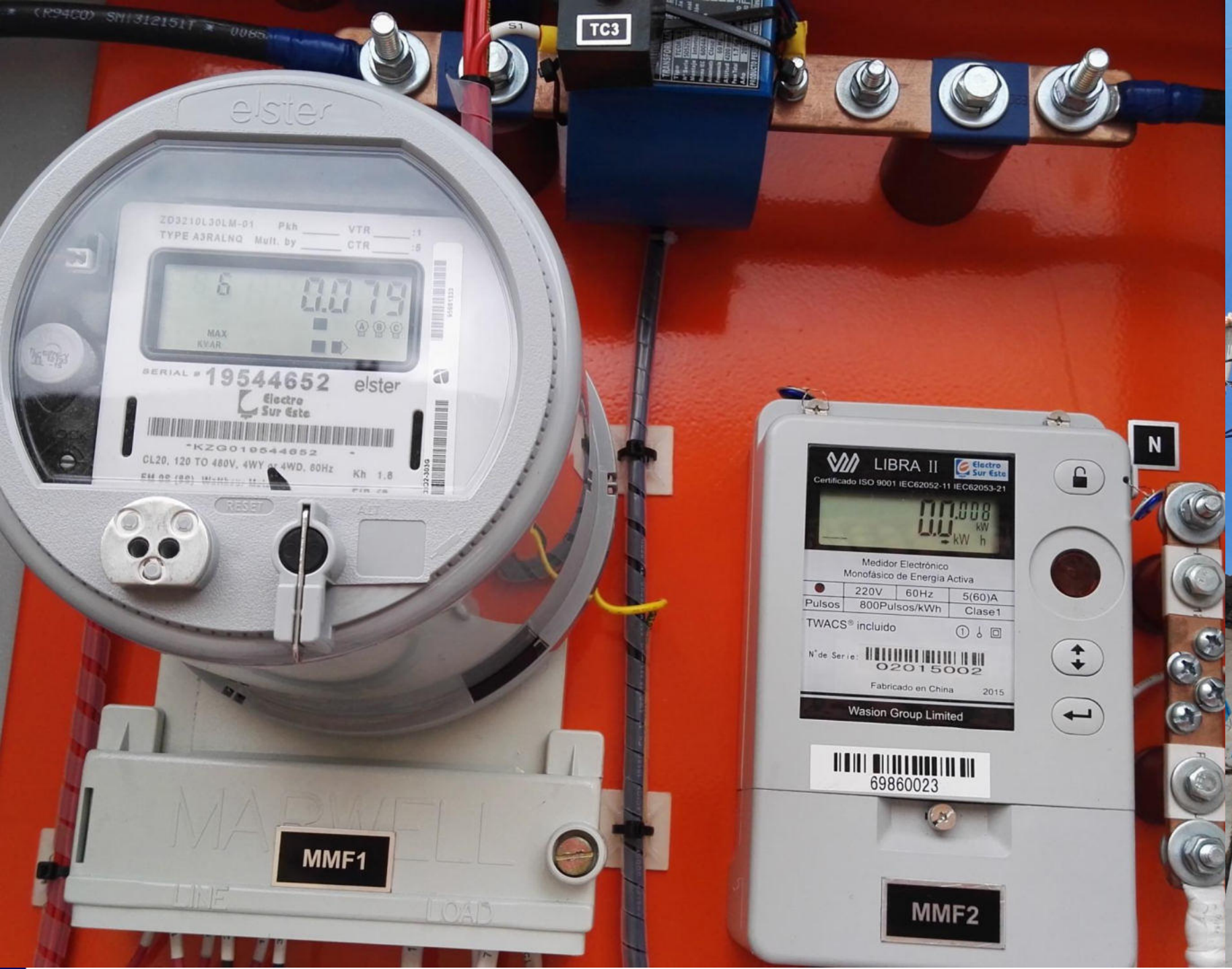
CALCULOS	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
INVERSION TOTAL (USD)	3,438,815	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
AHORROS	883,516	883,516	883,516	883,516	883,516	883,516	883,516	883,516	883,516	883,516
FLUJO DE DINERO	-2,555,299	873,516	873,516	873,516	873,516	873,516	873,516	873,516	873,516	873,516
FACTOR	1.12	1.25	1.40	1.57	1.76	1.97	2.21	2.48	2.77	3.11
CALCULOS VAN UNIT	-2,281,517	696,362	621,751	555,135	495,656	442,550	395,134	352,798	314,999	281,249
VAN	-2,281,517	-1,585,155	-963,404	-408,269	87,388	529,938	925,072	1,277,871	1,592,870	1,874,118

Periodo de recuperación de la Inversión: 4 años





ABB


TC3
elster
ZD3210L30LM-01
TYPE A3RALNQ
0.079
SERIAL # 19544652
elster
Electro Sur Este
CL20, 120 TO 480V, 4WY or 4WD, 60Hz
Kh 1.8
RESET
MARWELL
MMF1
LINE
LOAD
N
LIBRA II
Electro Sur Este
Certificado ISO 9001 IEC62052-11 IEC62053-21
0.008 kW
kW h
Medidor Electrónico
Monofásico de Energía Activa
220V
60Hz
5(60)A
Pulsos
800Pulsos/kWh
Clase1
TWACS® incluido
N°de Serie:
02015002
Fabricado en China
2015
Wasion Group Limited
69860023
MMF2

CD02
SED
40077
SG
AP
APU

VTC
TWACS
ATENCIÓN

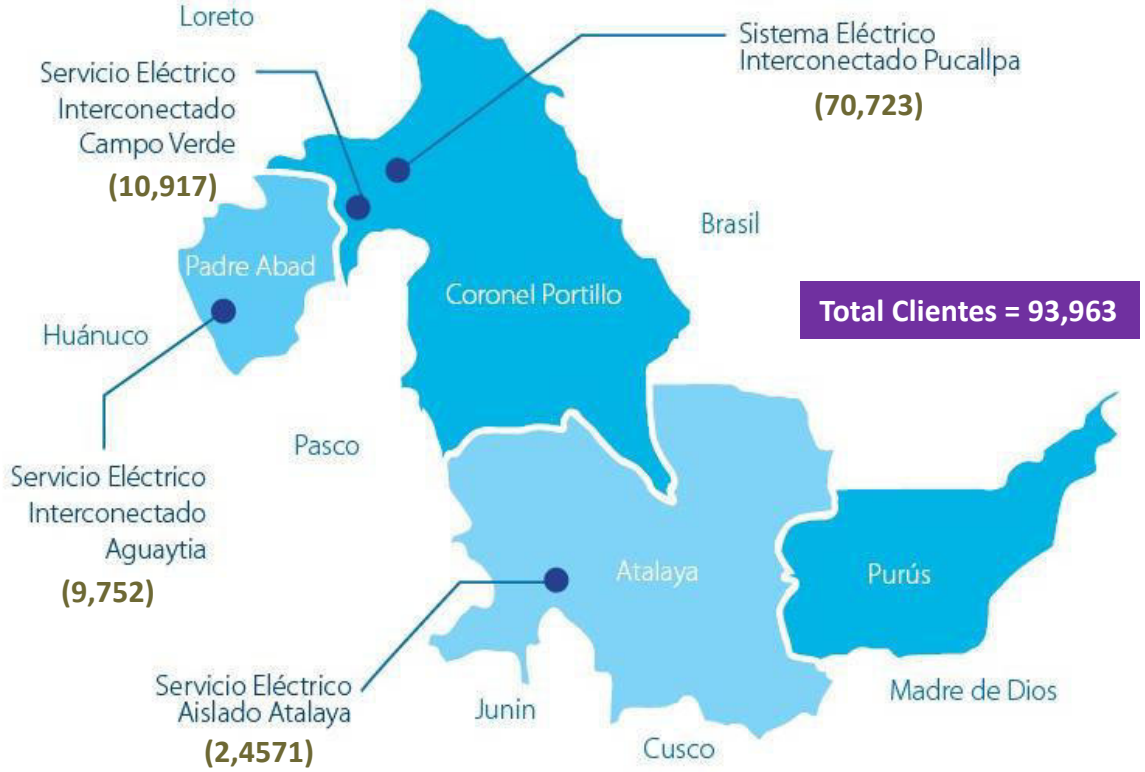
TWACS
Close
Open
Warn
Power
CST
CAPACITOR SWITCHING TRANSPONDER
ACLARA
CST
WARNING
Hazardous Voltage Inside
Electrical hazard sufficient to cause shock, burn, death, or property damage.
X1

Proyecto Sistema de Medición Inteligente Electro Ucayli S.A.A.

Pucallpa – Perú

Tecnología RF RPMA

Electro Ucayali, es una empresa de distribución y comercialización de energía eléctrica con área de concesión comprendida en la Región Ucayali



Total Clientes = 93,963

Objetivo del Proyecto SMI

- Implementar una solución tecnológica que permita solucionar los problemas comerciales (recaudo) y los problemas técnicos (reducción de pérdidas de energía), con criterios de eficiencia en recursos, costos de sostenimiento en el mediano y largo plazo y rentabilidad para el negocio de comercialización y distribución de energía.
- Proyecto piloto Sistema de Medición Inteligente para la zona Urbana (carga concentrada), de la ciudad de la Pucallpa, con tecnología probada en empresas de la región similares a las condiciones topológicas, climatológicas y de cobertura de ELECTRO UCAYALI.

Problemática

- No se conoce, en tiempo real, las interrupciones del servicio.
- Las instalaciones y redes eléctricas son muy antiguas y en mal estado.
- Las condiciones ambientales son difíciles, altas temperaturas, alta humedad y mucha lluvia.
- Existe cobertura celular pero la señal es baja dificultando la comunicación.
- No existe gestión de medidores ni de otros equipos de la red eléctrica que permitan brindar un buen servicio a los usuarios.

Criterios de Evaluación

Criterio	RF RPMA	PLC TWACS	PLC CARRIER
Compatibilidad con múltiples marcas de medidores del mercado.	SI	SI	SI
Arquitectura e infraestructura tecnológica	Un único concentrador por cada 20mil medidores	Un único concentrador por cada 50mil medidores	Un Concentrador por cada totalizador (cientos en la red)
Adaptabilidad a la topografía del terreno.	Buena	Muy Buena (Ya que la señal viaja por la propia red eléctrica)	Buena
Adaptabilidad a las condiciones ambientales.	Buena (No es afectado por condiciones ambientales)	Muy Buena (No es afectado por condiciones ambientales)	Buena (Su cobertura puede verse afectada ante condiciones de lluvia extremas)

Criterios de Evaluación

Criterio	RF RPMA	PLC TWACS	PLC CARRIER
Adaptabilidad a la longitud de la red.	Buena (El concentrador tiene un alcance de hasta 15km de radio)	Muy Buena (El concentrador permite comunicarse con medidores hasta más de 300km probado)	Regular (En algunos lugares No existe cobertura celular)
Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución	Buena (No depende del tipo de transformadores)	Buena (No depende del tipo de transformadores)	Buena
Complejidad de mantenimiento.	Bajo (Al usar un único concentrador por cada 20mil medidores)	Bajo (Al usar un único concentrador por cada 20mil medidores)	Alto (Por existir un mayor número de concentradores en la solución)
Implica algún pago mensual de contrato por consumo de datos de comunicación	NO	NO	SI (Requieren un pago mensual al operador celular)

Criterios de Evaluación ✓

Criterio	RF RPMA	PLC TWACS	PLC CARRIER
Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación.	SI	SI	SI
Seguridad de la información / Sistemas de recuperación.	Buena	Buena	Buena
Posibilidad de realizar lectura remota con capacidad de varias mediciones durante el día	SI	SI	SI (Depende de la capacidad de datos celular contratada)
Experiencia en la aplicación de la tecnología	SI (probada)	SI (probada)	SI (probada)
Posibilidad que el sistema pueda operar equipos de distribución de la red	SI (Recloser, indicadores de fallas, monitores de transformadores, alumbrado)	SI (Recloser, reguladores, bancos de capacitores)	No

Beneficios de la implementación del sistema

Beneficios para la Gestión Comercial	Beneficios para la Gestión Operativa
Ahorro en costo de lectura de medidores	Ahorro en penalidades por SAIDI/SAIFI
Ingreso por cobro de servicio corte/reconexión remota	Ingreso por reducción de energía no servida en las interrupciones
Reducción de perdidas no técnicas	Ahorro en costos de reposición de recloser y/o equipos
Ahorro en costos de inspección por robo o manipulación de medidores	Reducción de costos en búsqueda y diagnostico de fallas
Ahorro en costos de lectura de totalizadores para balance de energía	Reducción de costos de inspección y reparación de transformadores de distribución

Caso de Negocio

- Consideraciones:
  - Consumo promedios de los clientes
  - Costo promedio de la Energía
  - Indicadores SAIDI/SAIFI
  - Costo de lectura de medidores
  - Costos de personal de inspección
  - Perdidas técnicas/no técnicas, entre otros.

- El análisis se realizo considerando la siguiente cantidad de medidores:
  - Medidores monofásicos: 10,000
  - Medidores trifásicos: 100

Tabla 4 Evaluación costos CAPEX y OPEX

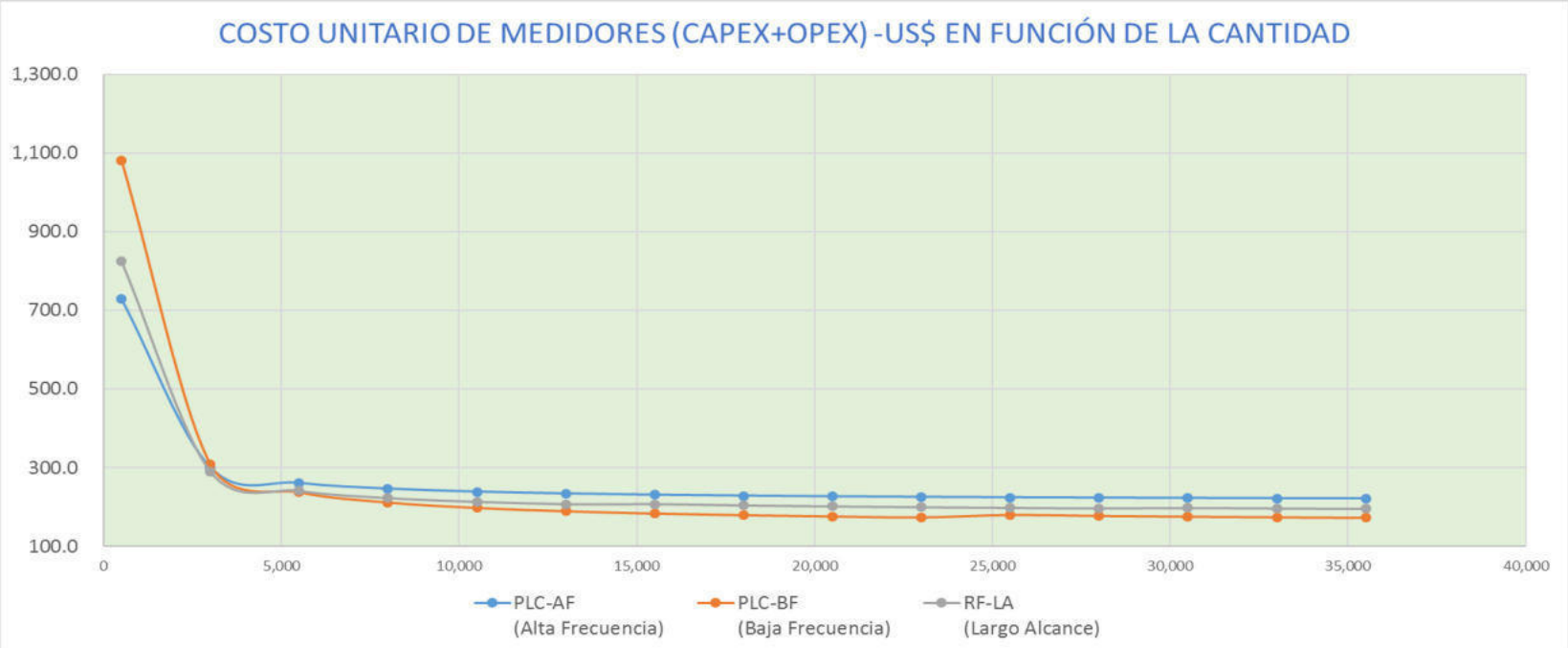
CANTIDAD DE MEDIDORES MONOFASICOS	10,000.00
CANTIDAD DE MEDIDORES TRIFASICOS (100/tot)	100.00
COBERTURA TOTAL DEL SISTEMA (1F + 3F)	20,000.00

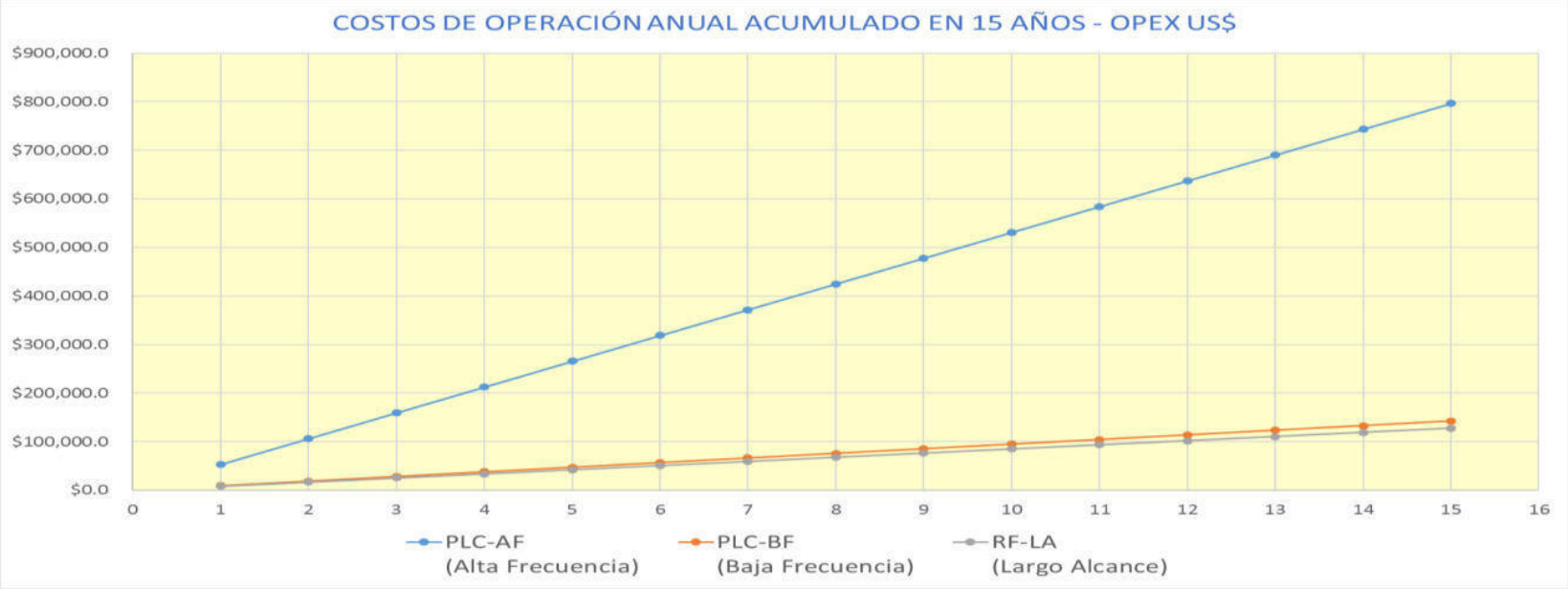
			RFmesh + Celular			PLCarrier + Celular			PLComm (Low Frecuency)			RF Largo Alcance		
	Descripción		P.U (USD)	Cant.	P.T. (USD)	P.U (USD)	Cant.	P.T. (USD)	P.T. (USD)	Cant.	P.U (USD)	P.T. (USD)	Cant.	P.U (USD)
CAPEX	Equipos de Medición	Medidor Monofásico + Módulo de comunicación	90.0	10,000.0	900,000.0	80.0	10,000.0	800,000.0	135.0	10,000.0	1,350,000.0	145.0	10,000.0	1,450,000.0
		Medidor Trifasico + Módulo de comunicación	570.0	100.0	57,000.0	450.0	100.0	45,000.0	500.0	100.0	50,000.0	600.0	100.0	60,000.0
		Tablero Totalizador, accesorios y montaje	1,800.0	100.0	180,000.0	1,800.0	100.0	180,000.0	1,800.0	100.0	180,000.0	1,800.0	100.0	180,000.0
	Plataforma de Comunicación	Concentrador Secundario LAN	875.0	1,000.0	875,000.0	980.0	200.0	196,000.0	-	-	-	-	-	-
		Concentrador Primario WAN	2,750.0	10	27,500.0	-	-	-	130,000.0	1.0	130,000.0	15,000.0	1.0	15,000.0
		Accesorios complementarios (C. Sec + C. prim)	150.0	1,000.0	150,000.0	400.0	200.0	80,000.0	30,000.0	1.0	30,000.0	2,000.0	1.0	2,000.0
		Montaje de Plataforma de comunicación	180.0	1,000.0	180,000.0	550.00	200.0	110,000.0	50,000.0	1.0	50,000.0	800.0	1.0	800.0
	Plataforma de Gestión	Software de Gestión (licencia)	8.4	20,000.0	168,000.0	22.0	20,000.0	440,000.0	5.0	20,000.0	100,000.0	5.0	20,000.0	100,000.0
		Infraestructura de Plataforma de gestión	4.00	20,000.0	80,000.0	-	-	-	3.00	20,000.0	60,000.0	3.00	20,000.0	60,000.0
		Pruebas y puesta en servicio del sistema	4.0	20,000.0	80,000.0	4.0	20,000.0	80,000.0	50,000.0	1.0	50,000.0	50,000.0	1.0	50,000.0
	TOTAL (USD)				**2,697,500.0**			**1,931,000.0**			**2,000,000.0**			**1,917,800.0**

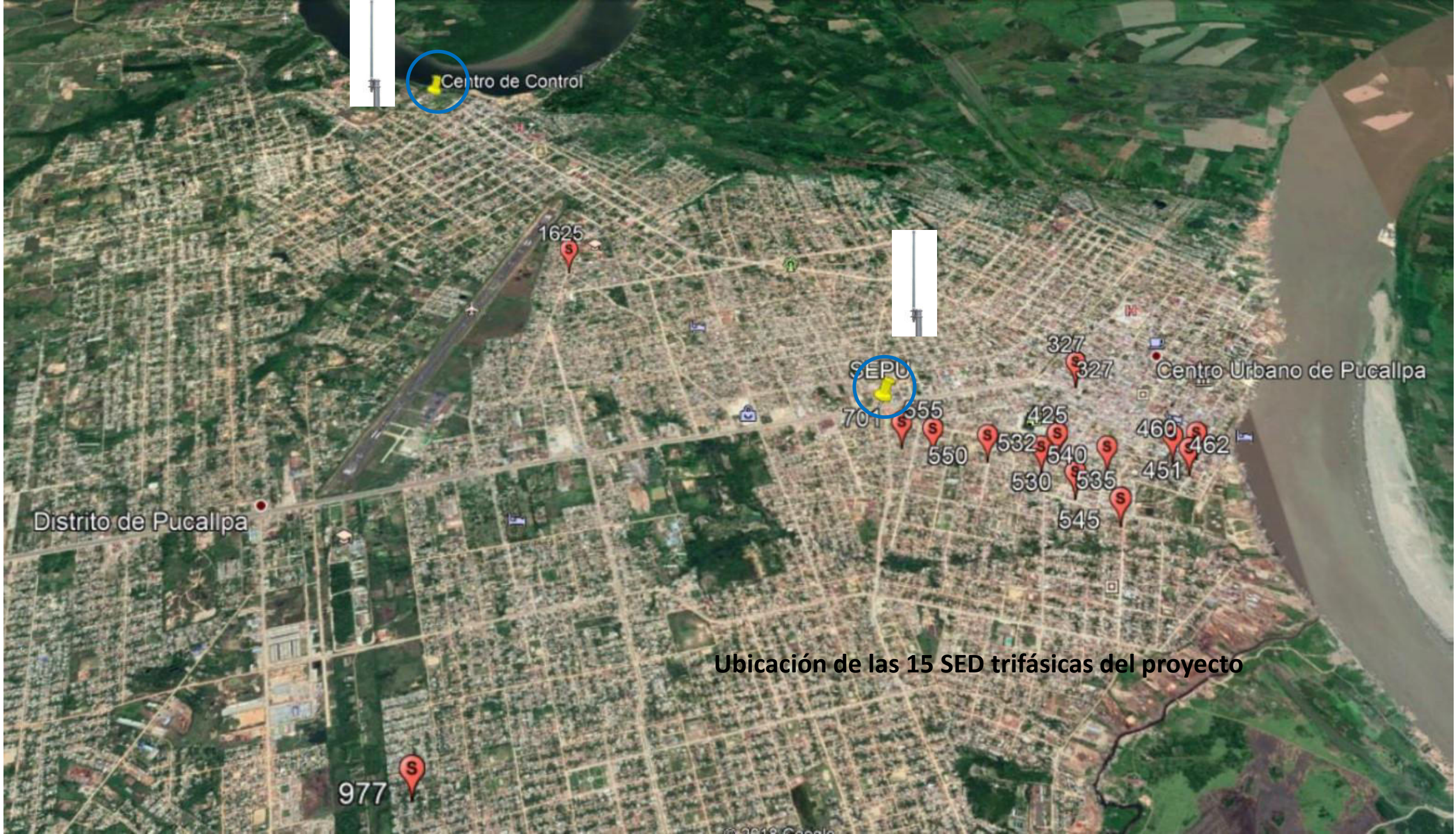
		RFmesh + Celular			PLCarrier + Celular			PLComm (Low Frecuency)			RF Largo Alcance		
	Descripción	P.U (USD)	Cant.	P.T. (USD)	P.U (USD)	Cant.	P.T. (USD)	P.T. (USD)	Cant.	P.U (USD)	P.T. (USD)	Cant.	P.U (USD)
OPEX	Costo Anual por Mtto. de Plataforma de Gestión	33,600.00	1.00	33,600.00	88,000.00	1.00	88,000.00	20,000.00	1.00	20,000.00	20,000.00	1.00	20,000.00
	Costo Anual de Mtto. de Plataforma de Comunicación	102.5	1,000.00	102,500.00	138.0	200.00	27,600.00	10,000.0	1.00	10,000.00	4,000.0	1.00	4,000.00
	Costo Anual de Plan de datos	1,800.00	10.0	18,000.00	120.00	200.0	24,000.00	-	-	-	-		-
	TOTAL (USD) por Año			**154,100.00**			**139,600.00**			**30,000.00**			**24,000.00**

COSTO TOTAL EN 10 AÑOS (USD)	**4,238,500.0**	**3,327,000.0**	**2,300,000.0**	**2,157,800.0**

INDICADORES ECONOMICOS	RFmesh + Celular	PLCarrier + Celular	PLComm (Low Frecuency)	RF Largo Alcance
CAPEX de la Plataforma de Comunicación / medidor	61.6	19.3	10.5	0.9
CAPEX + OPEX de la Plataforma de Comunicación / medidor	121.9	45.1	15.5	2.9
Costo Medio de Medidor Monofásico	90.0	80.0	135.0	145.0
Costo Medio de Medidor Trifásico	570.0	450.0	500.0	600.0
Costo Medio de Inversión (CAPEX) por Medidor (Comunicación + Plataforma de Gestión)	78.0	45.3	21.0	11.4
Costo Medio de Inversión y operación (CAPEX + OPEX) por Medidor (Comunicación + Plataforma de Gestión)	155.1	115.1	36.0	23.4
Costo Medio Total de inversión y operación (CAPEX + OPEX) de todo el Sistema AMI (Medidor 1F)	245.1	195.1	171.0	168.4


COSTO UNITARIO DE MEDIDORES (CAPEX+OPEX) -US$ EN FUNCIÓN DE LA CANTIDAD
1,300.0
1,100.0
900.0
700.0
500.0
300.0
100.0
0
5,000
10,000
15,000
20,000
25,000
30,000
35,000
40,000
PLC-AF (Alta Frecuencia)
PLC-BF (Baja Frecuencia)
RF-LA (Largo Alcance)


COSTOS DE OPERACIÓN ANUAL ACUMULADO EN 15 AÑOS - OPEX US$
$900,000.0
$800,000.0
$700,000.0
$600,000.0
$500,000.0
$400,000.0
$300,000.0
$200,000.0
$100,000.0
$0.0
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
PLC-AF (Alta Frecuencia)
PLC-BF (Baja Frecuencia)
RF-LA (Largo Alcance)



Ubicación de las 15 SED trifásicas del proyecto

PREPAGO
CLARO 29
x 30 DIAS

HOTEL
JHOR BUSH
Restaurant

25263
327-C1
678

285865
535-C3
F-35
152969
535-C3
F-?

Conclusiones Finales

- No existe una única tecnología de Medición Inteligente aplicable a la empresa
- Esto depende de la realidad y condiciones del sistema de cada una: urbano, urbano-rural, rural
- La evaluación y selección de la tecnología debe realizarse considerando todo el parque de medidores asociado a cada sistema
- En la evaluación financiera debe considerarse todos los factores que dan beneficio a cada área de la empresa:
  - Beneficios comerciales
  - Beneficios operacionales

Jorge Rosales Carbajal
Ing. Electricista
Cell: +51 996377239
jrosales@procetradi.com
https://www.linkedin.com/in/jorgerosalescarbajal/

PROCETRADI

Experiencia de CRE en medición inteligente. Lecciones aprendidas y recomendaciones

Ing. Luis Fernando Herrera Zeballos
CRE RL.

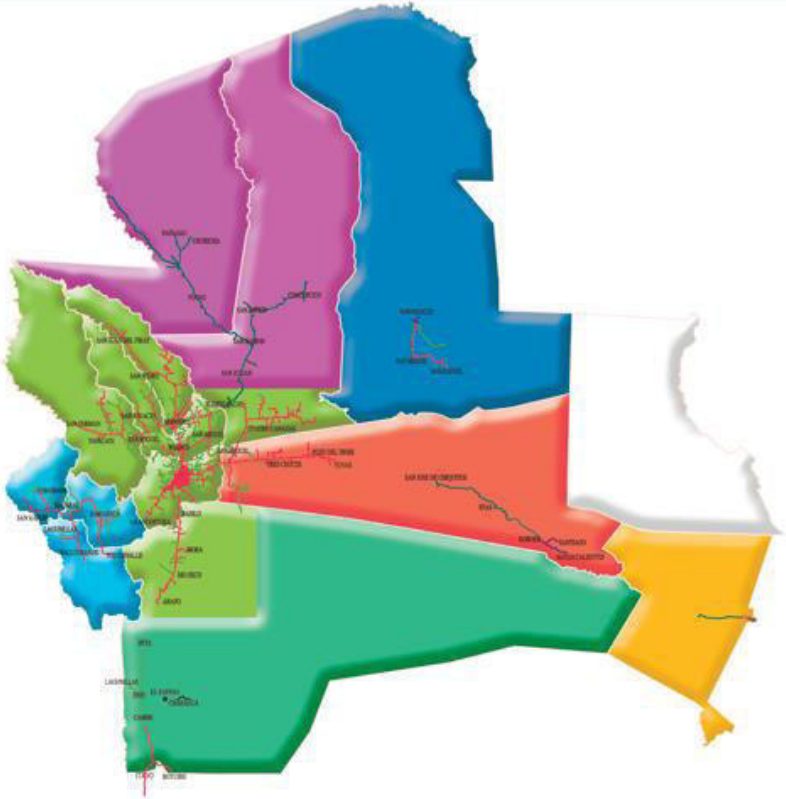
- Ingeniero eléctrico industrial, que actualmente es el Responsable de Instalaciones Gracos en Cooperativa Rural de Electrificación (C.R.E. R.L.)
- En sus funciones, es responsable de la fiscalización de proyectos eléctricos particulares, de la elaboración de Normas técnicas de medidores y de ofertar soporte técnico para los medidores electrónicos y medidores prepagos.
- Además, es encargado técnico en la implementación del Sistema de ventas y medición prepago en varias comunidades rurales de Santa Cruz, desde la gestión 2015 a la fecha.
- Ha sido expositor en múltiples oportunidades en el área de Innovación tecnológica, sistemas de medición inteligente y prepago, y electro movilidad.

endev

Avances tecnológicos de CRE R.L. “Medición Inteligente”

57 AÑOS DE EXPERIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

93% de cobertura eléctrica en Santa Cruz



MISION

"Existimos para satisfacer la necesidad de energía eléctrica de la región, bajo un modelo cooperativo con alto enfoque social"

VISION

"Ser reconocidos como una de las mejores empresas de distribución de energía eléctrica de Sudamérica que actúa bajo un modelo cooperativo comprometido con la sociedad y el medio ambiente.

Tener 100% de cobertura en nuestra área de influencia y mantener nuestro servicio de calidad en constante innovación."

Numero de consumidores 01/2020	
Área Integrada	612,206
Sistemas Aislados	106,649
Total	718,855

INTRODUCCIÓN

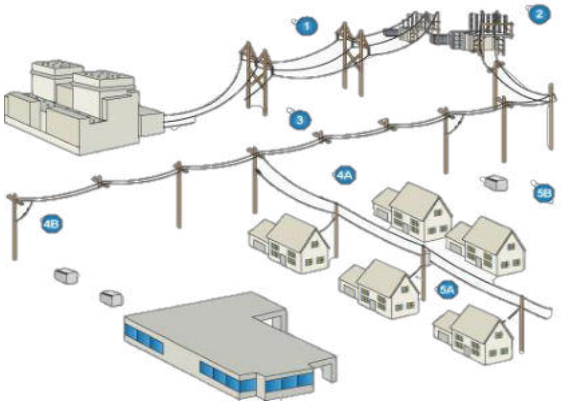
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

SITUACION ACTUAL

RED ELECTRICA TRADICIONAL

En la región Latinoamericana, la mayoría de las redes de distribución de MT son radiales.

La energía fluye en sentido unidireccional, desde la generación hasta el usuario.



MEDIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los medidores actuales no permiten establecer un flujo de comunicación inhibe toda posibilidad de hacer un balance permanente del consumo energético a fin de detectar pérdidas excesivas, el robo de energía y obstaculiza cualquier medida dinámica orientada a gestionar la demanda.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

SITUACION ACTUAL

➨La medición de energía se lleva a cabo mediante un **medidor electromecánico o electrónico**, con una **escasa o nula comunicación**, cuyas lecturas deben ser tomadas en forma manual por el personal de la distribuidora.

- El corte ya la reconexión por deudas se realiza de forma manual y los tiempos de reconexión son extensos.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

SITUACION ACTUAL

PERDIDAS NO TECNICAS

A pesar de que la CRE utiliza mecanismos eficientes para el control de perdidas y se encuentra con un porcentaje inferior a lo reconocido por la regulación, se debe seguir trabajando en bajar estos índices.

Fuente: La Comisión de Integración Energética Regional (CIER)

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

SITUACION ACTUAL

FACTURACIÓN

➨La falta de interactividad de los medidores no permite que los usuarios dispongan de datos sobre la curva de la carga, los picos de carga, las horas de mayor consumo y los artefactos y electrodomésticos más críticos.

DOMICILIOS

AVISO DE COBRANZA POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN R.L.

CÓDIGO FIJO

PERIODO	FECHA EMISIÓN	FECHA VENCIMIENTO	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN	FECHA PRÓXIMA EMISIÓN
Agosto 2020	05/08/2020	07/09/2020	05/09/2020	05/09/2020

NOMBRE: T - VASQUES OTALORA YCELA REMEDIOS

DIRECCIÓN: BARRIO FAREMAFU CALLE 2 NORTE No:246 , UV: 0 UV: 0033- Dist: 2 Dpto: - Ciudad: SANTA CRUZ DE LA SIERR. Mza: 0015- Secc: 2

ATENCIÓN AL CONSUMIDOR: 186 336 6666

Nº MEDIDOR: MEDLA009311 | TIPO DE MEDICIÓN | CAUSA | CATEGORÍA: DOMICILIARIA-PD-BT | CÓDIGO DE UBICACIÓN: 01.001.033.00008360-001

FECHA ACTUAL	FECHA ANTERIOR	DÍAS CONSUMO	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	FACTOR	CONSUMO	CONS. ACUMULADO	CONSUMO TOTAL
05/08/2020	07/07/2020	29	34816	34352	1	464		464

PERIODO	CONSUMO kWh	IMPORTE - Bs	ESTADO
08-2020	464	445.70	
07-2020	542	533.30	IMPAGA
06-2020	483	307.20	IMPAGA
05-2020	633	466.90	IMPAGA
04-2020	967	713.70	IMPAGA
03-2020	590	581.40	04/08/2020
02-2020	657	648.00	08/06/2020
01-2020	567	568.70	06/03/2020
12-2019	765	675.60	09/01/2020
11-2019	749	819.50	08/01/2020
10-2019	656	699.70	06/01/2020
09-2019	502	499.00	08/12/2019
08-2019	768	842.20	08/10/2019

FACTURACIÓN - CRE

DETALLE	IMPORTE - Bs
Importe por energía:	375.10
TOTAL	375.10

TASAS MUNICIPALES - ALCALDÍA MUNICIPAL

DETALLE	IMPORTE - Bs
Aseo urbano:	38.00
Alumbrado publico:	32.60
TOTAL	70.60

Disponible para pago en 24 horas

FECHA CORTE

INFORMACIÓN AL CONSUMIDOR: a la AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN Y CONTROL SOCIAL DE ELECTRICIDAD o comunicarse en forma gratuita a la Línea Naranja 800-10-2487 Empresa supervisada y regulada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)

TOTAL A CANCELAR: 445.70

PARA EL CORTE CANCELANDO SUS FACTURAS PUNTUALMENTE

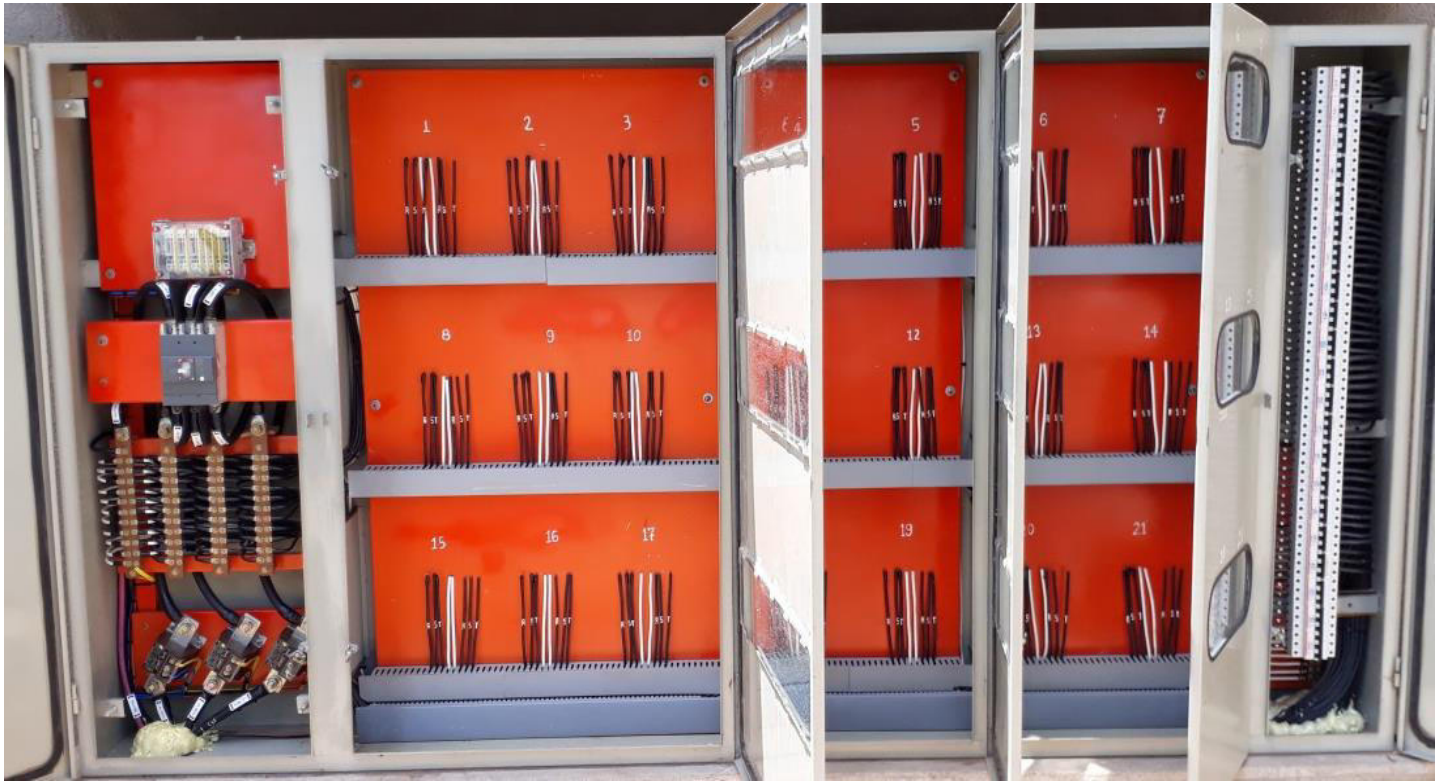
FEC2-R2.8.3

GRANDES CONSUMIDORES

Cuenta: 853517 **Medidor:** 2956013 **Emissão:** 8/8/2020 08:48:08
Modelo: 5121 **Procedimento:** Memória MassaComplet **Geração:** 8/8/2020 08:43:02
Período de: 12/07/202013:15:00- 08/08/2020 08:45:00 **Intervalo:** 0:15:00(hh:mm:ss)
Total de Horas registradas: : 26 Dia(s) e 19:30:00- Equivalente a: 643:30 hora

Data	Hora	HV	SH	SR	kW	kvarInd Q1	kvarCap Q	FPDireto	QRLC5	QRLC6
21/07/20	12:00:00		B		0.238	0.158	0.000	83.3		
21/07/20	12:15:00		B		0.362	0.242	0.000	83.1		
21/07/20	12:30:00		B		0.350	0.240	0.000	82.5		
21/07/20	12:45:00		B		0.342	0.226	0.000	83.4		
21/07/20	13:00:00		B		0.360	0.230	0.000	84.3		
21/07/20	13:15:00		B		0.366	0.224	0.000	85.3		
21/07/20	13:30:00		B		0.350	0.224	0.000	84.2		
21/07/20	13:45:00		B		0.344	0.214	0.000	84.9		
21/07/20	14:00:00		B		0.366	0.200	0.000	87.8		
21/07/20	14:15:00		B		0.360	0.222	0.000	85.1		
21/07/20	14:30:00		B		0.370	0.240	0.000	83.9		
21/07/20	14:45:00		B		0.370	0.234	0.000	84.5		
21/07/20	15:00:00		B		0.388	0.228	0.000	86.2		
21/07/20	15:15:00		B		0.378	0.242	0.000	84.2		
21/07/20	15:30:00		B		0.366	0.240	0.000	83.6		
21/07/20	15:45:00		B		0.336	0.214	0.000	84.3		
21/07/20	16:00:00		B		0.340	0.214	0.000	84.6		
21/07/20	16:15:00		B		0.350	0.224	0.000	84.2		
21/07/20	16:30:00		B		0.366	0.222	0.000	85.5		
21/07/20	16:45:00		B		0.378	0.222	0.000	86.2		
21/07/20	17:00:00		B		0.374	0.202	0.000	88.0		
21/07/20	17:15:00		B		0.350	0.224	0.000	84.2		
21/07/20	17:30:00		B		0.352	0.238	0.000	82.8		
21/07/20	17:45:00		B		0.358	0.246	0.000	82.4		

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

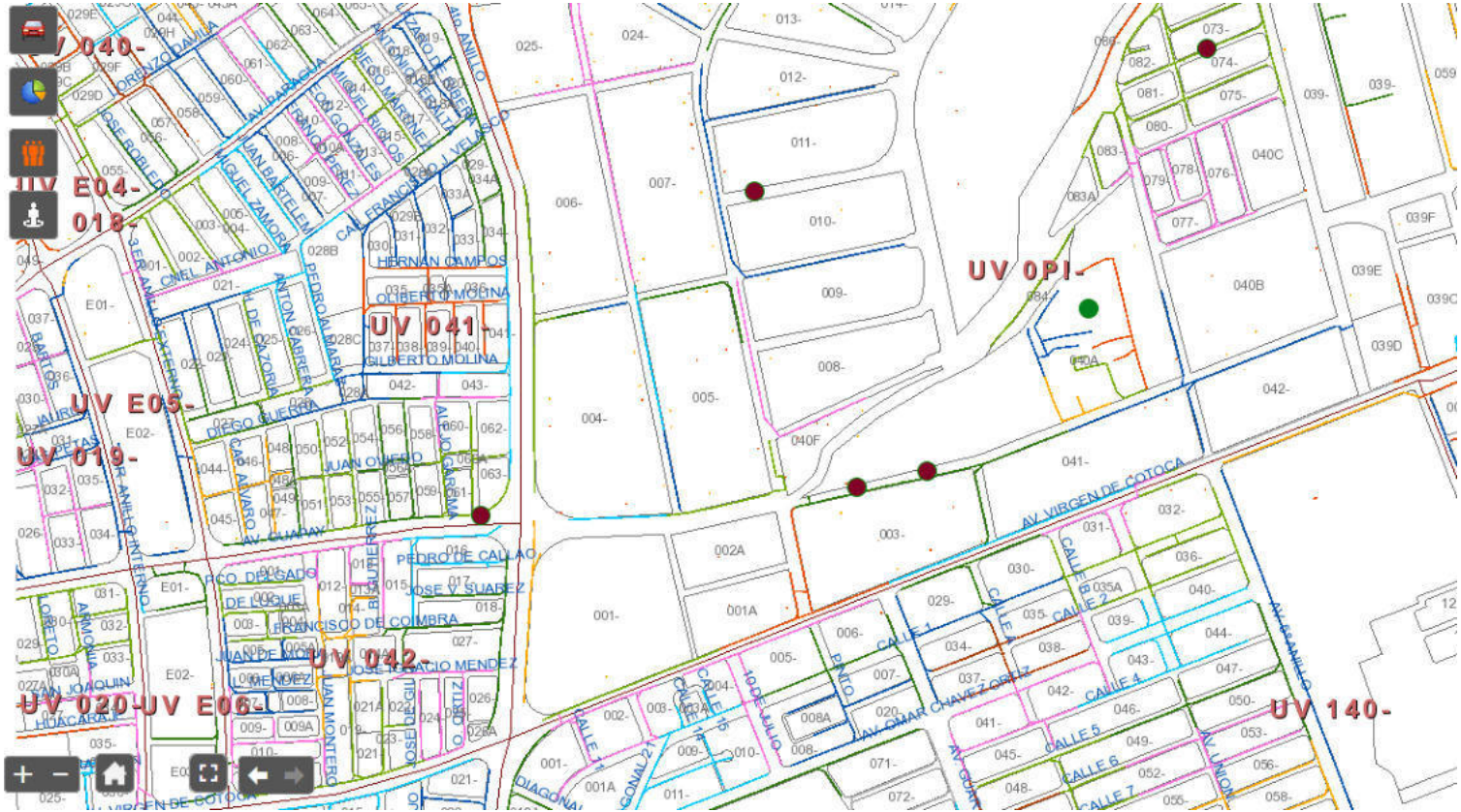


FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN INTELIGENTE

A raíz de la revolución tecnológicas, CRE R.L. en su plan de mejora continua, tiene como objetivo el análisis de nuevos modelos de negocios y practicas, con el fin de aportar a la eficiencia energética, la descarbonización del medio ambiente y llegar a constituir una infraestructura de Redes Inteligentes

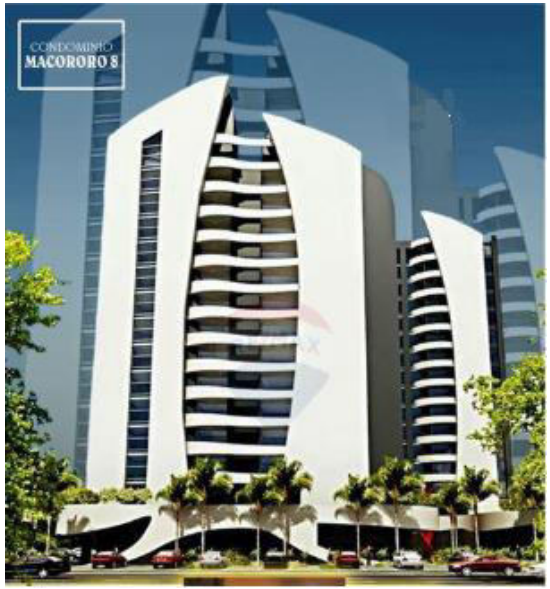
“PROYECTO RF-MESH – PARQUE INDUSTRIAL 2017”

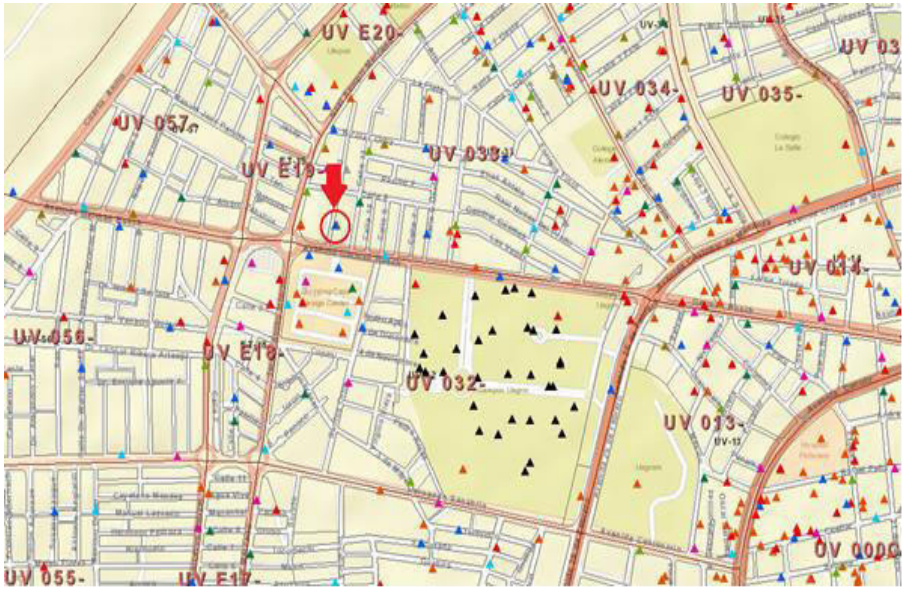
“PROYECTO RF-MESH – PARQUE INDUSTRIAL 2017”



DELIMITACIÓN ESPACIAL

El presente proyecto fue implementado en el condominio MACORORO VIII, ubicado sobre la calle 12 oeste de la avenida Busch y tercer anillo interno en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, que pertenece Provincia Andrés Ibáñez del Departamento de Santa Cruz.





EQUIPOS UTILIZADOS PARA LA MEDICIÓN

MEDIDOR MONOFÁSICOS

Medidor Trifásicos

Concentrador

ACTUALIZACION DE NORMAS TECNICAS DE MEDIDORES

https://www.cre.com.bo/proveedores/especificaciones-tecnicas/medidores-2/

Medidores - CRE

NTCRE 008/14
Medidor estáticoTrifásico energía activa clase 1 5 - 80 Amp 60 Hz
PDF - 260 KB

NTCRE 008/15
Medidor estático monofásico clase 1 5 - 80 Amp. 50 Hertz prepago - monocuerpo
PDF - 541 KB

NTCRE 008/16
Medidor estático trifásico energía activa Clase 1 5 - 80 Amp. 50 Hertz prepago - monocuerpo
PDF - 257 KB

NTCRE 008/17
Medidor trifásico electrónico indirecto clase 0.5 1-10 Amp. 50 Hz
PDF - 543 KB

NTCRE 008/18
Medidor electrónico trifásico directo Clase 1 5 - 100 Amp 50 / 60 Hz
PDF - 495 KB

NTCRE 008/19
Medidor monofásico Inteligente clase 1 5 - 80 Amp 50 Hz
PDF - 600 KB

NTCRE 008/20
Medidor trifásico elect. Indirecto inteligente clase 0.5 1-10 Amp. 50 Hz
PDF - 639 KB

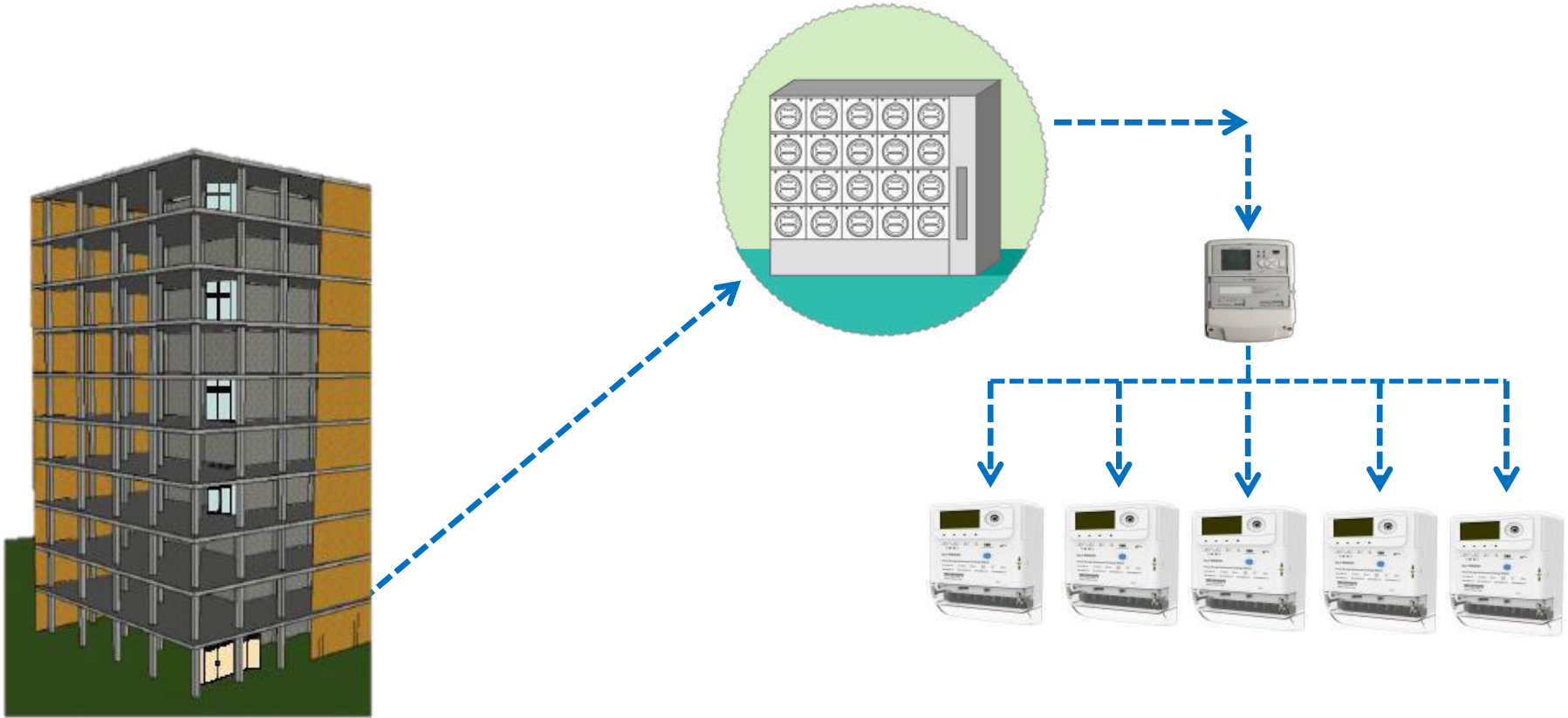
NTCRE 008/21
Medidor Electrónico Trifásico directo inteligente Clase 1 5-100 Amp 50 / 60 Hz
PDF - 597 KB

NTCRE 008/22
Concentrador de datos 3 X 220/380 V - 50 HRTZ
PDF - 410 KB

NTCRE 008/23
Cinta Aislante
PDF - 182 KB

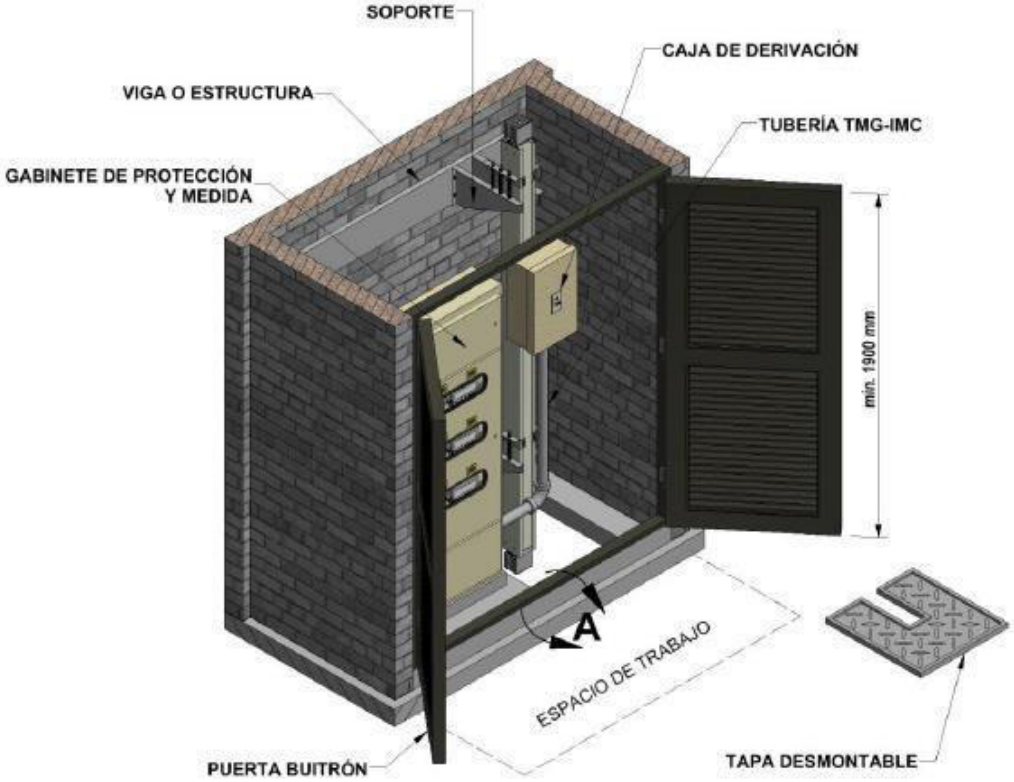
NTCRE 008/24
Medidor estático monofásico clase 1 5 - 80 amp 50 hertz prepago - bicuerpo
PDF - 1 MB

PANEL DE MEDICIÓN

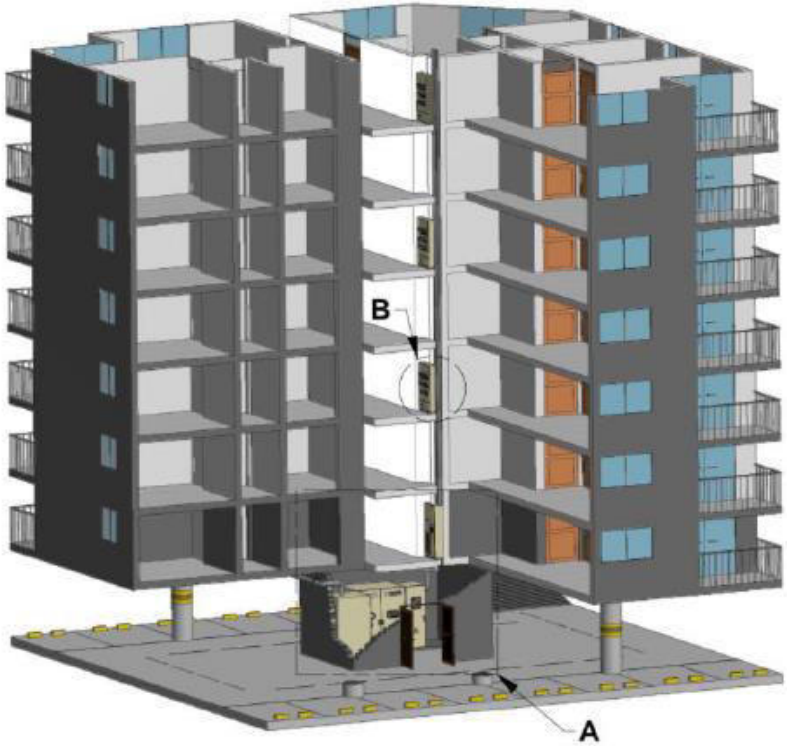


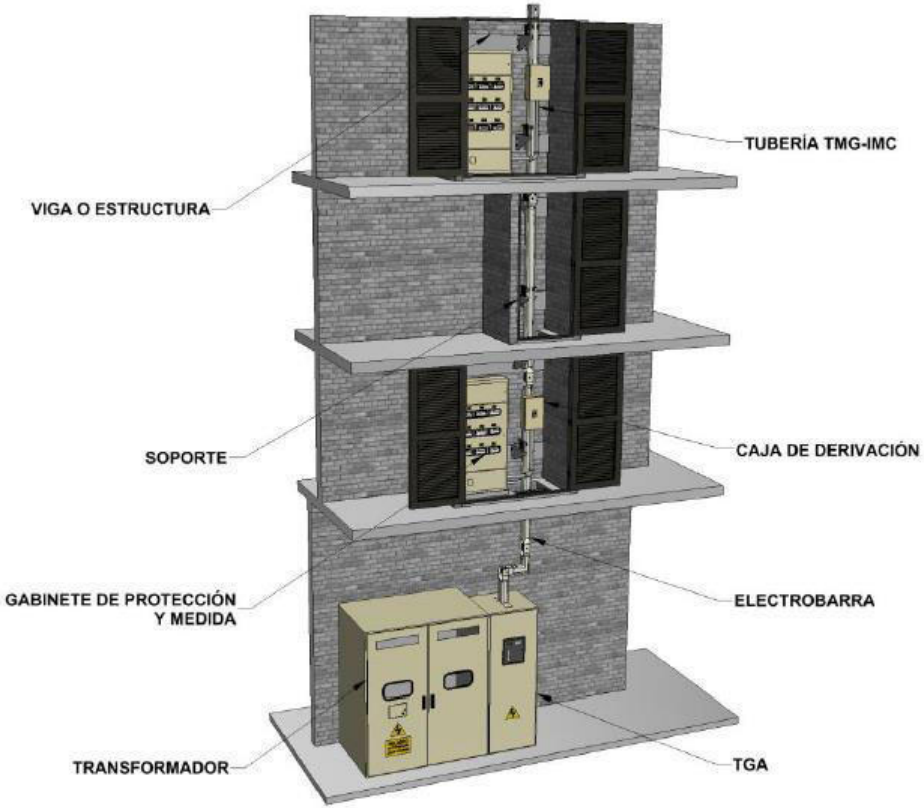
“PROYECTO AMI – EDIFICIO MACORORÓ VIII INSTALADO DESDE EL 2DO TIMSTRE DEL 2018”

PANEL DE MEDICIÓN EN CADA PISO



PANEL DE MEDICIÓN EN CADA PISO





ARQUITECTURA GENERAL DE LA MEDICIÓN EN EL CONDOMINIO MACORORO VIII

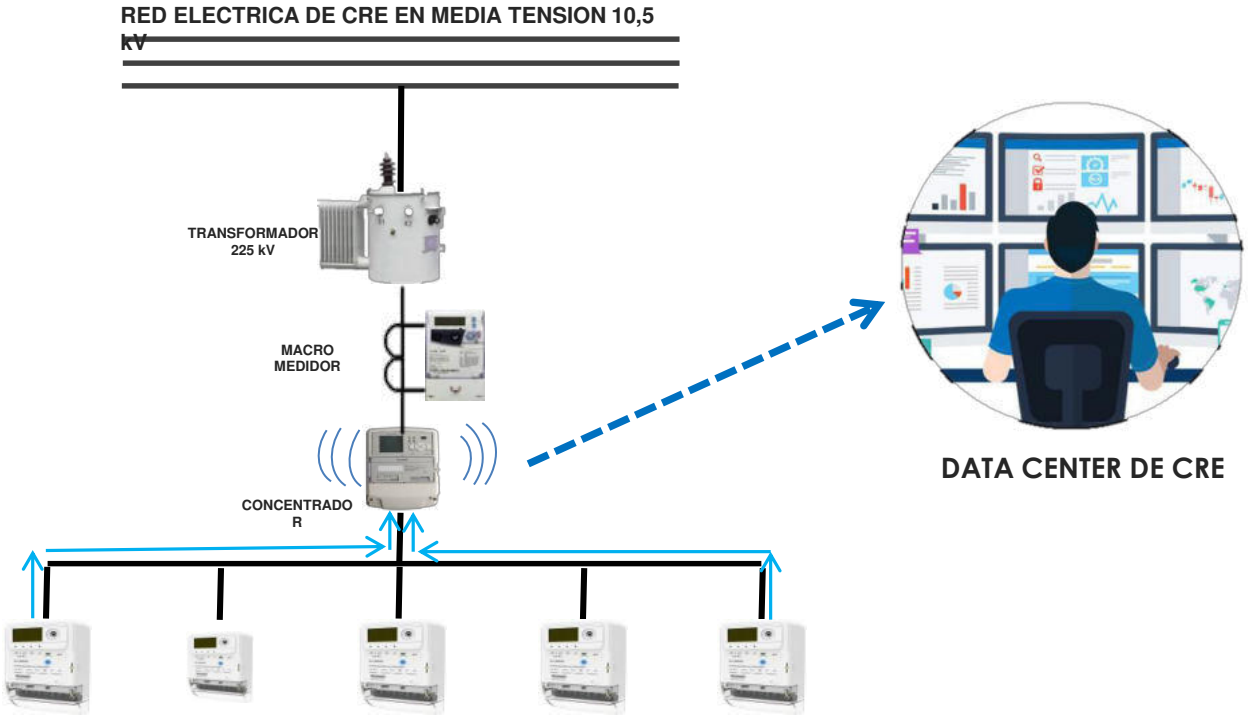
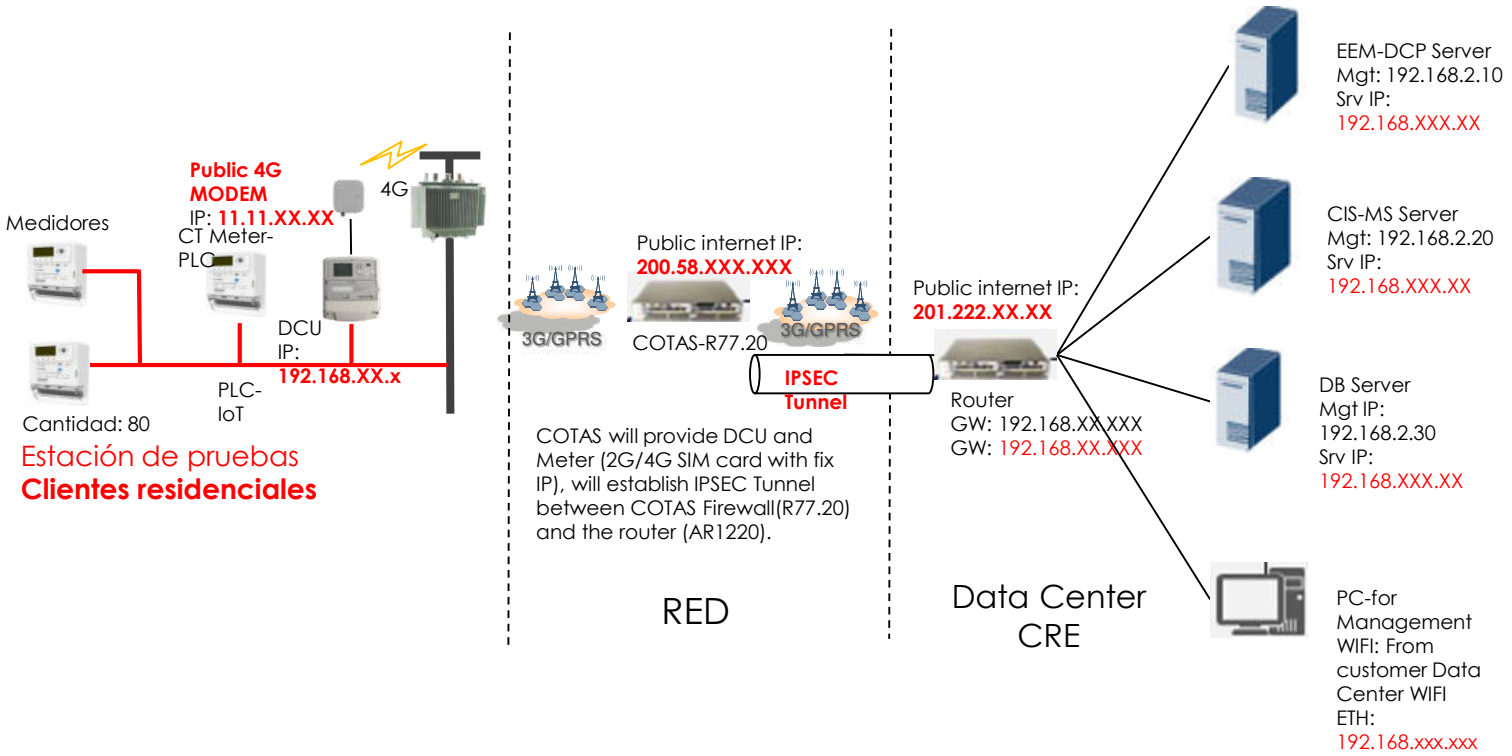
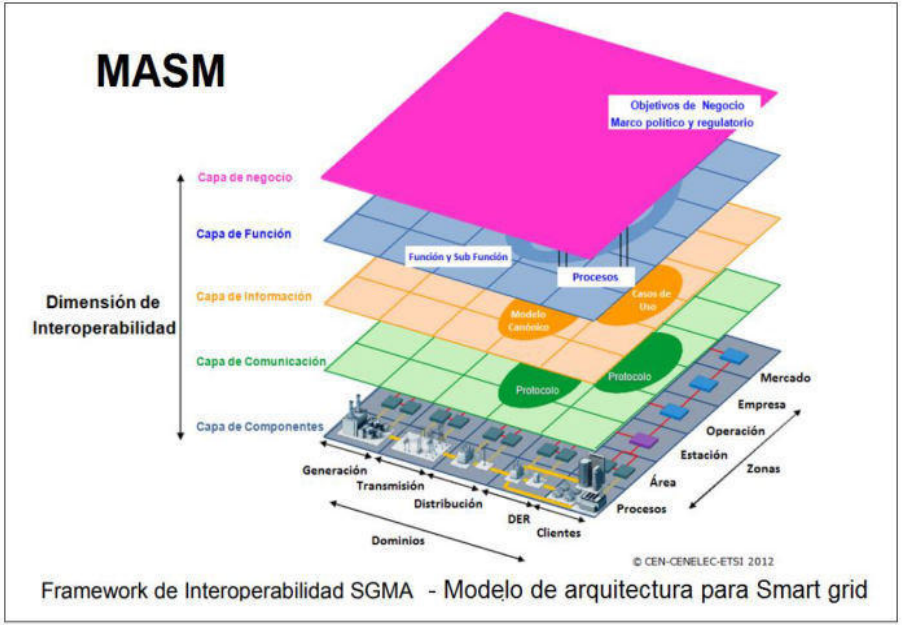


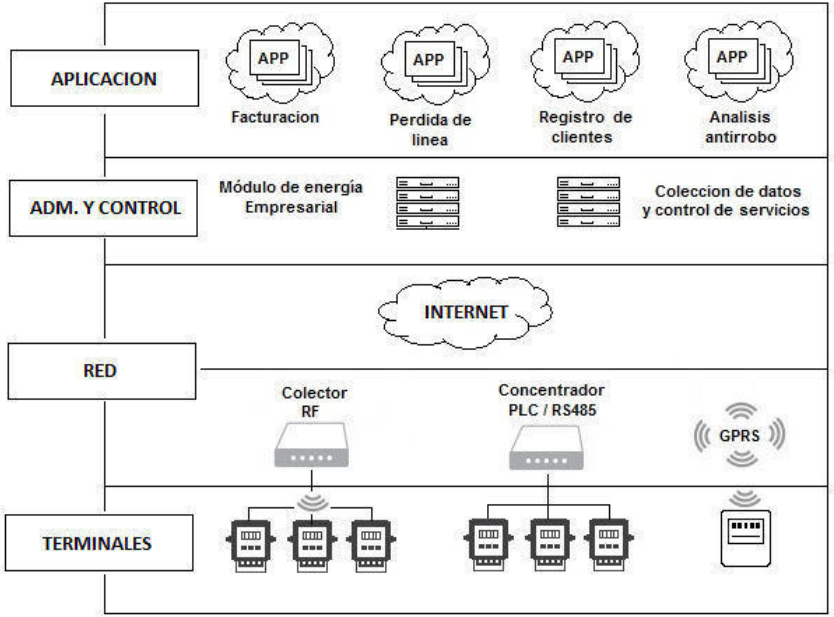
DIAGRAMA DE CONEXION DE RED MEDIDORES/ DATA CENTER



ARQUITECTURA DE LA RED / MACORORO VIII



Framework de Interoperabilidad SGMA - Modelo de arquitectura para Smart grid



PROTOCOLOS PARA LAS SMART GRIDS

	Protocolo	PRIME	DLMS/COSEM	Meters and More	G3-PLC	OSGP
Aspectos generales	Tipo de estándar	Abierto	Abierto	Propietario	Abierto	Abierto
	Medio de transmisión	PLC	Ethernet	PLC Ethernet Serie	PLC Ethernet	PLC Ethernet
	Región de uso	España	España	Italia España	Francia	Norte de Europa
	Compatibilidad	DLMS/COSEM	PRIME M&M G3-PLC OSGP	DLMS/COSEM	DLMS/COSEM	DLMS/COSEM G3-PLC
Seguridad	Cifrado	Perfiles 1 y 2	Niveles Low y High	SI	SI	SI
	Autenticación	Perfiles 1 y 2	Niveles Low y High	SI	SI	SI
Capas implementadas por el protocolo (nivel OSI)	1	X		X	X	X
	2	X		X	X	X
	3			X	X	X
	4		X	X	X	X
	5		X		X	X
	6		X		X	X
	7		X	X	X	X
Recomendaciones de seguridad		Utilizar el perfil de seguridad 1 o 2	Utilizar High Level security Sobre TCP/IP realizar filtrado en el puerto 4059	En despliegues conjuntos con DLMS/COSEM aplicar la seguridad en ambos protocolos	Utilizar autenticación vía RADIUS	Utilizar medidas de cifrado adicionales

GOBIERNO DE ESPAÑA MINISTERIO DEL INTERIOR

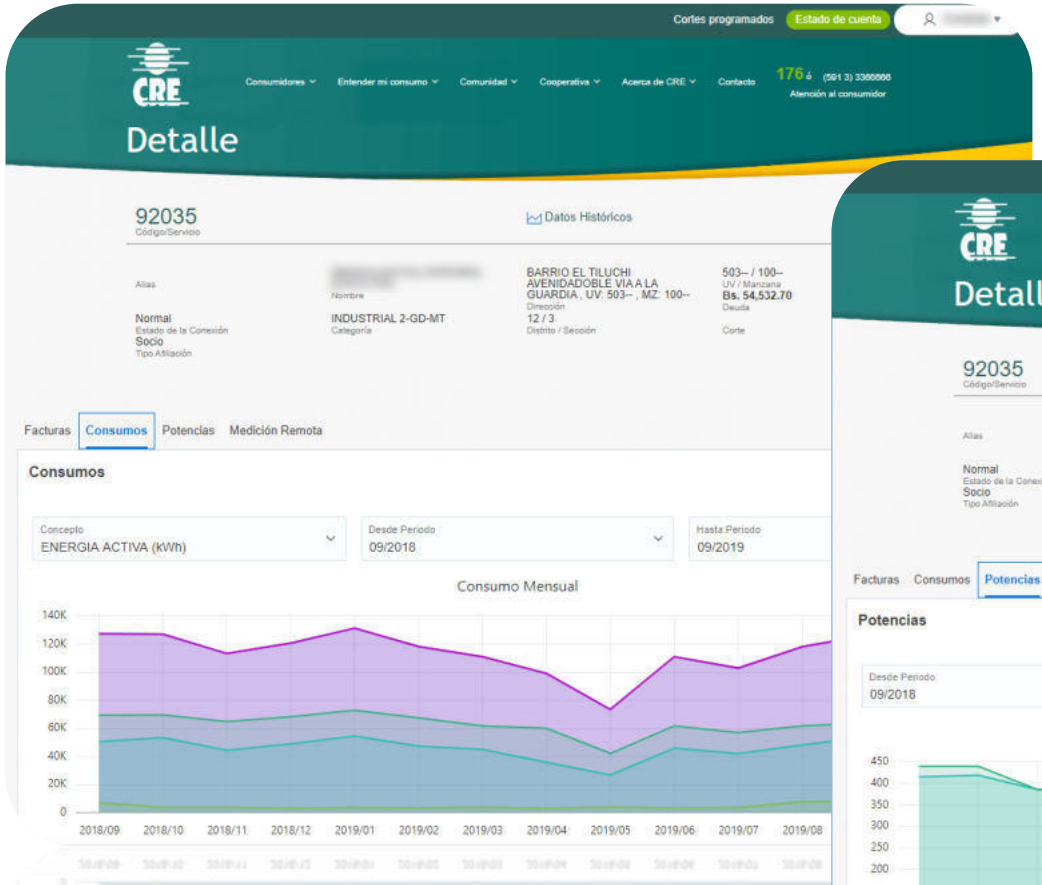
GOBIERNO DE ESPAÑA MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL

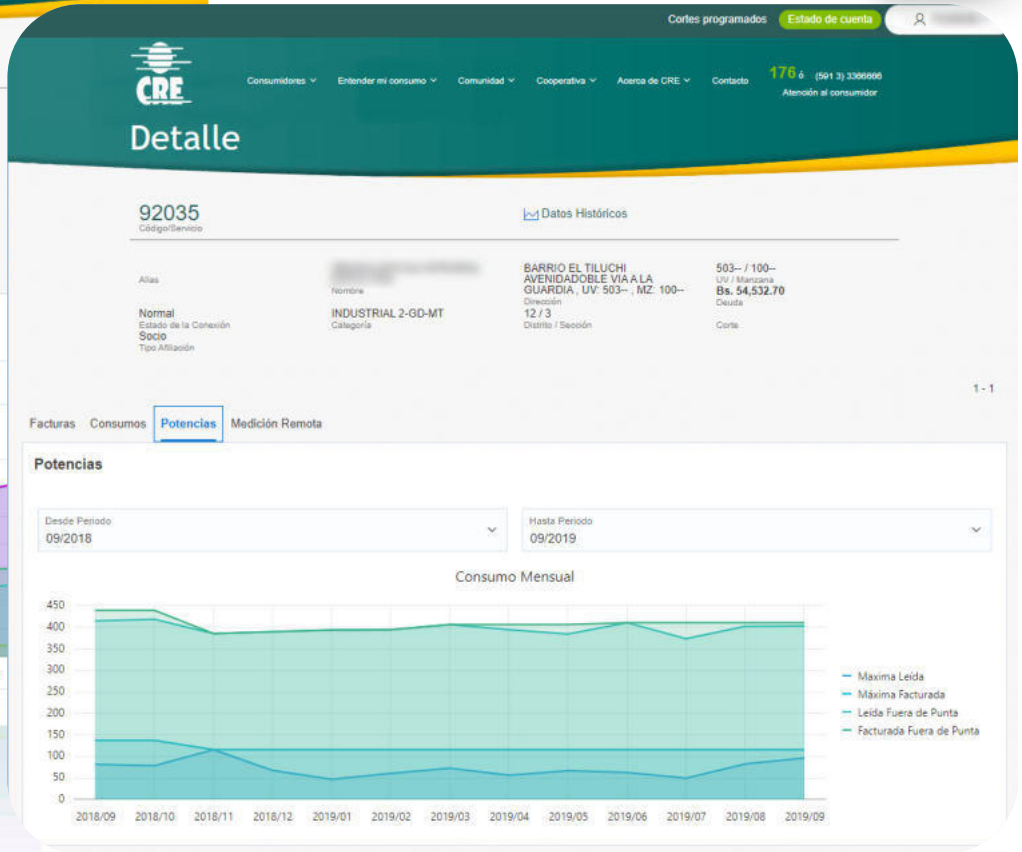
certsi_
CERT DE SEGURIDAD E INDUSTRIA

¿COMO FUNCIONA LA MEDICION INTELIGENTE?

Alive
Business Consulting
Crece sin límites
Automatiza y centrate en tu negocio y e
Consultora experta en la implantación de sistemas de g
Controla tú negocio
Optimiza procesos
Sage X3
Sage X3 facilita la gestión de tu negocio
Beneficios clave para tu empresa

PAGINA WEB


Cortes programados
Estado de cuenta
CRE
Consumidores
Entender mi consumo
Comunidad
Cooperativa
Acerca de CRE
Contacto
176 ó (591 3) 3366666
Atención al consumidor
Detalle
92035
Código/Servicio
Datos Históricos
Alias
Nombre
BARRIO EL TILUCHI AVENIDADOBLE VIA A LA GUARDIA , UV: 503-- , MZ: 100--
Dirección
503-- / 100--
UV / Manzana
Bs. 54,532.70
Deuda
Normal
Estado de la Conexión
Socio
Tipo Afiliación
INDUSTRIAL 2-GD-MT
Categoría
12 / 3
Distrito / Sección
Corte
Facturas
Consumos
Potencias
Medición Remota
Consumos
Concepto
ENERGIA ACTIVA (kWh)
Desde Periodo
09/2018
Hasta Periodo
09/2019
Consumo Mensual
140K
120K
100K
80K
60K
40K
20K
0
2018/09
2018/10
2018/11
2018/12
2019/01
2019/02
2019/03
2019/04
2019/05
2019/06
2019/07
2019/08


Cortes programados
Estado de cuenta
CRE
Consumidores
Entender mi consumo
Comunidad
Cooperativa
Acerca de CRE
Contacto
176 ó (591 3) 3366666
Atención al consumidor
Detalle
92035
Código/Servicio
Datos Históricos
Alias
Nombre
BARRIO EL TILUCHI AVENIDADOBLE VIA A LA GUARDIA , UV: 503-- , MZ: 100--
Dirección
503-- / 100--
UV / Manzana
Bs. 54,532.70
Deuda
Normal
Estado de la Conexión
Socio
Tipo Afiliación
INDUSTRIAL 2-GD-MT
Categoría
12 / 3
Distrito / Sección
Corte
1 - 1
Facturas
Consumos
Potencias
Medición Remota
Potencias
Desde Periodo
09/2018
Hasta Periodo
09/2019
Consumo Mensual
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
2018/09
2018/10
2018/11
2018/12
2019/01
2019/02
2019/03
2019/04
2019/05
2019/06
2019/07
2019/08
2019/09
Maxima Leida
Máxima Facturada
Leida Fuera de Punta
Facturada Fuera de Punta

Cortes programados | Estado de cuenta

CRE

Consumidores | Entender mi consumo | Comunidad | Cooperativa | Acerca de CRE | Contacto

176 ó (591 3) 3366666
Atención al consumidor

Detalle

732306
Código/Servicio

Datos Históricos

Alias

Nombre

BARRIO FAREMAFU CALLE BUSCH CONDOMINIO MACORORO VIII , UV: 0033- , MZ: 0044-
Dirección

0033- / 0044-
UV / Manzana

Bs. 1,524.40
Deuda

Normal
Estado de la Conexión

Cosumidor
Tipo Afiliación

DOMICILIARIA-PD-BT
Categoría

2 / 3
Distrito / Sección

Corte

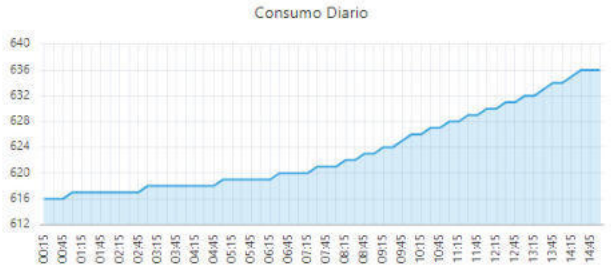
1 - 1

Facturas | Consumos | Potencias | Medición Remota

Medición Remota

Fecha
18/09/2019

Gráfico Remota



Lectura Remota

Fecha de Lectura	Lectura	Kwh
18/09/2019 00:00	57344	616
18/09/2019 00:15	57344	616
18/09/2019 00:30	57344	616
18/09/2019 00:45	57344	616
18/09/2019 01:00	57345	617
18/09/2019 01:15	57345	617
18/09/2019 01:30	57345	617
18/09/2019 01:45	57345	617
18/09/2019 02:00	57345	617
18/09/2019 02:00	57345	617

"PROYECTO PILOTO AMI – EDIFICIO MACORORÓ INSTALADO DESDE 2DO TRIMESTRE 2017"

DATOS DE PERDIDAS DEL TRANSFORMADOR T-SCZ-033-53

Assessment Unit Info

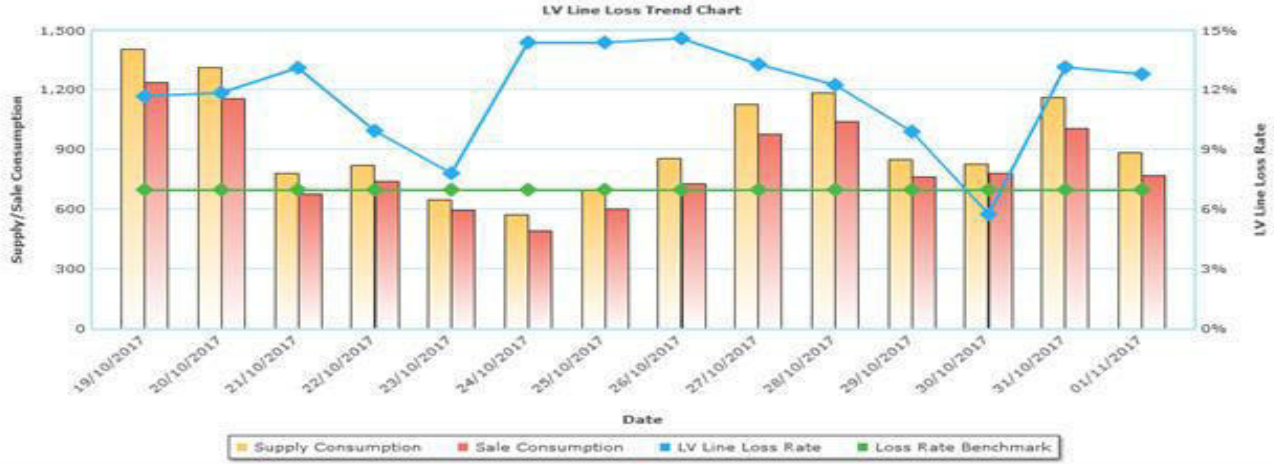
Month:	01/11/2017	Input(kWh):	886.2
Public/Private Transformer:	Public Transformer	Output(kWh):	772.8
Assessment Unit Name:	T-SCZ-033-53	% Loss:	12.8%

Assessment Unit Component

DT No.	DT Name	Public/Private Tran
1000460908	T-SCZ-033-53	Public Transform

Power I/O Object | Power Consumption Object | **Historical Trend** | Suspected Power Usage Exception

LV Line Loss Power Consumption/Line Loss Trend



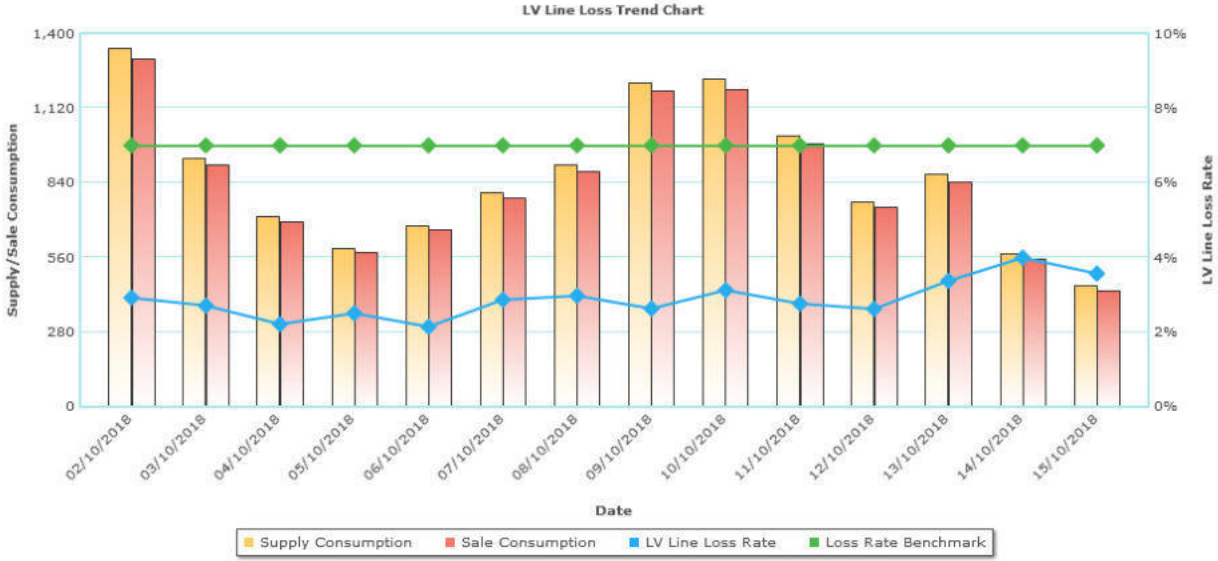
“PROYECTO PILOTO AMI – EDIFICIO MACORORÓ INSTALADO DESDE 2DO TRIMESTRE 2017”

Month:	15/10/2018	Input(kWh):	451.8
Public/Private Transformer:	Public Transformer	Output(kWh):	435.69
Assessment Unit Name:	T-SCZ-033-53	% Loss:	3.57%

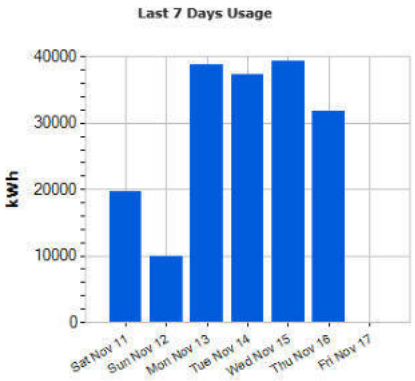
DT No.	DT Name
1000460908	T-SCZ-033-53

Power I/O Object | Power Consumption Object | **Historical Trend** | Suspected Power Usage Exception

LV Line Loss Power Consumption/Line Loss Trend



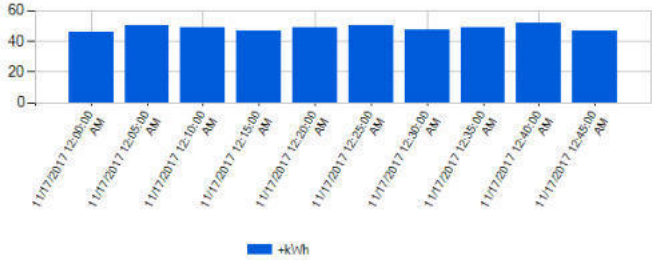
RESULTADOS GRAFICOS



Meter History ◉ 7 ○ 30 ○ 90 days Full History Service History

Info	Collector	Meter Read Date	kWh (+kWh)	kWh2RateA	kW3RateA (kW)	kW3RateB (kW)	kW3RateC (kW)	kWh2RateB	kWh2RateC
	Collector-8077120D	11/17/2017 8:41 AM							
	Collector-8077120D	11/17/2017 6:09 AM			2300.7600	3525.8400	672.3000		
	Collector-8077120D	11/17/2017 6:09 AM							
	Collector-8077120D	11/17/2017 6:09 AM	2487248	315800.7863				1855910.2950	315536.5350
	Collector-8077120D	11/17/2017 6:04 AM	2486339						
	Collector-8077120D	11/17/2017 5:09 AM			2300.7600	3525.8400	672.3000		
	Collector-8077120D	11/17/2017 5:09 AM							
	Collector-8077120D	11/17/2017 5:09 AM	2486848	315800.7863				1855910.2950	315136.8900
	Collector-8077120D	11/17/2017 4:09 AM			2300.7600	3525.8400	672.3000		
	Collector-8077120D	11/17/2017 4:09 AM							

General | Manage | Readings | Interval Data | History



☑ +kWh ☐ Present kVARh Total Del Leading ☐ Reactive kVARh Q1 ☐ RMS volts (Phase A) (LP) ☐ RMS volts (Phase B) (LP) ☐ RMS volts (Phase C) (LP) ☐ kWh Del Phase A ☐ kWh Del Phase B ☐ kWh Del Phase C ☐ Power Factor (kWh Del/Phasor kVAh Del) (Phase A) (LP) ☐ Del) (Phase C) (LP)

Interval Data ◉ 1 ○ 3 ○ 7 Day(s)
○ Others

1 2 3 4

Info	Interval Date	Gap(*)	+kWh	Present kVARh Total Del Leading	Reactive kVARh Q1	RMS volts (Phase A) (LP)
Published	11/17/2017 12:00:00 AM		45.7538	0	13.0725	231.75
Published	11/17/2017 12:05:00 AM		50.4225	0	13.0725	231.90
Published	11/17/2017 12:10:00 AM		48.5550	0	13.0725	232.20
Published	11/17/2017 12:15:00 AM		46.6875	0	13.0725	232.20
Published	11/17/2017 12:20:00 AM		48.5550	0	13.0725	231.90
Published	11/17/2017 12:25:00 AM		50.4225	0	14.94	231.90
Published	11/17/2017 12:30:00 AM		47.6213	0	14.94	231.75
Published	11/17/2017 12:35:00 AM		48.5550	0	14.0063	232.20
Published	11/17/2017 12:40:00 AM		51.3563	0	14.94	232.20
Published	11/17/2017 12:45:00 AM		46.6875	0	13.0725	232.20
Published	11/17/2017 12:50:00 AM		46.6875	0	13.0725	231.30
Published	11/17/2017 12:55:00 AM		50.4225	0	14.0063	231.30
Published	11/17/2017 1:00:00 AM		46.6875	0	13.0725	231.45

RESULTADOS GRAFICOS

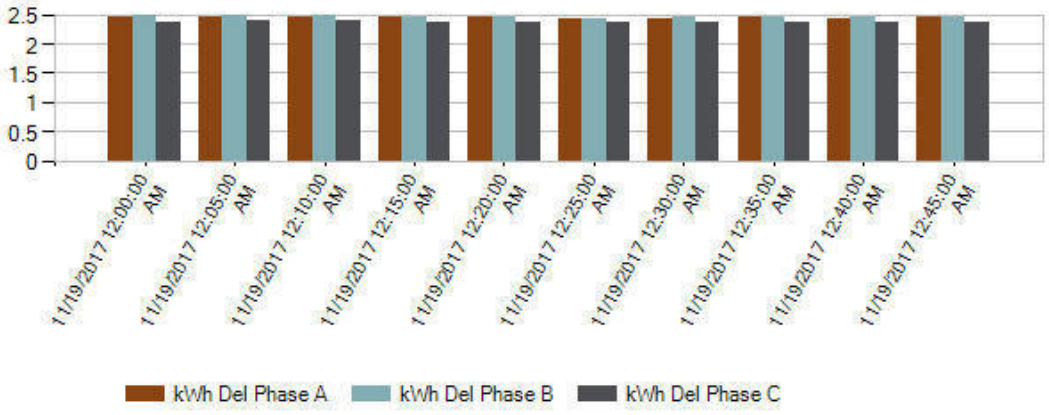
Gridstream RF Endpoint Information
Meter #**00000007** Endpoint S/N **1073971178(40037FEA)**

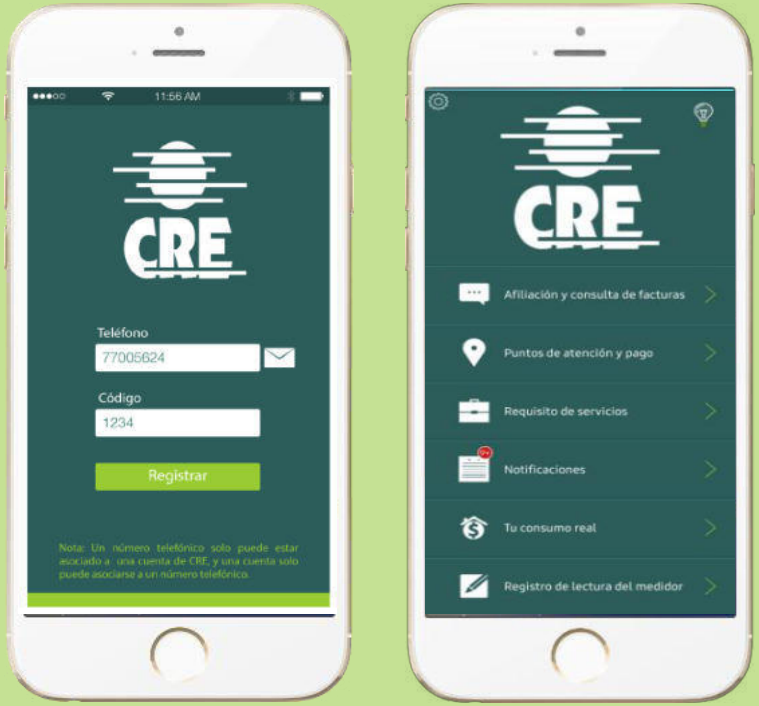
Status: Normal [View History]
Model: RF G5i E650 G2
Configuration Group: CRE Config8
Collector: Collector-8077120D - Layer: 3

Last Reading: 201450.69 - 11/21/2017 1:22:02 AM

Latitude: 4.624335 Longitude: -74.063644
Current Neighbor: S/N 1073972583(40038567) (Normal)
IP Address: fda8::2:1c:6400:4003:7fea
ApTitle: n/a

General | Manage | Readings | Interval Data | History





APP CRE Móvil

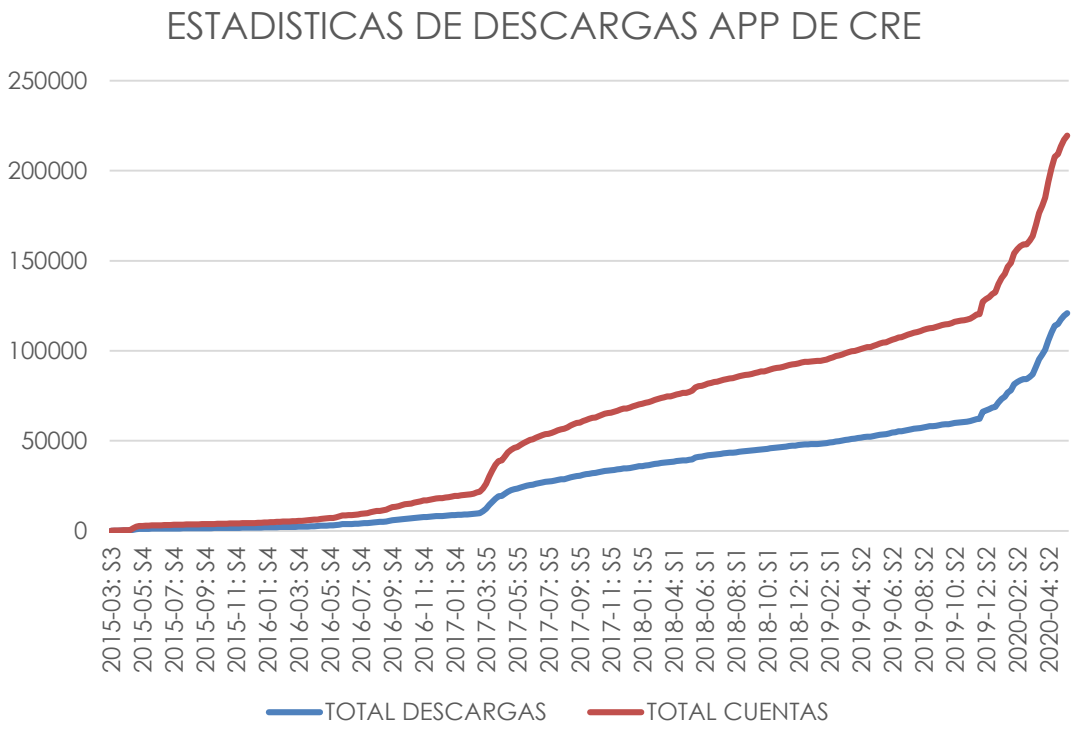
APLICACIÓN DE CRE – MOVIL, EN PRODUCCIÓN DESDE MARZO DEL 2015

Datos al 19/05/2020

Cantidad de descargas : 120909

Cantidad de cuentas activadas : 98548

APLICACIÓN CRE – MÓVIL



APLICACIÓN CRE – MÓVIL

APLICACIÓN CRE – MÓVIL

122708 Casa 1

DETALLE DE FACTURA

Titular:	HERRERA HIGA FERNANDO
A facturar:	HERRERA HIGA FERNANDO
Ubicación:	01.001.075.00001930-001
Categoría:	DOMICILIARIA-PD-BT
Periodo:	08/2019

Energía y potencia	Monto Bs.
Importe Por Energia (Kwh)	82.80

Tasas Municipales	Monto Bs.
Aseo Urbano	6.00
Alumbrado Publico	7.20
Base p/cred. fiscal Bs.:	82.80
Total facturado Bs.:	**96.00**

122708 Casa 1

Nombre:	HERRERA HIGA FERNANDO		
Dirección:	BA/15 DE DICIEMBRE C/15 DE DICIEMBRE CASA No:1300 , UV: 0075 , MZ: 026B-		
Usuario:	Asociado	Estado medidor:	Normal
Distrito:	28	Uv:	75
Sección:	5	Manzana:	26
Deuda:	0		
Corte:	No programada		

Gestión actual	Consumo kWh	Importe Bs.	Fecha de Pago
08/2019	122	96.00	07/09/19
07/2019	118	93.00	02/08/19
06/2019	135	107.90	25/06/19
05/2019	118	92.60	11/06/19
04/2019	146	117.60	22/05/19
03/2019	146	117.60	01/04/19
02/2019	260	232.10	22/02/19

APLICACIÓN DE CRE INTEGRADA A LA MEDICIÓN INTELIGENTE

26890 Macororo 3

DETALLE DE FACTURA

Titular:	MANCILLA SUAREZ GIOVANNI
A facturar:	MANCILLA SUAREZ GIOVANNI
Ubicación:	01.001.033.00005071-001
Categoría:	GENERAL 1-PD-BT
Periodo:	10/2019

Energía y potencia	Monto Bs.
Cargo por Energía	740.30

Tasas municipales	Monto Bs.
Aseo Urbano	213.20
Alumbrado Público	64.40

Base p/cred. fiscal Bs.:	740.30
Total facturado Bs.:	**1017.90**

26890 Macororo 3

Nombre:	MANCILLA SUAREZ GIOVANNI		
Dirección:	BARRIO FAREMAFU No:27 , UV: 033-- , MZ: 044--		
Usuario:	Consumidor	Estado medidor:	Normal
Distrito:	2	Uv:	33
Sección:	1	Manzana:	44
Deuda:	2608,9		
Corte:	No programada		

Gestión actual	Consumo kWh	Importe Bs.	Fecha de Pago
10/2019	646	1,017.90	EN CURSO
09/2019	1855	2,608.90	IMPAGA
08/2019	1863	2,619.30	14/09/19
07/2019	1851	2,602.60	09/08/19
06/2019	1943	2,722.10	06/07/19
05/2019	1844	2,581.70	06/06/19
04/2019	2008	2,844.20	06/05/19
03/2019	1791	2,540.30	10/04/19

BENEFICIOS DE LA MEDICIÓN INTELIGENTE

Para el usuario

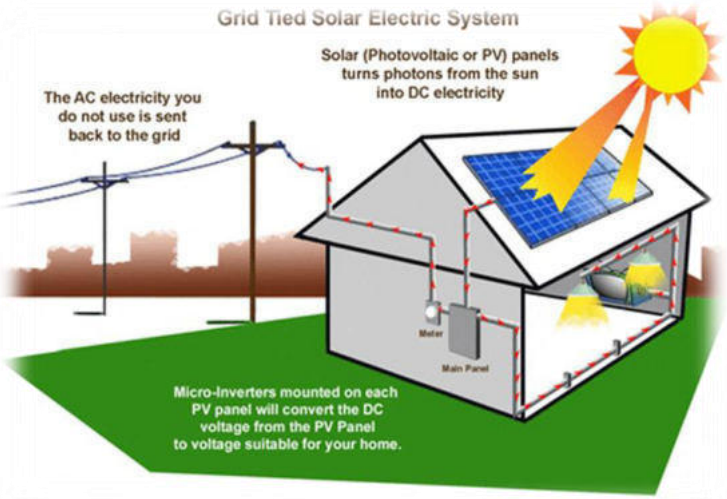
a) La reconexión al momento del pago después del corte por mora es automática.
b) El costo por la reconexión disminuye sustancialmente (o se diluye).
c) El consumidor podrá revisar el avance de su consumo y valor de su factura en tiempo real desde la APP, sin esperar a fin de mes.
d) Tarifas diferenciadas por bloque horario, uso eficiente de la energía. (Administración de energía del hogar)

Para CRE R.L.

a) No necesitará desplazarse físicamente al inmueble para determinar si una falla en el suministro es por un problema interno o no.
b) El medidor puede notificar automáticamente ante la falta de suministro.
c) Información adicional para el COC durante análisis de interrupciones.
d) Posibilita la venta de energía prepago online
e) Reducción de pérdidas no técnicas (hurto)
f) Se evita pérdida de energía no vendida durante el periodo de reconexión por mora.

Otras aplicación para la Medición inteligente

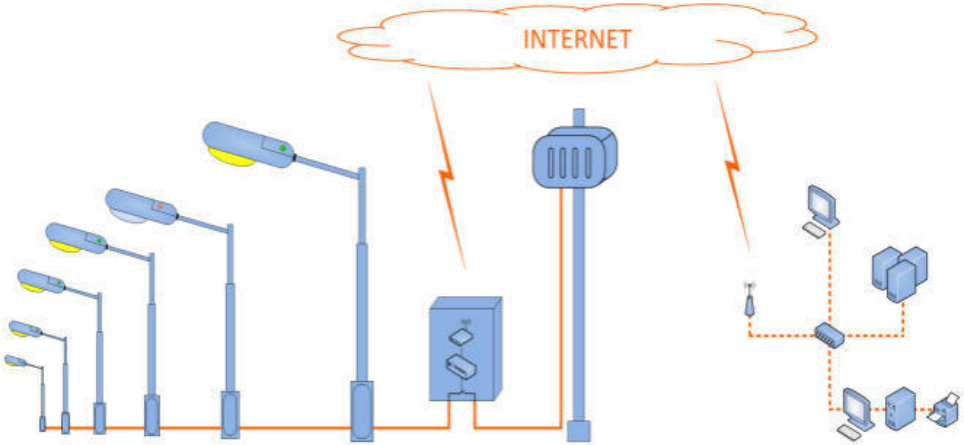
GENERACION DISTRIBUIDA



ESTACIONES DE CARGAS Y VEHICULOS ELECTRICOS

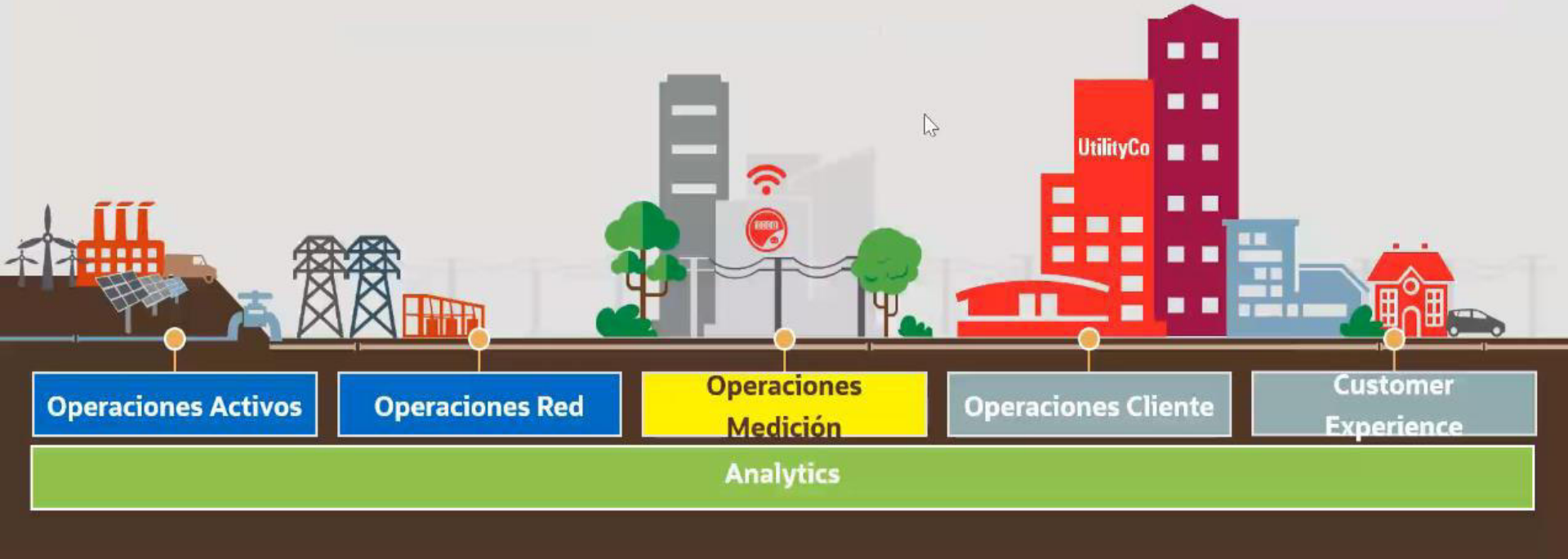
ALUMBRADO PUBLICO INTELIGENTE

ARQUITECTURA DE LA SOLUCION



1 Transformador
2 Armario de Control
3 Controlador de Segmento
4 Router Celular 3G
5 Controlador de Luminaria
6 Balasto SAP/HM – Inducción - LED
7 Punto de Acceso
8 Sistema central de telegestión
9 Base de datos central
10 Usuario de sistema

CIUDADES INTELIGENTES



CIUDADES INTELIGENTES

CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

I. La experiencia y tendencia en otros países muestra que, estas tecnologías tienen muchos beneficios, tanto para los usuarios, el estado y para las empresas de energía. .

II. El principal desincentivo para implementar estas tecnologías, es que requiere de una inversión inicial elevada, debido a que el costo es mayor que el de los convencionales.

III. Las Smart Grids proporcionarán una serie de ventajas directas sobre la distribuidora, socios y usuarios que repercutirán directamente en el desarrollo del mercado energético y en la evolución del sector.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

IV. La Medición Inteligente o AMI pueden considerarse como la primera etapa de adopción de tecnología viabilizadora de Smart Grid

VI. Las Tecnologías de comunicación PLC (Power Line Comunications), conexiones inalámbricas (RF, GPRS, 3G, 4G LTE) y fibra óptica, forman una parte fundamental de la Red Eléctrica del futuro.

VII. Impulsar la creación de un Comité Smart Grid Bolivia compuesto por las principales instituciones del sector con el objetivo de impulsar la adopción de esta tecnología de manera planificada y coordinada en pro del desarrollo de nuestro sector.

Preguntas y respuestas

•¿El proyecto piloto en MACORORÓ VIII es un caso aislado o es la tendencia que veremos en futuro cercano en Santa Cruz?

El proyecto Piloto en el condominio MACORORO VIII sigue en evaluaciones, este proyecto es la tendencia para la ciudad de Santa Cruz. El primer proyecto consolidado que verán
en el departamento será el edificio Manzana 40 el primer semestre del 2021.

•De acuerdo a su experiencia con la medición inteligente en la CRE ¿cuál el resultado costo/beneficio o la tasa de retorno de dicha inversión en el tiempo?
Costo beneficio 1.5

La medición inteligente más nos ayuda a reducir costos operativos como:
•Corte y reconexión
•Desplazamientos de móviles por problemas internos.
•Lecturación in situ
•perdidas

•¿Cuál es la(s) regulación de AETN que permitió (viabilizó) el desarrollo de esos sistemas en Bolivia?

Al momento de poner en funcionamiento el año 2017, se adoptó la regulación vigente, pero aún no se encuentra en producción sino en modo de pruebas.
Actualmente nos encontramos trabajando en las adecuaciones y modificaciones de la normativa con el ente regulador para poner en producción y masificar este sistema

•¿Cuál es su opinión sobre la posibilidad de implementar los SMI en áreas rurales?
Una de las grandes limitantes es la cobertura de la red de comunicaciones, por lo cual técnicamente se debería adoptar una solución diferente tanto para el área rural como la urbana.

MUCHAS GRACIAS

Luis F. Herrera | Ing. Electrónico
CRE R.L. – Instalaciones Gracos
Telef.: 3-3382120
E-mail: luisfhz@cre.com.bo

Instalación de sistemas de medición inteligente requisitos técnicos/tecnológicos indispensables

Ing. José Angel Ríos
Schneider Electric, España.

- Ingeniero Eléctrico, Informático y de Gestión, con más de veinticinco años de experiencia en sistemas de tecnología de la información, soluciones en tiempo real y sistemas de gestión de redes eléctricas en 35 países de todo el mundo.
- Trabaja en tecnologías ADMS desde 2004, apoyando áreas comerciales, de licitación y de proyectos y participando en proyectos de Investigación y Desarrollo para servicios públicos de Transmisión y Distribución.
- Ha realizado diversas contribuciones a eventos, artículos, congresos y exposiciones en Smart Grid.
- Hoy en día es Director de Ventas de TI smart Grid en Negocios de Servicios para plataformas ADMS.

José Ángel Ríos
joseangel.rios@se.com
17 de junio de 2020

Gestión Medida Residencial

Instalación de sistemas de medición inteligente. Requisitos

Life Is On | Schneider Electric

Proyecto AMI. Componentes

MDM
Meter Data Management

Gestión de la Medida
VEE, Eventos
Facturación
…

MDC Operación AMI

Funcionalidad Operación AMI Completa

Protocolo

- HES Básico 1
- HES Básico 2
- …
- HES Básico 3

Telecoms

PLC
Point-**2**-**P**oint
LPWan
P2P 3G/4G/LTE/**NBIoT**
Radio **F**RQ

DC

Medio

Fabricante

Marca 1

Marca 2

Marca 3

MDC (Meter Data Collector) = HES (Head-End System)

Life Is On | Schneider Electric

NarrowBand-IOT

Narrowband-IoT (NB-IoT) es la primera tecnología centrada en conectar a Internet objetos cotidianos que requieren pequeñas cantidades de datos en períodos de tiempo largos. Es una de las distintas tecnologías competidoras -Sig-Fox, LoraWan…- que se denominan, generalmente, low-power wide-area networking (LPWAN).

Esta tecnología perimite comunicaciones eficientes y una alta durabilidad de la batería, para dispositivos distribuidos masivamente. Utiliza la ya existente red móvil para conectar todos esos objetos. NB-IoT está diseñado para ampliar el futuro de la conectividad IoT de una manera más segura y fiable. Es ideal para dispositivos que generan un tráfico de datos no muy alto y tienen un ciclo de vida largo.

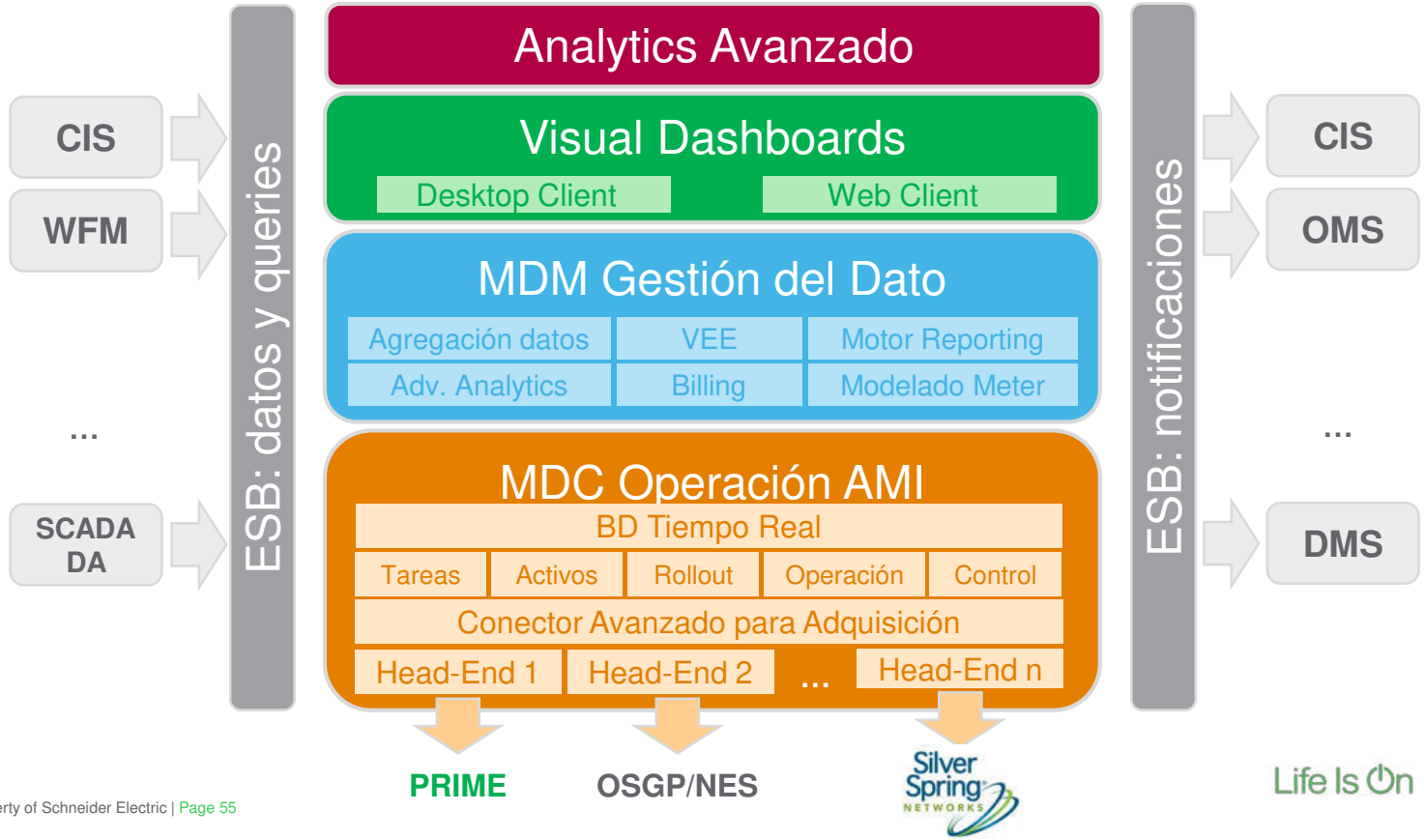
Experiencia en proyectos

1. Kuwait. HES&MDM para Agua y Electricidad
2. Sweden. Vattenfall & Geab. 1 millón medidores

Smart Metering

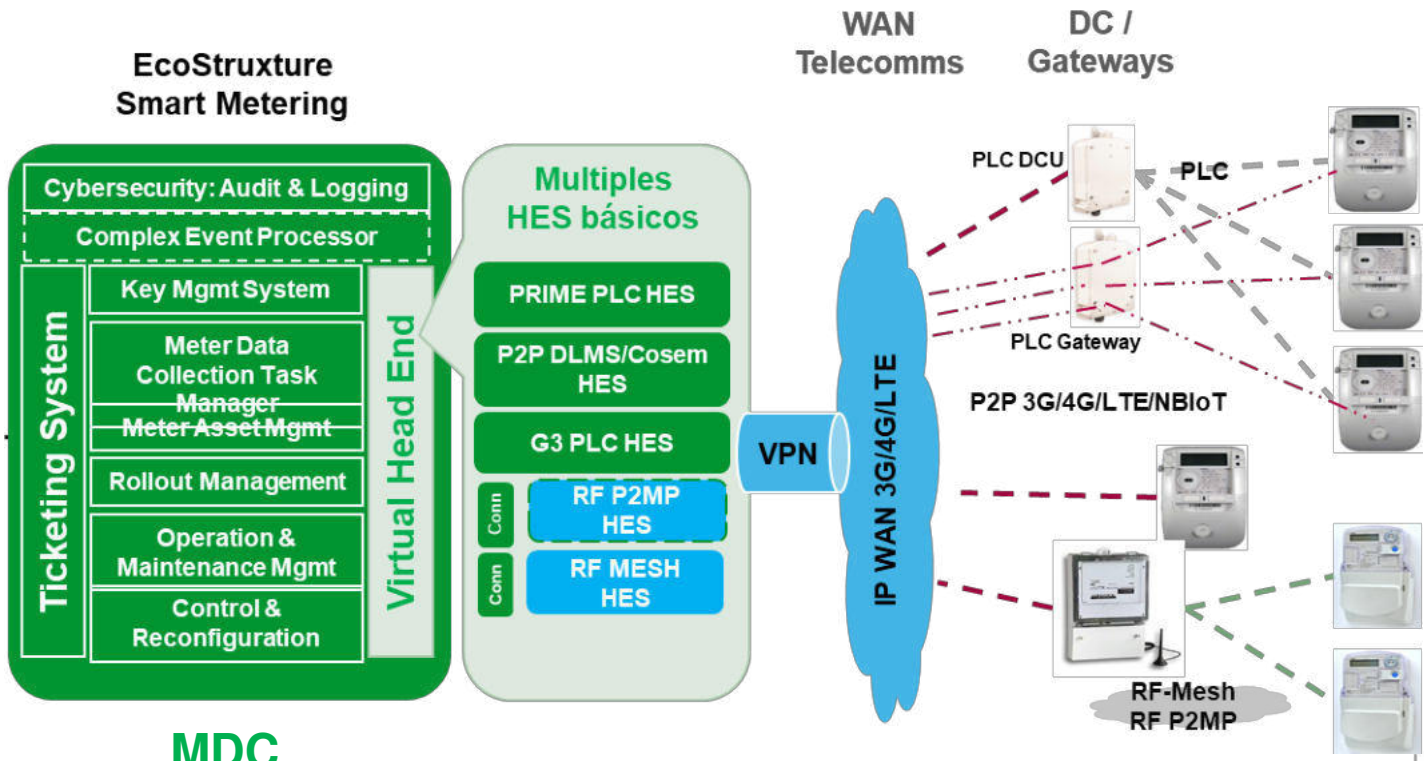
	Procesos
Adquisición de Datos	Medidor Inteligente / Gateway / DCU **(AMI)**
Transferencia de Datos	PLC, RF, 3G/4G, LPWAN **(LTE-M, NB IoT)**
Gestión de dispositivos AMI	Recolección de datos **(HES)**
Transmisión de Datos	De **HES** a **MDM**
Almacenamiento y Procesamiento de Datos	Agregación de datos y VEE **(MDM)**
Entrega de Información	CRM/Billing, ADMS, ePortals, Web Services **(MDM | Analytics)**

Plataforma Ecostruxure Smart Metering



Life Is On Schneider Electric

MDC. Gestión transparente



MDC

Plataforma Ecostruxure Smart Metering

La plataforma de **Smart Metering Ecostruxure** aumenta las funcionalidades tradicionales de MDM|AMI con funcionalidades sólidas de implementación, operación y mantenimiento, así como capacidades de análisis de datos.

La plataforma se diferencia de otras soluciones:

- **Solución Agnóstica**: Garantiza la **interoperabilidad** de dispositivos y tecnologías
- **Completa**: Gestión del ciclo de vida completo de AMI (implementación, operación, mantenimiento y análisis)
- **Reglas de negocio**: Cumplimiento comprobado de SLA exigentes
- **Multi-Tecno**: Gestiona cualquier tecnología existente (Prime, DLMS, IDIS, G3, NB IoT...)
- **Multi-Medio**: Cualquier medio de telecomunicaciones existente (PLC, RF, GPRS, 3G, ...)
- **Multi-Utility**: Eléctrico, gas, agua y vapor.
- **Escalabilidad**: Capacidad de manejo desde cientos a millones (>12) de medidores
- **Variabilidad**: Proyectos a medida, proyectos replicados, modelo SaaS

Principales funcionalidades

Gestión de la Medida	Gestión del Activo	Soporte al Rollout	Control y Reconfiguración	Mantenimiento y Operación
• Recolección de datos programada • Recuperación de gaps en medida • Lecturas bajo demanda • Recolección de eventos • Funcionalidad VEE	• Información del sitio del cliente • Dispositivos asociados al sitio • Inventario de dispositivos • Topología BT • Dispositivos huérfanos	• Ciclo de vida de la gestión de trabajos • Nivel de rendimiento • SLA de estado de instalación	• Operación remota (p.e. conectividad) • Reconfiguración remota (p.e. tarifa) • Actualización de firmware	• Lecturas diarias y horarias • Calidad de energía y outages • Análisis de eventos • Gestión de servicios HAN • Seguimiento de SLA
Gestión de Incidencias	**Sistema de Ticketing**		**Administración**	**Soporte**

Life Is On | Schneider Electric

Integración con otros sistemas

ADMS

Información relevante para mejorar las operaciones de la red de distribución

Pérdida de fase | Energía inversa | Cambios de rotación de fase | Cambios de estado de calidad de energía | Datos de restauración de energía de la puerta de enlace | Pings de medidor que permiten al operador ADMS determinar si un medidor está vivo | Fallo cero | Ultimo aliento | ADMS envíe comandos para la flexibilidad (DSRM)

CIS

Integración clave como punto de partida de la distribuidora para crear el plan de instalación del medidor inteligente. La información debe estar actualizada y el sistema poder acomodar el tamaño y el formato de toda la información relevante que se informará desde el campo.

Life Is On | Schneider Electric

Integración con otros sistemas

BILLING
Sistema de facturación: una vez que se validan todos los datos y se estiman los valores faltantes, todos los datos se transfieren para facturar adecuadamente del cliente

GIS
Sistema de administración de activos basado en una geodatabase

MWM
Sistema móvil de gestión de las brigadas en campo

Life Is On | Schneider Electric

Ciberseguridad

Para lograr los requisitos de seguridad para un sistema tan crítico se deben diseñar e implementar teniendo en cuenta la seguridad de la red y del software:

- Flujo de datos controlado
- Protección personal
- Segmentación
- Minimalismo
- RBAC fuerte (control de acceso basado en roles).
- Menos privilegios
- Pista de auditoría y responsabilidad
- Defensa en profundidad

Life Is On | Schneider Electric

Caso Iberdrola. Regulación en España

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

16478 *REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*

Lectura remota de los registros de energía activa y reactiva, así como de potencia, necesarios para la facturación de las energías y las tarifas, u otros usos que le fueran requeridos, tales como la inclusión en un panel representativo de consumidores.

Lectura remota de los registros de los parámetros de calidad.

Parametrización del equipo de medida de forma remota, incluyendo la configuración de los períodos de discriminación horaria y la potencia contratada.

Activación del modo de control de la potencia demandada, maxímetro o dispositivo de control de potencia.

Sincronización periódica remota con los concentradores.

Control remoto de la potencia: corte y reconexión del suministro, tanto para la gestión de altas y bajas de suministros como para la ejecución de planes de gestión de la demanda.

Por último, el sistema deberá disponer de capacidad de gestión de cargas, con el objeto de reducir la demanda en momentos críticos.

Funcionalidad RD1110/2007	en servicio
Lectura remota E y P	
Lectura remota de calidad	✓
Cambio remoto de DH *	✓
Cambio remoto de potencia	✓
Función ICP	✓
Corte y reposición remotos	✓
Ejecución de planes de gestión de la demanda	⏻
Reducción de demanda en momentos críticos	⏻

(*) DH Discriminación Horaria

IBERDROLA

LIFE IS ON | Schneider Electric

Caso Iberdrola. Análisis de alternativas

IBERDROLA

1. **Comprar contadores con tecnología propietaria**
   - ❑ Soluciones maduras?… Adecuadas técnicamente?
   - ❑ Situación de cautividad
2. **Convertirnos en fabricantes de contadores**
   - ❑ No encaja en nuestra misión
3. **No hacer nada**
   - ❑ Postura de “esperar y ver”
4. **Cambiar el status quo y promover nuevas soluciones**
   - ❑ Apoyo estratégico y técnico de soluciones PLC
   - ❑ Soluciones abiertas (sin royalties, propiedad intelectual, licencias…)

Life Is On | Schneider Electric

Caso Iberdrola. Implementando Estrategia Telegestión

IBERDROLA

2006

- Identificación de requerimientos
  - Solución de bajo coste
  - Altas prestaciones en bps (en banda CENELEC)
  - Especificaciones de carácter público y abierto

2007

- Entorno de colaboración: consorcio PRIME
  - Medida
  - Telecomunicaciones
  - Silicio

2009

- Pruebas de concepto (laboratorio y campo)
- Industrialización → PRIME ALLIANCE
- Despliegue controlado (Castellón)

2011

- Protocolos de certificación
- P.E. de Castellón y comienzo del despliegue masivo

Life Is On Schneider Electric

Caso Iberdrola. Situación Actual

Fabricantes	Solución PRIME
elster	Texas Instruments
GE	Microchip
Circutor	ST
Itron	Texas Instruments
Landis+Gyr manage energy better	ST
ORBIS energía inteligente	Microchip
	ST
Sagemcom	Texas Instruments
Sogecam Industrial, S.A.	Microchip
ZIV	µSysCom

IBERDROLA

Life Is On Schneider Electric

Caso Iberdrola. La Telgestión y Las Redes Inteligentes

IBERDROLA

Las redes de distribución tienen un papel esencial en la transición energética y deben adaptarse a los nuevos retos

Optimizar la planificación y el desarrollo de la Red en un contexto de electrificación del transporte y la energía térmica

Asegurar el funcionamiento del sistema eléctrico con gran penetración de generación intermitente

Integrar los Recursos de Generación Distribuida (Renovables, almacenamiento, VE)

Permitir una **gestión activa a la demanda** y prestar servicios de ajuste de red

Life Is On | Schneider Electric

Preguntas y respuestas

- ¿Qué aplicaciones complementarias debemos tener en forma básica para el análisis de la información recolectada?

 Con un MDC y MDM debe ser suficiente para análisis relativo a la gestión del parque de medidores y a la gestión de medida/facturación.

- ¿Se puede omitir el HES y solo utilizar un MDC o directamente un MDM?

 MDC contiene internamente un/os HES/s para cada parque de medidores. Se puede omitir si la arquitectura lo permite. Un MDM (Meter Data Mgmnt) no gestiona/opera un parque de medidores, es un sistema de gestión de la medida.

Para poder usar un MDC sin HES debemos definir una arquitectura (conjunto de infraestructura comunicaciones/protocolos) que lo permita, por ejemplo, PLC PRIME, ahí no necesitamos HES. Siempre dependerá del estándar que definamos y lo que pueda ofrecer el fabricante, que tenderá a suministrar lo máximo posible. Si hablamos de una infraestructura con comunicaciones radio, se necesitarán DC (Data Collector) Finamente, depende mucho de cómo se defina la arquitectura global.

Life Is On | Schneider Electric

Continuación…

Lo ideal es que se defina/construya desde arriba hacia abajo: (1) Software MDC (2) Infraestructura de medidores. Si se construye desde abajo hacia arriba, podemos quedar

- limitados o condicionados por el proveedor que nos provea el piloto de primeros medidores, normalmente todos los fabricantes de medidores disponen de MDC, pero muy focalizados a su propia infraestructura y sólo alrededor del medidor, no incluyen lógica de negocio.

¿En qué tiempo tendremos la información en la central desde un medidor en el hogar?

- En la mayoría de casos, la recolección de medidas se realiza por la noche, por lo que la medida en la central se tendrá al siguiente día. Aunque se pueden hacer lecturas puntuales en cuasi-tiempo real.

¿Cuáles son puntos clave de la normativa de España que favoreció/favorece el desarrollo es estos sistemas?

- Principalmente la obligatoriedad de implementar el proyecto de telemedida residencial, con unos plazos aceptables para que las distribuidoras los definieran y ejecutaran

Life Is On | Schneider Electric

Continuación …

¿ En la experiencia europea, qué pasos siguieron para iniciar con estos proyectos: regulación nacional, comité de regulación o certificación en cada país?

- (1) Comité de regulación informa puntualmente a las distribuidoras con los avances del plan regulatorio (2) Regulación nacional. Cuando se definen los nuevos pasos/agenda, ya las distribuidoras han dado pasos anticipados en (1) para ir abordando los retos planteados más tarde

¿La inversión inicial para estos proyectos en Europa ha sido un esfuerzo de gobiernos, de las distribuidoras o privado?

- Todos realizan sus esfuerzos, principalmente las distribuidoras y los consumidores. La inversión inicial es por parte de las distribuidoras.

Life Is On | Schneider Electric

Gracias

José Ángel Ríos
joseangel.rios@se.com
17 de junio de 2020

Life Is On | Schneider Electric