



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
SALESIANA
Ecuador

SEDE CUENCA

FACULTAD DE CIENCIAS ELÉCTRICAS

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del Título de: Ingeniero Eléctrico

**“ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE
INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN LA
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”**

AUTOR: Marco V. Coronel Gutiérrez

**DIRECTOR: ING. Diego Chacón
TUTOR: ING. Johan Alvarado Brito**

Cuenca, Junio de 2011



DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a mis padres y familiares, de quienes siempre he recibido su apoyo incondicional durante toda mi carrera universitaria. A mi madre, por ser un pilar fundamental en mi vida y a mis hermanos por brindarme su confianza en todo momento.

MARCO



AGRADECIMIENTOS

Principalmente, agradezco a mis padres de quienes siempre he recibido palabras de aliento, a mis compañeros y amigos por su apoyo. A todos mis Maestros, Gracias por su tiempo y enseñanzas transmitidas que ha sido un valioso aporte para el desarrollo de mi formación profesional, en especial: Ing. Diego Chacón como director de tesis universitaria.

A la Universidad Politécnica Salesiana en especial a la Facultad de Ciencias Eléctricas, Escuela de Ingeniería Eléctrica que me ha permitido ser parte de una generación emprendedora y productiva para el país.

A la EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A. por brindarme la oportunidad de aprender, participar y desarrollar el presente trabajo, a todos los Ingenieros, Ejecutivos que participaron con diversos aportes en especial: Ing. Jhoan Alvarado Brito en calidad de Tutor de tesis en la Empresa, él cual siempre me brindo su ayuda y gentileza en todo momento.

MARCO



LOS CONCEPTOS DESARROLLADOS, ANÁLISIS REALIZADOS Y LAS
CONCLUSIONES DEL PRESENTE TRABAJO, SON DE EXCLUSIVA
RESPONSABILIDAD DEL AUTOR.

Cuenca, Junio2011.

(f) _____



CERTIFICACIÓN

En calidad de DIRECTOR de la tesis **“ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”** elaborada por Marco V. Coronel Gutiérrez declaro y certifico la aprobación del presente trabajo basándose en la supervisión y revisión de su contenido.

Cuenca, Junio 2011

(f) _____



ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I RED ELÉCTRICA INTELIGENTE CONCEPTOS Y DEFINICIONES	
Introducción	5
1.1 Generalidades	6
1.2 Antecedentes	7
1.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia.....	8
1.2.1.1 Generación.....	8
1.2.1.2 Transmisión	9
1.2.1.3 Distribución	9
1.2.1.4 Operación del Sistema.....	10
1.2.2 Desarrollo Tecnológico	11
1.3 Definición de la Red Eléctrica Inteligente	13
1.4 Descripción General de la Red Eléctrica Inteligente	14
1.4.1 Principio de Operación	15
1.4.2 Características de la Red Eléctrica Inteligente	17
1.4.2.1 Características de Funcionamiento.....	17
1.4.2.2 Características Comparativas	17
1.5 Marco y Plan de Trabajo para la Interoperabilidad de Smart Grid	18
1.5.1 Generalidades	18
1.5.2 Áreas Prioritarias	19
1.5.3 Arquitectura Definida	19
1.5.4 Diferentes Capas de Interoperabilidad	20
1.6 Modelo Conceptual de Referencia	22
1.6.1 Dominios del Modelo Conceptual de Referencia.....	28
1.6.1.1 Dominio del Cliente	28
1.6.1.2 Dominio del Mercado.....	30
1.6.1.3 Dominio de Proveedor de Servicios	32
1.6.1.4 Dominio de las Operaciones.....	34
1.6.1.5 Dominio de la Generación.....	35
1.6.1.6 Dominio de la Transmisión	37
1.6.1.7 Dominio de la Distribución	38
1.6.2 Redes de Información de la Red Inteligente.....	39
1.6.3 Seguridad Cibernética en Sistemas de Comunicación de la Red Inteligente.....	41



1.7 Aplicaciones más Destacadas de la Red Inteligente	43
1.7.1 Oportunidades en el Sector de la Distribución de Energía.....	44
1.7.2 Recursos Energéticos Distribuidos DER.....	45
1.7.3 Potenciales Aplicaciones Adicionales	47
1.8 Proyección de la Red Inteligente	47
1.9 Integración de los Sistemas en las Empresa Distribuidoras	48
1.9.1 Modelo de Información Común CIM.....	50
1.10 Potenciales Beneficios de la Red Inteligente	53

CAPÍTULO II MEDICIÓN INTELIGENTE CONCEPTOS Y DEFINICIONES

Introducción	55
2.1 Generalidades	56
2.2 Antecedentes	56
2.2.1 Historia de la Red de Distribución y Medición de Energía.....	57
2.3 Definición de los Sistemas de Medición Inteligente	60
2.4 Descripción General de los Sistemas de Medición Inteligente	60
2.4.1 Lectura Automática del Medidor (Automatic Meter Reading AMR)	61
2.4.2 Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure AMI)	62
2.5 Infraestructura del Sistema AMI	63
2.5.1 Componentes de Campo	64
2.5.1.1 Medidor Inteligente	64
2.5.1.2 Concentrador de Datos o Puerta de Enlace (Getaway)	67
2.5.2 Red de Comunicación.....	68
2.5.3 Sistema de Gestión Empresarial	70
2.6 La Plataforma MDM	70
2.6.1 Descripción de las Funciones de la Plataforma MDM.....	71
2.6.1.1 Funciones de MDR.....	73
2.6.1.2 Funciones de MDM.....	75
2.7 Aplicaciones y Proyección del Sistema de Medición Inteligente	76
2.7.1 Aplicaciones	76
2.7.2 Proyección	80
2.8 Norma IEC–61968 Interfaz del Sistema de Gestión de la Distribución	81
2.8.1 Norma IEC 61968–9 Interfaz Estándar para Lectura y Control de Medidores	83



2.8.1.1 Modelos de Referencia.....	83
2.8.1.2 Modelo de Información.....	87
2.9 Potenciales Beneficios del Sistema de Medición Inteligente	89

CAPÍTULO III INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN EL ENTORNO DE CENTROSUR

Introducción.....	91
3.1 Antecedentes	92
3.2 Descripción de la Situación Actual de los Procesos de la Dirección de Comercialización	93
3.3 Descripción General del Proyecto AMI.....	96
3.3.1 Proyecto AMI en el Entorno de la CENTROSUR.....	98
3.4 Proyecto AMI en el Centro Histórico de la Ciudad de Cuenca.....	99
3.4.1 Área de Cobertura AMI.....	100
3.5 Arquitectura del sistema AMI.....	101
3.5.1 Medidores Inteligentes	102
3.5.2 Concentrador de Datos o Gateway	104
3.5.3 Sistema de Telecomunicaciones de CENTROSUR	104
3.5.4 Centro de Control	108
3.6 Funcionamiento del Sistema AMI.....	109
3.7 Operaciones del Sistema AMI	110
3.8 Posibles Problemas de Seguridad y Almacenamiento de Información	110
3.8.1 Seguridad del Sistema AMI.....	110
3.8.1.1 Potenciales Amenazas del Sistema AMI.....	111
3.8.1.2 Potenciales vulnerabilidades del Sistema AMI.....	113
3.8.1.3 Controles de Seguridad del Sistema AMI.....	114
3.8.1.4 Objetivos de Seguridad del Sistema AMI.....	114
3.8.2 Potenciales Problemas de Almacenamiento de Información	116
3.9 Potenciales Beneficios en la CENTROSUR	116
3.10 Potenciales Beneficios en la Sociedad	117

CAPÍTULO IV CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO Y SERVICIO COMERCIAL

Introducción.....	119
4.1 Antecedentes	120
4.1.1 Calidad de la Energía Eléctrica	120



4.1.2 Aspectos Generales de la Regulación N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de la Distribución	121
4.2 Calidad del Servicio Técnico	122
4.2.1 Índices de Calidad del Servicio Técnico para la Subetapa 2	124
4.2.1.1 Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FIAC)	124
4.2.1.2 Duración de las Interrupciones por Consumidor (DIAc)	124
4.2.1.3 Cálculo de la Energía No Suministrada en la Subetapa 2	126
4.3 Calidad del Servicio Comercial	128
4.3.1 Índices y Límites Individuales de Calidad Comercial	128
Estimación en la facturación	129
Resolución de reclamos comerciales	130
Restablecimiento del servicio suspendido por falta de pago	130
4.3.2 Índices y Límites Globales de Calidad Comercial	131
Calidad de la facturación	131
Tratamiento de Reclamos	133
Rehabilitaciones de Suministro	138

CAPÍTULO V ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO AMI EN CENTROSUR

Introducción	142
5.1 Alternativas Tecnológicas	143
Echelon	143
Elster	143
General Electric	144
Itron	144
Landis+Gyr	145
Silver&Spring	146
5.2 Análisis Económico	147
5.2.1 Valor Actual Neto (VAN)	147
5.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	148
5.3 Rentabilidad del Proyecto de Medición Inteligente	149
5.3.1 Costos de Toma de Lecturas	150
5.3.2 Costo de Gestión de Cartera	150
5.3.3 Costo de Energía Fuera de Servicio EFS	151
5.3.4 Costo del Grupo de Trabajo de Construcción	152
5.3.5 Costo Plan de Mantenimiento de Medidores	152



5.3.6 Costo Recuperación de Energía por Pérdidas no Técnicas	153
5.3.7 Costo por Facturación de Demanda	153
5.3.8 Costo de Penalización por Bajo Factor de Potencia (Fp)	154
5.3.9 Valoración del Impacto Positivo	155
5.3.10 Costos de la Inversión Inicial	156
5.3.11 Calculo de VAN y TIR del Proyecto de Medición Inteligente.....	159
5.4 Ley de Contratación Pública y Normativas	159
5.4.1 Consideraciones Generales de la Ley	159
5.4.2 Normativa General de la Ley.....	160
5.5 Proyecto de Pliegos de Contratación	160

CAPÍTULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones.....	164
6.2. Recomendaciones.....	168

ANEXOS

ANEXO I: Medición Especial en las Cabinas de Transformación.....	171
ANEXO II: Modelo de Pliegos Licitación de Bienes y Servicios.....	174
SECCIÓN I: CONVOCATORIA	178
SECCIÓN II: OBJETO DE LA CONTRATACIÓN	180
SECCIÓN III: CONDICIONES GENERALES	181
SECCIÓN IV: CONDICIONES ESPECÍFICAS.....	188
SECCIÓN V: PROYECTO DE CONTRATO.....	220
SECCIÓN VI: FORMULARIOS.....	230
ANEXO III: Recuperación de Energía Plan de Mantenimiento de Medidores	251
ANEXO IV: Facturación por demanda	255
ANEXO V: Penalización por bajo factor de potencia	259
ANEXO VI Calculo del VAN y la TIR del proyecto de Medición Inteligente	261
GLOSARIO DE TERMINOS	264
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	267



INDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I RED ELÉCTRICA INTELIGENTE CONCEPTOS Y DEFINICIONES

<i>Figura 1.1: Proyecciones de consumo energético mundial</i>	<i>6</i>
<i>Figura 1.2: Estructura actual de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 1.3: Integración de la infraestructura eléctrica con la infraestructura de información.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 1.4: Visión general de la Red Inteligente</i>	<i>14</i>
<i>Figura 1.5: Capas de Interoperabilidad según GWAC.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 1.6: Interacción entre los dominios de Red Inteligente a través de flujos de comunicación y flujos eléctricos</i>	<i>24</i>
<i>Figura 1.7: Diagrama de Referencia Conceptual para la red de información de la Red Eléctrica Inteligente.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 1.8: Niveles adicionales del diagrama de dominios.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 1.9: Visión general del Dominio del Cliente</i>	<i>29</i>
<i>Figura 1.10: Visión general del Dominio del Mercado</i>	<i>31</i>
<i>Figura 1.11: Visión general del Dominio de Proveedor de Servicio.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 1.12: Visión general del Dominio de las Operaciones.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 1.13: Visión General del Dominio la Generación (a nivel masivo).....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 1.14: Visión general del Dominio la Transmisión</i>	<i>37</i>
<i>Figura 1.15: Descripción del Dominio de Distribución</i>	<i>38</i>
<i>Figura 1.16: Integración de los Recursos Energéticos Distribuidos DER.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 1.17: Pirámide para el desarrollo de la Red Inteligente.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 1.18: Integración de Sistemas Punto a Punto</i>	<i>49</i>
<i>Figura 1.19: Visión Modelo CIM.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 1.20: Modelo de un transformador</i>	<i>51</i>
<i>Figura 1.21: Ejemplo modelado en CIM.....</i>	<i>51</i>

CAPÍTULO II MEDICIÓN INTELIGENTE CONCEPTOS Y DEFINICIONES

<i>Figura 2.1: Alcance de los Sistemas de Medición Inteligente</i>	<i>63</i>
<i>Figura 2.2: Infraestructura del sistema AMI</i>	<i>64</i>
<i>Figura 2.3: Evolución del Medidor Inteligente.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 2.4: Ejemplos de un Medidor Inteligente</i>	<i>67</i>
<i>Figura 2.5: Ubicación del concentrador de datos</i>	<i>68</i>



<i>Figura 2.6: Descripción de la Plataforma MDM</i>	72
<i>Figura 2.7: Esquema de la Red HAN</i>	78
<i>Figura 2.8: Visión de la Norma IEC 61968</i>	82
<i>Figura 2.9: Modelo de referencia Parte 9</i>	85
<i>Figura 2.10: Detección de interrupción, intercambio de Publicación/Suscripción Ejemplo 1</i>	88
<i>Figura 2.11: Detección de interrupción, intercambio de Publicación/Suscripción Ejemplo 2</i>	88

CAPÍTULO III INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN EL ENTORNO DE CENTROSUR

<i>Figura 3.1: Estructura orgánica de la Dirección de Comercialización</i>	93
<i>Figura 3.2: Procesos de Comercialización</i>	93
<i>Figura 3.3: Proceso de Gestión de Cartera</i>	95
<i>Figura 3.4: Procesos de Venta de Energía</i>	96
<i>Figura 3.5: Ejemplo de Integración de los sistemas empresariales</i>	99
<i>Figura 3.6: Fotografías del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca</i>	100
<i>Figura 3.7: Área de cobertura</i>	101
<i>Figura 3.8: Sistema backhaul, anillo de fibra óptica que dispone la CENTROSUR</i>	105
<i>Figura 3.9: Plan piloto de la red PLC en el Centro Histórico</i>	106

CAPÍTULO V ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO AMI EN CENTROSUR

<i>Figura 5.1: Regla de decisión del VAN</i>	148
<i>Figura 5.2: Regla de decisión del TIR</i>	149

ANEXOS

ANEXO I: Medición Especial en las Cabinas de Transformación

<i>Figura I.1: Sistema de red de distribución subterránea</i>	172
---	-----

ANEXO II: Modelo de Pliegos Licitación de Bienes y Servicios

<i>Figura A-I: Tomas panorámicas del Centro Histórico de Cuenca</i>	244
<i>Figura A-II: Área de Cobertura AMI</i>	245
<i>Figura A-III: Plan piloto de la red PLC en el Centro Histórico</i>	246



Figura B-I: Actuales sistemas de medición en el Centro Histórico de la ciudad de Cuenca 249

Figura B-II: Tablero de medidores instalados en el Centro Histórico de la ciudad de Cuenca 250

ANEXO III: Recuperación de Energía Plan de Mantenimiento de Medidores

Figura III-1: Recuperación de energía en clientes residenciales 252

Figura III-2: Recuperación de energía en clientes comerciales 253

Figura III-3: Proyección recuperación de energía plan de mantenimiento de medidores en el proyecto de Medición Inteligente 254



ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I RED ELÉCTRICA INTELIGENTE CONCEPTOS Y DEFINICIONES

<i>Tabla 1.1: Características comparativas</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 1.2: Dominios y actores en el Modelo Conceptual</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 1.3: Conceptos claves del Diagrama de Referencia Conceptual.....</i>	<i>25</i>

CAPÍTULO II MEDICIÓN INTELIGENTE CONCEPTOS Y DEFINICIONES

<i>Tabla 2.1: Tipos de datos del sistema AMI</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 2.2: Funciones principales de la lectura y control de medidores.....</i>	<i>86</i>

CAPÍTULO III INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN EL ENTORNO DE CENTROSUR

<i>Tabla 3.1: Composición accionaria de la CENTROSUR</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 3.2: Distribución de clientes de acuerdo al tipo de tarifa</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 3.3: Distribución de Medidores</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 3.4: Clasificación de amenazas.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 3.5: Vulnerabilidades del sistema AMI.....</i>	<i>113</i>

CAPÍTULO IV CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO Y SERVICIO COMERCIAL

<i>Tabla 4.1: Límites de la Subetapa 2</i>	<i>126</i>
<i>Tabla 4.2: Tiempo de restablecimiento del servicio por falta de pago.....</i>	<i>130</i>
<i>Tabla 4.3: Porcentaje de calida de facturación para el año 2009 y 2010.....</i>	<i>132</i>
<i>Tabla 4.4: Índices de reclamos por interrupciones de servicio</i>	<i>134</i>
<i>Tabla 4.5: Tiempo promedio de procesamiento de reclamos</i>	<i>135</i>
<i>Tabla 4.6: Porcentaje de resolución</i>	<i>137</i>
<i>Tabla 4.7: Porcentaje de rehabilitaciones de suministros suspendidos por falta de pago.....</i>	<i>138</i>
<i>Tabla 4 8: Porcentaje de rehabilitaciones de suministro suspendido por falta de pago año 2009 y 2010</i>	<i>139</i>



CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO AMI EN CENTROSUR

<i>Tabla 5.1: Costo de la toma de lecturas.....</i>	<i>150</i>
<i>Tabla 5.2: Costo de la gestión de cartera</i>	<i>150</i>
<i>Tabla 5.3: Costo de la EFS</i>	<i>151</i>
<i>Tabla 5.4: Costo de los grupos de trabajo de construcción.....</i>	<i>152</i>
<i>Tabla 5.5: Costo de recuperación de energía por pérdidas no técnicas</i>	<i>153</i>
<i>Tabla 5.6: Impacto positivo de la implementación AMI</i>	<i>155</i>
<i>Tabla 5.7: Costos de medidores inteligentes a nivel mundial.....</i>	<i>156</i>
<i>Tabla 5.8: Costo promedio de medidores inteligentes incluyendo el software de gestión</i>	<i>156</i>
<i>Tabla 5.9: Costo promedio de instalación de medidores.....</i>	<i>157</i>
<i>Tabla 5.10: Costo de la instalación de medidores inteligentes.....</i>	<i>157</i>
<i>Tabla 5.11: Costo estimado de la Plataforma MDM</i>	<i>157</i>
<i>Tabla 5.12: Costo del sistema de medición especial en las cabinas de transformación</i>	<i>158</i>
<i>Tabla 5.13: Costo total inversión inicial proyecto.....</i>	<i>158</i>

ANEXOS

ANEXO II: Modelo de Pliegos Licitación de Bienes y Servicios

<i>Tabla N° 1: Parámetros de Evaluación y Puntaje</i>	<i>189</i>
<i>Tabla N° 2: Puntaje Experiencia del Oferente.....</i>	<i>189</i>
<i>Tabla N° 3: Evaluación de Especificaciones Técnicas</i>	<i>190</i>
<i>Tabla N° 4: Cronograma de ejecución.....</i>	<i>192</i>
<i>Tabla N° 5: Especificaciones generales obligatorias.....</i>	<i>193</i>
<i>Tabla N° 6: Especificaciones técnicas medidor monofásico.....</i>	<i>195</i>
<i>Tabla N° 7: Especificaciones técnicas medidor bifásico.....</i>	<i>199</i>
<i>Tabla N° 8: Especificaciones técnicas medidor trifásico.....</i>	<i>203</i>
<i>Tabla N° 9: Cantidad y distribución de medidores con medición especial.....</i>	<i>207</i>
<i>Tabla N° 10: Especificaciones técnicas medidor indirecto.....</i>	<i>207</i>
<i>Tabla N° 11: Especificaciones técnicas concentrador o Gate-way</i>	<i>211</i>
<i>Tabla N° 12: Especificaciones técnicas Software de Gestión y MDM.....</i>	<i>212</i>
<i>Tabla N° 13: Especificaciones de la red de comunicación</i>	<i>216</i>
<i>Tabla N° 14: Condiciones de seguridad.....</i>	<i>217</i>
<i>Tabla N° 15: Servicios adicionales</i>	<i>218</i>
<i>Tabla N° 16: Forma de pago.....</i>	<i>223</i>



<i>Tabla N° 17: Servidores IBM utilizados en el Sistema Comercial de CENTROSUR</i>	<i>248</i>
<i>ANEXO III: Recuperación de Energía Plan de Mantenimiento de Medidores</i>	
<i>Tabla III-1: Estudio económico plan de mantenimiento de medidores en clientes residenciales.....</i>	<i>252</i>
<i>Tabla III-2: Estudio económico plan de mantenimiento de medidores en clientes comerciales</i>	<i>253</i>
<i>Tabla III-3: Proyección recuperación de energía de clientes dentro del área de cobertura</i>	<i>254</i>
<i>ANEXO IV: Facturación por demanda</i>	
<i>Tabla IV-1: Clientes servidos en BT NO RESIDENCIALES.....</i>	<i>256</i>
<i>Tabla IV-2: Estimación económica clientes en BT por facturación de demanda....</i>	<i>257</i>
<i>Tabla IV-3: Clientes servidos en MT NO RESIDENCIALES.....</i>	<i>257</i>
<i>Tabla IV-4: Estimación económica clientes en MT por facturación de demanda ...</i>	<i>258</i>
<i>ANEXO V: Penalización por bajo factor de potencia</i>	
<i>Tabla V-1: Cantidad de clientes NO RESIDENCIALES.....</i>	<i>260</i>
<i>Tabla V-2: Estimación económica penalización por bajo factor de potencia</i>	<i>260</i>
<i>ANEXO VI: Calculo del VAN y la TIR del proyecto de Medición Inteligente</i>	
<i>Tabla VI-1: Resumen de Flujos de Efectivo (FFj) e Inversión Inicial (FFo) del proyecto de Medición Inteligente.....</i>	<i>262</i>
<i>Tabla VI-2: Calculo del VAN del proyecto de Medición Inteligente</i>	<i>263</i>



GLOSARIO DE TERMINOS

AMI	Advanced Meter Infrastructure Infraestructura de Medición Avanzada
AMR	Automatic Meter Reading Lectura Automática de Medidores
BAS	Building Automation System Sistema de Automatización de Edificios
CIM	Common Information Model Modelo de Información Común
CIS	Customer Information System, Sistema de Información del Cliente
CSCTG	Smart Grid Cyber Security Coordination Task Group Grupo de Coordinación de Tareas de Seguridad Cibernética de la Red Inteligente
DER	Distributed Energy Resources Recursos Energéticos Distribuidos
DMS	Distribution Management System Sistemas de Gestión de la Distribución
DOE	Department of Energy Departamento de Recursos Energéticos de Estados Unidos
DR	Demand Response Respuesta de la Demanda
EISA	Energy Independence and Security Act Independencia Energética y Ley de Seguridad
EMS	Energy Management System Sistema de Gestión de Energía
EPRI	Electric Power Research Institute Instituto de Investigación de Energía Eléctrica
ESI	Energy Services Interface Interface de Servicios de Energía
FAN	Field Area Networks Red de Área de Campo
FERC	Federal Energy Regulatory Commission



	Comisión Federal Reguladora de Energía
GID	Generic Interface Definition Definición de Interfaces Genéricas
GIS	Geographic Information System Sistema de Información Geográfica
GWAC	Grid Wise Architecture Council Consejos de Arquitectura para la red
HAN	Home Area Network Red de Área Domestica
IEC	International Electrotechnical Commission Comisión Electrotécnica Internacional
IEDs	Intelligent Electronic Device Dispositivos Electrónicos Inteligentes
IEEE	Intitute of Electrical and Electronics Engineer Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IP	Internet Protocol Protocolo de Internet
IRM	Interface Reference Model Modelo de Interfaz de Referencia
ISOs	Independent System Operators Operadores Independientes del Sistema para Estados Unidos
LAN	Local Area Network Red de Área Local
MDM	Meter Data Managent Gestor de los Datos Medidos
MDR	Meter Data Repository Repositorio de Datos Medidos
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador
NIST	National Institute of Standards and Technology Instituto Nacional de Normas y Tecnología
NO	Network Operations Operaciones de Red
OMS	Outage Management System



	Sistemas de Gestión de Interrupciones
PEV	Plug-in Electric Vehicles Vehículos Eléctricos Plug-in
PLC	Power Line Communications Comunicación a través de la Línea Eléctrica
POS	Point Of Sale Puntos de Venta
RTOs	Regional Transmission Operators Operadores Regionales de Transmisión para Estados Unidos
RTU	Remote Terminal Unit Unidad Terminal Remota
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition Control Supervisor y Adquisición de Datos
SOA	Service Oriented Architecture Arquitectura Orientada a Servicios
TOU	Time-of-Use Tiempo de Uso
UML	Unified Modeling Language Lenguaje Unificado Modelado
WAMS	Wide Area Measurement System Sistema de Medición de Áreas Amplias
WAN	Wide Area Networks Red de Área Amplia
WM	Work Management Gestión del Trabajo
XML	eXtensible Markup Language Lenguaje de Marcas Extensible

CAPÍTULO I

RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

CONCEPTOS Y DEFINICIONES

Introducción

El presente capítulo desarrolla los principales conceptos y definiciones sobre la Red Eléctrica Inteligente que en la actualidad se considera importante para el desarrollo y sostenibilidad energética a nivel mundial, el estudio de estos sistemas se ha convertido en la tendencia de la industria de la electricidad que inminentemente apunta a su futura implementación y desarrollo, es así que su conocimiento e importancia es trascendental.

En la actualidad la industria eléctrica se ve desafiada por varios problemas como la necesidad de incremento de generación de energía para cubrir la creciente demanda, así también las empresas del sector eléctrico requieren procesos operativos más eficientes para gestionar sus activos. Por otra parte la búsqueda de soluciones para mitigar las dificultades ambientales que sufre nuestro planeta es la principal prioridad y tema de debate para la comunidad mundial incluyendo al sector energético.

La implementación de la Red Eléctrica Inteligente tiene una influencia definitiva e integra novedosos conceptos ya que amplía el horizonte de aplicaciones y servicios con mayores capacidades de gestión y niveles de eficiencia muy altos, pues los procesos operativos y administrativos de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica serían más eficientes. Además la integración y participación activa de los consumidores finales sobre la red es fundamental para viabilizar nuevas posibilidades de elegir y controlar sus consumos energéticos.

El estudio de la Red Eléctrica Inteligente es bastante amplio pues el desarrollo tecnológico permite diferentes puntos de vista acerca de este tema. Para los objetivos del presente trabajo es necesario plantear los contenidos más relevantes tales como: definición, desarrollo tecnológico, características, principios de operación, nuevas aplicaciones, interoperabilidad de los sistemas, entre otros son los temas que se abordarán en el presente capítulo I, con el objetivo de realizar un análisis global de esta tecnología. Puntualizando que la Red Eléctrica Inteligente planteará algunos conceptos difusos, pues las aplicaciones y servicios parecen en principio ser ilimitados.

1.1 Generalidades

En la actualidad el desarrollo industriales vital para el progreso y superación del nivel de vida de una sociedad, esta situación demanda que las fuentes energéticas sean consideradas como puntos estratégicos para gobernantes e ingenieros, adicionalmente la inclusión y perfeccionamiento de las energías renovables ha tomado fuerza y se considera importante dentro de una sociedad, debido principalmente a la casi total dependencia de combustibles fósiles y problemas ambientales, los cuales son temas de discusión con el objetivo de plantear posibles soluciones y alternativas para mitigarlos.

La Figura 1.1 describe las proyecciones del consumo energético mundial para las próximas décadas, la tendencia indica un aumento de alrededor del triple dentro de los próximos cuarenta años, esto debido a varias situaciones tales como la globalización, el aumento de los niveles de consumo en una sociedad que fomenta estilos de vida cada vez más consumistas donde el desarrollo y sostenibilidad depende de las fuentes energéticas, pues actualmente el uso de la mayoría de aplicaciones tecnológicas es enorme debido a el fácil acceso a la tecnología actual.

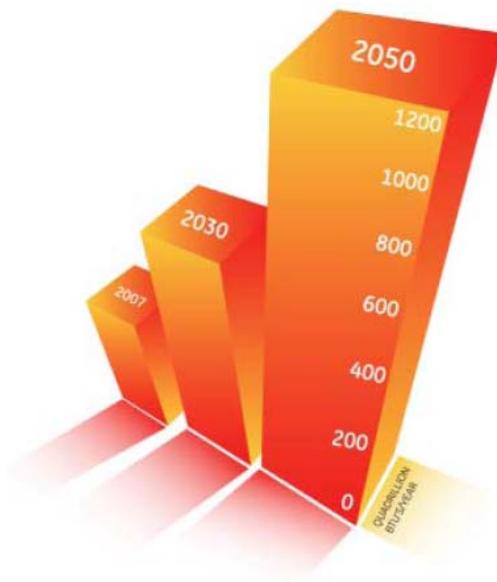


Figura 1.1: Proyecciones de consumo energético mundial [54]

Es necesario plantear soluciones para enfrentar este desafío, por lo que actualmente la tendencia mundial de las empresas de servicios de electricidad se enfoca en el desarrollo e implementación de sistemas inteligentes que permitan tener un mejor control y uso de la energía optimizando los tiempos y procesos de operación, como

también se proyecta la superación de los índices de calidad energéticos en atención al cumplimiento de normas y/o regulaciones del sector eléctrico.

Hoy en día el costo de la implementación de estos sistemas inteligentes es elevado debido a que se necesitan instalar una gran cantidad de equipos hardware y software para operar la nueva Red Inteligente. La importancia de la eficiencia energética y consumos inteligentes a través de la Red Inteligente, involucra la aplicación de nuevos conceptos, tales como: mercados eléctricos con generación de energía a nivel local y/o personal, programas dedicados a gestionar la demanda del cliente, sistemas de almacenamiento de energía, implementación masiva de vehículos eléctricos, integración con el cliente por medio de una comunicación bidireccional, esto ha centrado la atención de empresas, entes reguladores y organizaciones afines a la industria eléctrica en general con el objetivos de investigar y desarrollar sistemas inteligentes que permitan una mejor gestión de toda la cadena de suministro eléctrico.

Si bien es cierto, la situación económica actual de Latinoamérica y en especial la de nuestro país no permite aún la implementación de sistemas inteligentes en el sector eléctrico ecuatoriano, se puede inicialmente plantear un estudio acerca de estas nuevas tecnologías ya que a futuro y gracias al desarrollo y globalización tecnológica, sin duda Ecuador podrá contar con los recursos necesarios para adquirir estos sistemas que son fundamentales para el desarrollo de los próximos años de nuestro país, teniendo presente que nuestras reservas petroleras que hoy son la base del desarrollo económico de nuestra sociedad se agotan día tras día, por esta razón se debe planear desde ya soluciones para estos futuros problemas energéticos.

1.2 Antecedentes

Antes de ocuparnos del estudio de la Red Inteligente, se debe realizar un breve repaso sobre las redes eléctricas tradicionales, siendo importante y evidente una revisión acerca de los Sistemas Eléctricos de Potencia, que para el estudio de este capítulo es relevante destacar los siguientes conceptos y definiciones.

1.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Después del descubrimiento de la energía eléctrica el hombre ha buscado diferentes maneras de comercializar la energía ya sea en la parte industrial, servicio residencial, servicios públicos, entre otros. La utilización de la energía eléctrica para realizar trabajos utilices ha sido fundamental en el desarrollo y mejoramiento de la calidad de vida, pero llevar la energía desde las fuentes hasta los consumidores finales no es una tarea sencilla, pues requiere dominar aspectos técnicos y económicos relacionados a las redes eléctricas, las cuales en su conjunto conforman el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Las definiciones del SEP son varias debido a la amplitud de conceptos donde se exponen diferentes puntos de vista, una de las definiciones más aceptadas a escala mundial y establecida por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Intitute of Electrical and Electronics EngineerIEEE) expresa:

“Una red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y/o líneas de transmisión, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red”.¹

Siendo el objetivo básico proporcionar energía necesaria para satisfacer la demanda de los clientes, alcanzar este fin implica **generar, transmitir, distribuir, y comercializar** la energía eléctrica hasta los usuarios finales, por lo que los SEP se dividen principalmente en tres subconjuntos que a continuación se detallan.

1.2.1.1 Generación

Hace referencia a las empresas generadoras de energía eléctrica las cuales pueden ser de varios tipos, tales como: centrales hidráulicas que están condicionadas por el caudal de agua, centrales térmicas dependientes del consumo de combustibles fósiles, centrales nucleares que utilizan materiales fisiónables y mediante reactores nucleares provocan calor para mover un alternador. Adicionalmente existen energías renovables que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana, las más relevantes son del tipo eólico, solar, geotérmica, mareomotriz, biomasa,

¹http://www.fglongatt.org.ve/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-IntroSP.pdf
Ver bibliografía [81]

undimotriz, que en la actualidad su desarrollo ha sido substancial para la industria energética con la finalidad de ahorrar recursos naturales y económicos.

El objetivo básico de las centrales de generación es proveer de energía y potencia a la industria y población; tradicionalmente la central hidroeléctrica ha sido la más utilizada, debido a las mayores ventajas que ofrece.

Las empresas dedicadas a la generación comercializan su energía mediante contratos que acuerden con sus clientes a través de mercados eléctricos.

1.2.1.2 Transmisión

Las líneas de transmisión son el enlace entre las centrales de energía y las redes de distribución, realizan el transporte de grandes cantidades de energía a tensiones elevadas en los rangos de alta y media tensión, puntualizando que la transmisión de energía se efectúa en un solo sentido desde los generadores hacia los consumidores.

El objetivo principal es transmitir la energía desde las lejanas localidades de las centrales de generación hacia las subestaciones de distribución o puntos de consumo en las grandes ciudades, atravesando largas distancias entre regiones o incluso países.

Las características propias del sistema de transmisión demandan que la operación lo realice una sola empresa como un sistema de monopolio único, ya que obviamente no se puede poner en competencia esta actividad.

1.2.1.3 Distribución

Para comprender el sistema de distribución es necesario definir los dos tipos de clientes que pueden estar contemplados en un SEP.

- ✓ **Cientes No Regulados:** Los cuales se encargan de negociar la compra de energía con las empresas generadoras, donde los precios de la energía se acuerdan directamente en un contrato por ambas partes, por lo general este tipo de contratos lo mantienen los grandes consumidores.
- ✓ **Cientes Regulados:** Típicamente se refiere a consumidores residenciales que tienen bajos consumos los cuales, son clientes directos de las

empresas distribuidoras del servicio eléctrico y pagan sus consumos a través de tarifas que están reguladas por el estado, de allí su nombre.

Entonces las empresas de distribución se encargan de entregar la energía desde las subestaciones de distribución S/E a los clientes finales, sean estos regulados o no, acotando que la distribución de energía se realiza a niveles de media y baja tensión, garantizando en todo momento la calidad y conexión del suministro.

Dependiendo de las áreas geográficas, las regulaciones y políticas de cada región o país la distribución puede ser:

- ✓ **Distribución independiente de la comercialización:** Cuando la empresa distribuidora solamente se encarga de llevar la energía a los clientes y no les cobra directamente por este servicio, si no que en este caso existen entes comercializadores (empresas de servicios) que compran la energía directamente a las generadoras y luego acuerdan la venta con cualquier cliente, pagando un peaje a las empresas de transmisión y distribución por ocupar sus redes. La empresa distribuidora es propietaria de su infraestructura y debe planificar la expansión y mantenimiento de la red.
- ✓ **Distribución y comercialización:** Cuando la empresa distribuidora además de llevar la energía a los puntos de consumo, la comercializa al comprarla a las generadoras y venderla a los clientes finales, cobrándoles por el servicio. Este es el caso actual de nuestro país, en donde la distribución y comercialización de energía lo realiza una sola empresa.

1.2.1.4 Operación del Sistema

Basándose en las características de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía es indispensable un operador del sistema que coordine todo el SEP para controlar el flujo de energía y facilitar los procesos operativos, para evitar contingencias como sobrecargas en las líneas, excesos de generación, entre otros problemas. Debe existir una completa coordinación entre los procesos operativos y el despacho económico del SEP, de esta manera el SEP es manejado por el operador del sistema el cual monitorea minuto a minuto la generación, transmisión y consumos para evitar situaciones de contingencia.

Adicional al operador o los operadores del sistema se necesita de un ente regulador para establecer normas claras y precisas que ayuden a regular al SEP en todo ámbito, incluyendo las exigencias de los clientes. Es recomendable que el regulador del sistema sea totalmente independiente de las empresas inmersas en el SEP.

A continuación en la Figura 1.2 se observa la estructura actual de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

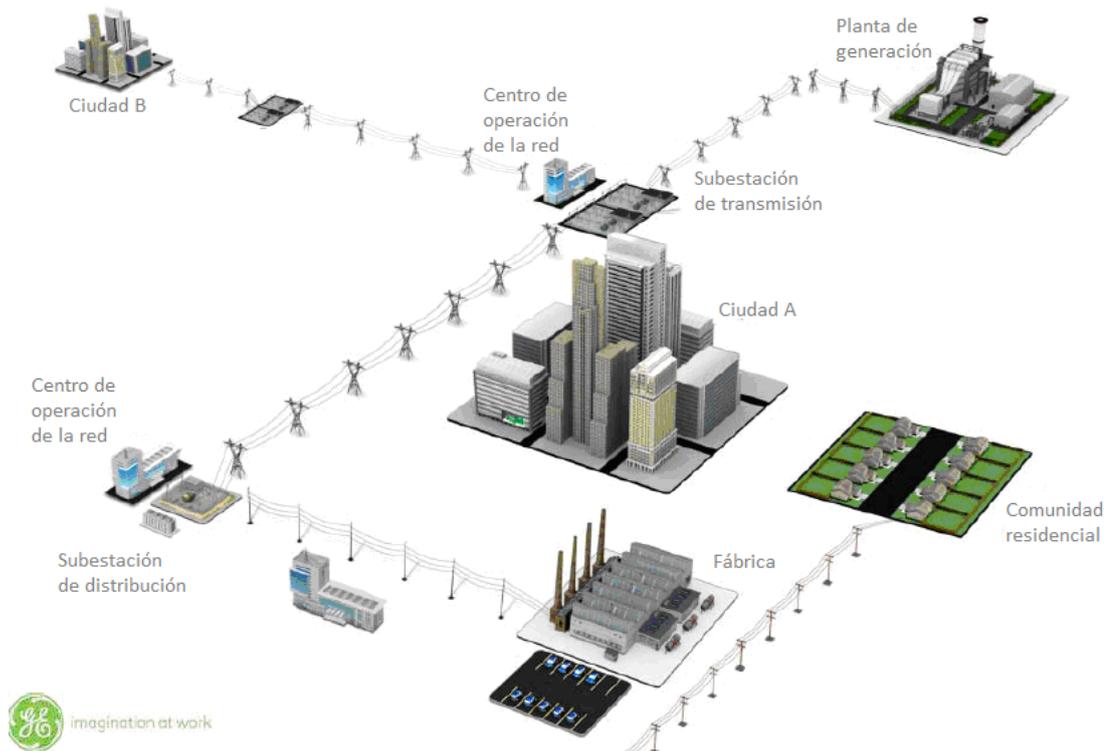


Figura1.2: Estructura actual de los Sistemas Eléctricos de Potencia [54]

1.2.2 Desarrollo Tecnológico

Durante el siglo XX, la infraestructura de las redes eléctricas y telecomunicaciones se han desarrollado de manera separada ya que el impulso de las telecomunicaciones es nuevo en comparación al desarrollo de los sistemas eléctricos. Pero en la actualidad las redes eléctricas y las telecomunicaciones se construyen en una sola infraestructura física compartida (postes, torres, conductores), como se observa en la Figura 1.3, esta tendencia supone una mejora y optimización de la gestión de las redes.

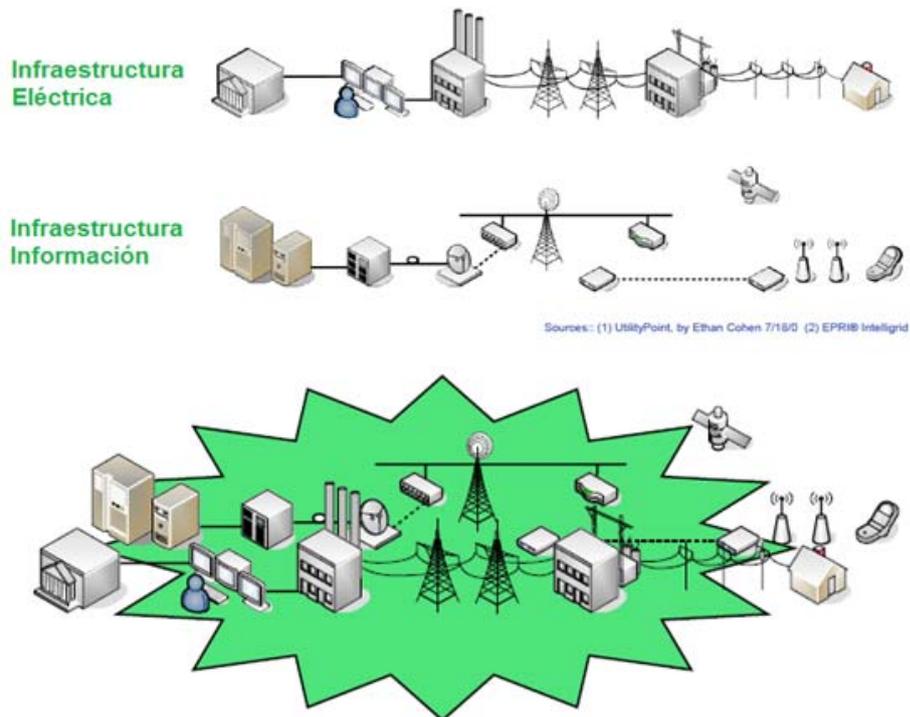


Figura1.3: Integración de la infraestructura eléctrica con la infraestructura de información [54]

El seguimiento y control del flujo de energía a lo largo de todo el SEP ha ido evolucionando a la par con el desarrollo tecnológico de nuevos y sofisticados sistemas eléctricos, electrónicos e informáticos.

Para poder plantear una Red Eléctrica Inteligente es fundamental el desarrollo tecnológico principalmente de las siguientes industrias:

- ✓ Energía Eléctrica (Energía)
- ✓ Infraestructura de Telecomunicaciones
- ✓ TI (Tecnologías de Información)

Además, avances de programas computacionales o software que son totalmente flexibles, sistemas inteligentes que permiten monitorear la infraestructura eléctrica en tiempo real, tecnologías inteligentes de detección y medición de ciertos de parámetros eléctricos y todos los avances en ingeniería relacionada con este sector.

Hoy en día el desarrollo y la globalización tecnológica permiten un mejor control y administración del SEP creando un beneficio técnico y económico tanto para las empresas que brindan servicios como para los clientes finales; pero no son lo suficientemente efectivos en atención a las demandas de la industria de la

electricidad para enfrentar los retos del nuevo siglo donde se pretende que la red eléctrica sea más flexible, robusta, autónoma, segura y mucho más eficiente.

1.3 Definición de la Red Eléctrica Inteligente

Una Red Inteligente conocida a nivel mundial como Smart Grid es la unión de varios sistemas inteligentes donde se trabaja en tiempo real para medir, monitorizar, controlar y automatizar el Sistema Eléctrico de Potencia (generación, transmisión, distribución y comercialización), verificando el flujo de energía desde la generación hasta los clientes finales. Esta nueva tecnología fundamentalmente integra toda la parte eléctrica tradicional del SEP con sistemas de información mediante una extraordinaria infraestructura de telecomunicaciones.

“No existe un planteamiento universal para una Red Inteligente”², dijo Steve Bossart, director de la división de Sistemas Eléctricos Integrados del Laboratorio Nacional de Tecnología Energética, parte del Departamento de Recursos Energéticos de Estados Unidos (DOE). “No es algo más que una visión de funcionalidad con la que la gente desearía contar para su red eléctrica. Pero las tecnologías permiten la funcionalidad”.²

La Red inteligente no es un objeto o un equipo por el contrario es una visión estratégica tecnológica que necesita de varias perspectivas y planteamientos para su realización.

La Figura 1.4 muestra la visión general de la Red Inteligente, siendo una red futurista con nuevos alcances que pueden tener conceptos difusos.

²<http://www.america.gov/st/innov-spanish/2009/April/20090417144723emanym0.2465021.html>
Ver bibliografía [17]

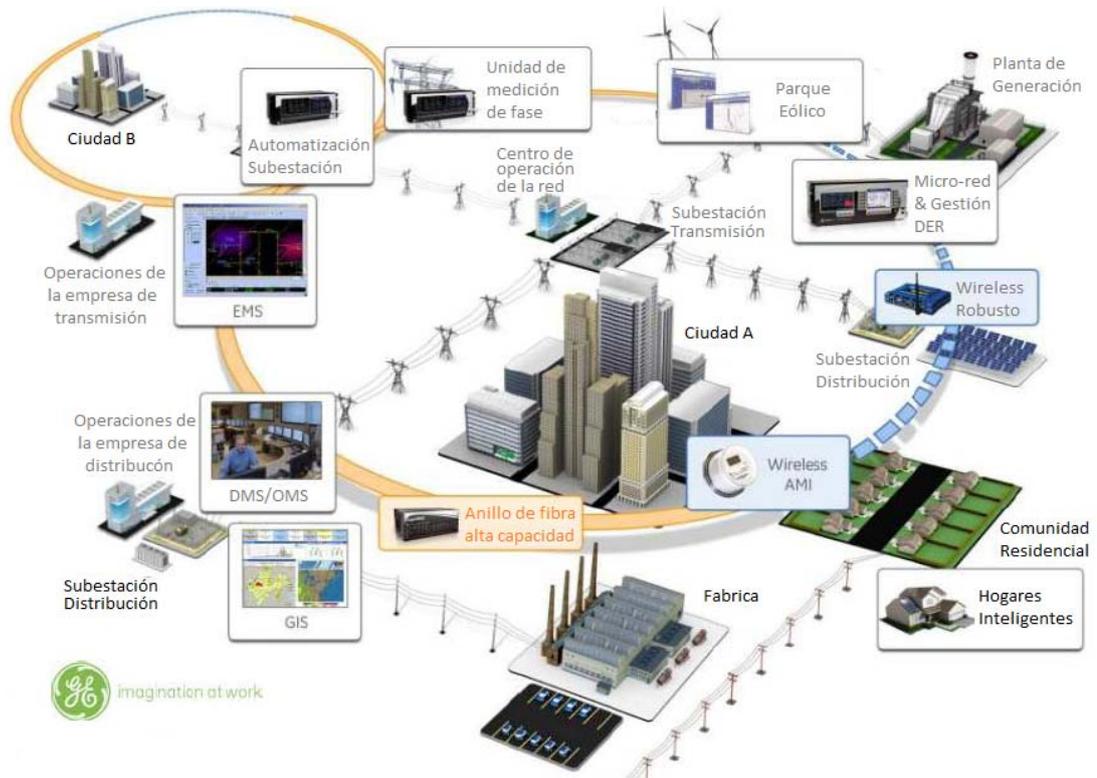


Figura1.4: Visión general de la Red Inteligente [54]

La Red Inteligente se orienta como una solución para las empresas de servicios eléctricos, ya que estos sistemas inteligentes plantean soluciones a diversos inconvenientes del sector. Como se observa en la Figura 1.4 la visión de la Red Inteligente contiene varios sistemas y equipos que están distribuidos en todo el SEP, lo cual indica una verdadera transformación en la forma de operar la red. Uno de los sistemas principales es la *Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure AMI)*, esta tecnología en principio plantea establecer un sistema de comunicación bidireccional entre la empresa suministradora de energía y los medidores instalados en el predio del cliente, con el objetivo de intercambiar valiosa información.

1.4 Descripción General de la Red Eléctrica Inteligente

La Red Inteligente se fundamenta en la implementación de tecnologías de avanzada, para realizar el control y gestión del suministro de energía mediante sistemas de información digital (varios sistemas, sensores, medidores inteligentes, entre otros) que están comunicados en-línea con todas las empresas relacionadas con el servicio eléctrico, esta situación origina la transformación de las redes eléctricas convencionales hacia redes más inteligentes que permitirán optimizar todo el SEP,

aprovechando los diversos tipos de energías renovables con un futuro sostenible, en el cual se brinden nuevas aplicaciones y servicios a la sociedad, de esta manera la modernización de la red demanda una mayor participación del cliente final.

1.4.1 Principio de Operación

La manera de operar la red eléctrica no ha tenido cambios significativos en los últimos cincuenta años, es decir que no ha evolucionado al mismo nivel para afrontar nuevos retos de seguridad, calidad de energía, soportar el uso masivo de energías renovables; en general las necesidades actuales y futuras requieren evoluciones tecnológicas significativas. Gracias al vertiginoso desarrollo tecnológico de los últimos años, hoy se puede proyectar y desarrollar la implementación de la Red Inteligente la cual contempla principios de operación y características novedosas que son la esencia de este nuevo concepto, siendo lo más significativo los siguientes dos aspectos:

- 1. El uso de las Tecnologías de Información (TI) y Comunicación:** que en inglés se conoce como *Information Technology IT*, agrupan dispositivos y técnicas que son utilizadas para la transmisión y gestión de información, principalmente informática, Internet y telecomunicaciones.

En la actualidad estas tecnologías son una verdadera solución ya que es el medio que permite el desarrollo de múltiples actividades de la mayor parte de las sociedades, por esta razón su utilización es masiva. Las Tecnologías de Información incluyen: telefonía fija, banda ancha, telefonía móvil, redes inalámbricas, computador personal, navegador de internet, sistemas operativos para computadoras, teléfono móvil, entre otras; estas tecnologías permiten el intercambio de información para ofrecer servicios como: correo electrónico, búsqueda de información, comercio electrónico, servicios móviles, entre otros.

- 2. Interoperabilidad:** Se define como “la capacidad de dos o más redes, sistemas, dispositivos, aplicaciones o componentes para intercambiar y utilizar fácilmente la información de forma segura, eficaz y con poco o ningún inconveniente para el usuario. La Red Eléctrica Inteligente será un sistema de sistemas interoperables. Es decir, diferentes sistemas serán capaces de un intercambio significativo, procesando la información. Los

sistemas compartirán un significado común de la información intercambiada y esta información provocará tipos de respuesta acordados. La fiabilidad, la fidelidad y seguridad del intercambio de información entre dos o más sistemas de Smart Grid debe lograr los niveles necesarios de rendimiento”.³

Según la definición anterior la capacidad de interoperabilidad entre sistemas sería la característica que hace más inteligente a la red eléctrica, de esta manera el nivel de inteligencia de una red dependerá directamente entre otros factores del nivel de interoperabilidad entre los sistemas empresariales, redes, dispositivos, equipos y todos los demás actores dentro de la red, siendo el concepto de interoperabilidad el principio básico de operación de la Red Inteligente.

Debemos ser conscientes que la operación de la Red Inteligente será en tiempo real o cercano a este lapso, además los volúmenes de información serán gigantescos ya que se gestionará la información de todo el SEP incluyendo a todos los clientes finales, esta situación demanda sistemas de telecomunicación con mayores capacidades de confiabilidad, seguridad, flexibilidad, entre otros requisitos para garantizar la interoperabilidad y disponer de mecanismos de defensa a posibles ataques de terrorismo informático.

Es así, que se plantean un gran desafío para todas las empresas incluyendo: entes reguladores, organizaciones de estandarización, empresas de servicios eléctricos públicas y privadas, empresas que desarrollan soluciones Smart Grid (Vendedores) y demás partes interesadas, teniendo presente y siendo muy importante las políticas de los gobiernos de turno y la visión que estos tengan en relación al sector de la electricidad.

³NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0
Verbibliografía[86]

1.4.2 Características de la Red Eléctrica Inteligente

1.4.2.1 Características de Funcionamiento

La Red Inteligente contiene varias características propias relacionadas a su funcionamiento que son aquellas particularidades que definen las funciones que debe disponer.

1. Previene y responde en base a decisiones de sistemas, fiabilidad predictiva posibilitando semi-reposición y en algunos casos auto-reposición.
2. Permite la participación activa y motivación de los clientes.
3. Funciona elásticamente frente ataques y desastres naturales.
4. Opera bajo niveles de calidad de energía óptimos.
5. Soporte a todas las fuentes de generación de electricidad y almacenamiento de energía.
6. Posibilita la creación y mejora de los mercados eléctricos, permite nuevas aplicaciones, servicios.
7. Opera eficientemente y optimiza la gestión de los activos nuevos y legados de las empresas de servicios eléctricos.

1.4.2.2 Características Comparativas

Teniendo en cuenta las características de la red eléctrica tradicional y considerando las particularidades de la Red Inteligente, se puede realizar una comparación entre ambas para notar la evolución de los SEP. La siguiente Tabla 1.1 muestra un cuadro comparativo entre la red tradicional y la red del futuro:

Tabla 1.1: Características comparativas[65]

Red del siglo XX Electromecánica

Red del siglo XXI Digital

Infraestructura eléctrica separada de la infraestructura de telecomunicaciones.	Infraestructura eléctrica compartida con la infraestructura de telecomunicaciones.
Largos tiempos de gestión y operación	Gestión y operación en tiempo real (o cercano)
Usode sistemas por separado	Integración de los Sistemas
Telecomunicaciones limitadas	Telecomunicaciones en arquitectura abierta
Comunicación en una dirección	Comunicación bidireccional
Construidas para una generación centralizada y flujos eléctricos en un solo sentido	Es capaz de integrar generación distribuida y con flujos eléctricos flexibles.
Algunos sensores	Red monitorizada y con miles de sensores
Red “ciega”	Red Auto monitorizada
Reposición manual	Reposición semi-automática y eventualmente auto-reposición
Propensa a fallos y apagones	Protecciones adaptativas
Comprobación manual de los equipos	Equipos con operación remota
Toma de decisiones de emergencia a través de comisiones y llamadas telefónicas del cliente	Decisiones basadas en sistemas de confiabilidad predictiva
Control limitado sobre el flujo de potencia	Total control sobre el flujo de potencia
Información sobre el precio de la electricidad limitado	Información total sobre el precio de la electricidad para cada momento
Consumidores con mínima elección del suministro	Consumidores con amplias posibilidades de elección

1.5 Marco y Plan de Trabajo para la Interoperabilidad de Smart Grid

1.5.1 Generalidades

En la actualidad todas las partes interesadas en la Red Inteligente concuerdan que, existe la gran urgencia de establecer estándares y protocolos que faciliten la interoperabilidad de los sistemas, ya que si no se toman las decisiones adecuadas acerca de este tema existe la posibilidad de que las tecnologías desplegadas hasta la actualidad incluyendo varios sistemas y otros dispositivos de red, queden obsoletos antes de tiempo o funcionen sin las medidas de seguridad necesarias, esto representaría grandes pérdidas económicas debido a las fuertes inversiones realizadas tanto del sector público como privado.

.Es importante que el marco de interoperabilidad sea flexible, uniforme e independiente de la tecnología, es decir que facilite la compatibilidad con nuevos e innovadores sistemas, equipos y dispositivos de la Red Inteligente.

Reconociendo la urgencia el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (National Institute of Standards and Technology NIST) ha elaborado el documento titulado “**NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards,**

Release 1.0⁴ (Marco y Plan para Estándares e Interoperabilidad de la Red Inteligente, Publicación 1.0), en el cual, entre otros temas se detalla un Modelo Conceptual de Referencia para proporcionar una guía referida al marco de interoperabilidad de los sistemas de la Red Inteligente.

1.5.2 Áreas Prioritarias

A continuación se detallan las áreas prioritarias de la Red Inteligente las cuales necesitan un enfoque inmediato para ser desarrolladas:

1. La respuesta de la demanda y la eficiencia energética de los consumidores.
2. Almacenamiento de energía.
3. Medios de Transporte Eléctrico.
4. Seguridad Cibernética.
5. Red de Comunicaciones.
6. Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).
7. Gestión de la Red de Distribución.

1.5.3 Arquitectura Definida

Los modelos de arquitectura describen las entidades e interacciones de las diferentes estructuras de un determinado sistema, una arquitectura definida permite técnicas y opciones de gestión que pueden ser utilizadas para direccionar el trabajo en curso, así también se puede gobernar la toma de decisiones sobre ajustes funcionales de un sistema, adicionalmente una arquitectura es una herramienta que ayuda a los desarrolladores y usuarios a comprender un sistema.

La Red Inteligente al igual que el Internet son sistemas débilmente acoplados, es decir que son la unión de varios sistemas ya que una arquitectura simple no sería práctica, por el contrario la arquitectura de la Red Inteligente será el resultado de la composición de varios sistemas, subsistemas y muchas arquitecturas desarrolladas de manera independiente o en conjunto con otros sistemas, este conglomerado permitirá que el sistema sea más flexible. En consecuencia no podrá existir una arquitectura única para la Red Inteligente por lo que no se puede restringir la forma en la que se

⁴NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0
Ver bibliografía [86]

implementará, pero si se puede ofrecer una guía para ayudar a las partes interesadas en la interoperabilidad de la Red Inteligente.

Las arquitecturas que formen parte de la Red Inteligente deberán estar perfectamente definidas, documentadas, ser maduras y robustas destacando los siguientes atributos:

- ✓ Soportar una amplia gama de tecnologías actuales y venideras, siendo flexible a evoluciones y compatibles con las interfaces, aplicaciones y dispositivos.
- ✓ Las interfaces que se empleen deben ser bien definidas y disponer de niveles de seguridad adecuados.
- ✓ Deben ser desarrolladas con modernas herramientas de modelación de sistemas y técnicas que permitan la mejor gestión de la información y de la complejidad de la Red Inteligente.
- ✓ Los elementos dentro de la arquitectura deben ser apropiados para soportar las distintas aplicaciones, de esta manera deben tolerar el desarrollo a gran escala, con expectativas de tiempo de vida útil de 5 a 30 años dependiendo del tipo de red.
- ✓ Lograr un equilibrio apropiado entre los enfoques para el diseño del sistema, es decir que deben cumplirse los objetivos y requisitos que se plantean en las capas superiores de la organización de Grid Wise Architecture Council GWAC (Figura 1.5), utilizando componentes básicos que estén disponibles en la actualidad o en el futuro.
- ✓ Debe estar basada en una arquitectura empresarial probada, con software y metodologías de diseño de sistemas.

1.5.4 Diferentes Capas de Interoperabilidad

La integración de los sistemas de la Red Inteligente requerirá diferentes capas de interoperabilidad, es decir la interfaz desde una conexión plug-in o inalámbrica hasta procesos y procedimientos compatibles para realizar transacciones comerciales, por esta razón y basado en el Marco de Interoperabilidad de la Red Inteligente se describe en la siguiente Figura 1.5 las capas de interoperabilidad (Grid Wise Architecture Council GWAC).

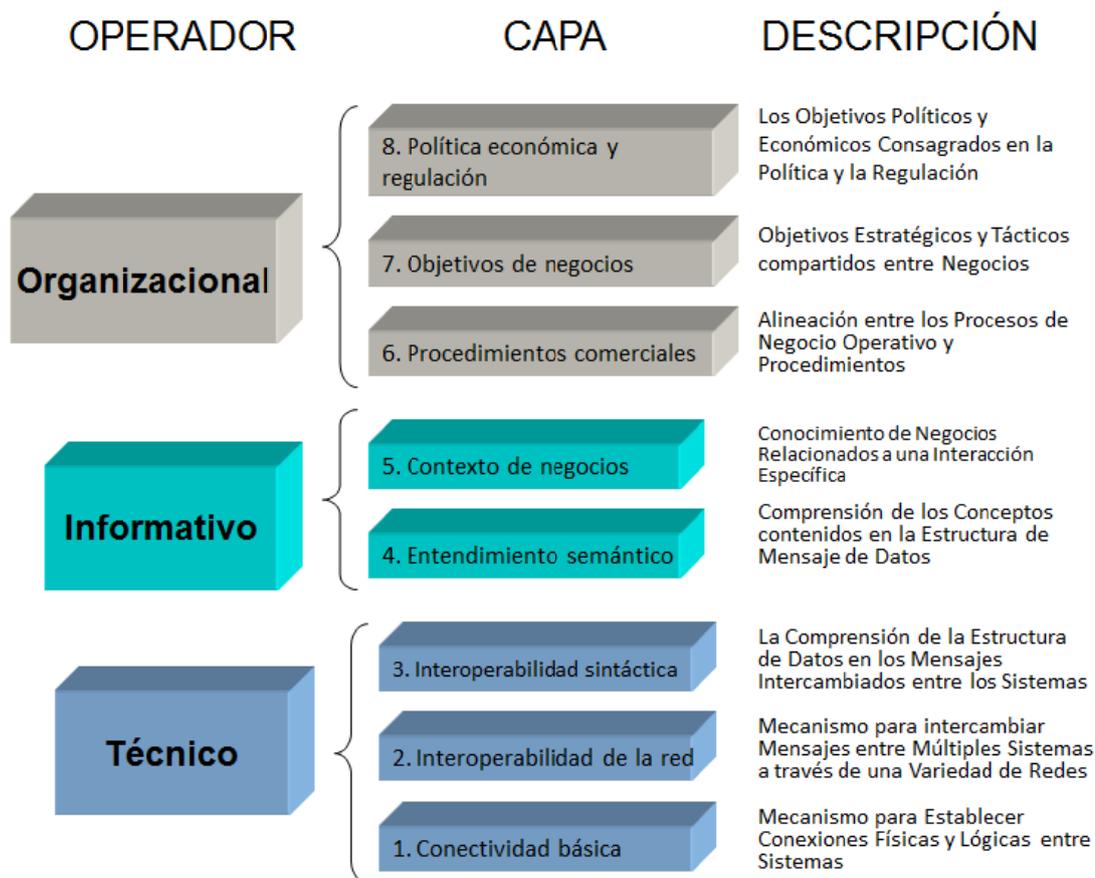


Figura1.5: Capas de Interoperabilidad según GWAC [85]

Esta figura describe ocho capas que se encuentran ordenadas en un corte vertical y representan los grados de interoperabilidad necesarios para las diferentes interacciones y transacciones dentro de la Red Inteligente, es así que las capas inferiores se consideran básicas, como la capa física del equipo y el software que son utilizados para la codificación y transmisión de datos, las capas intermedias se reservan para los protocolos de comunicación y aplicaciones, y las capas superiores están dedicadas a los negocios empresariales. La complejidad aumenta desde los niveles inferiores hasta los superiores debido al incremento de funcionalidades y capacidades, de esta manera cada capa depende y está habilitada por las capas inferiores.

“La característica más importante de GWAC es que las capas definen las interfaces conocidas: el establecimiento de la interoperabilidad en una capa pueden permitir la flexibilidad en las otras capas. El ejemplo más evidente de esto se ve en Internet: con una capa de red común de interoperabilidad, la capa de conectividad básica

puede variar de Ethernet a Wi-Fi hasta los enlaces ópticos y microondas, pero las diferentes redes pueden intercambiar información en la misma forma común”.⁵

Las ocho capas están divididas en tres Operadores los cuales obligan y delimitan los niveles de interoperabilidad.

- ✓ “**Técnico:** Hace hincapié en la sintaxis o el formato de la información, centrándose en cómo la información está representada en el medio de comunicación”.⁵
- ✓ “**Informativo:** Hace hincapié en los aspectos semánticos de la interoperabilidad, centrándose en el intercambio de información y su significado”.⁵
- ✓ “**Organizacional:** Hace hincapié en los aspectos pragmáticos (negocios y política) de interoperabilidad, especialmente relativas a la gestión de la electricidad”.⁵

1.6 Modelo Conceptual de Referencia

Como parte del documento “NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0”⁵ se ha elaborado el Modelo Conceptual de Referencia, el cual permite determinar diversas planificaciones y organizaciones de la Red Inteligente, además este modelo conceptual plantea la discusión sobre las características, usos, comportamientos, otros elementos relacionados y sus interacciones. El modelo también es una herramienta para identificar las normas y protocolos que se necesitan para garantizar la interoperabilidad de los sistemas, desarrollar robustas arquitecturas y determinar la adecuada seguridad cibernética.

Este modelo solamente es una guía y no necesariamente expresa como se debe implementar la Red Inteligente, si bien es cierto la mayoría de los SEP son similares en su parte básica, técnica y operativa, también siempre existirán diferencias en reglamentos, regulaciones, políticas, realidades sociales y otras variables que dificultan la implementación exacta de este modelo, por esta razón y teniendo en cuenta que la Red Eléctrica Inteligente es un concepto nuevo y un tanto difuso en algunas aplicaciones y definiciones, este Modelo Conceptual de Referencia se

⁵NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0
Ver bibliografía [86]

considera como una excelente guía para todas las partes interesadas en este tema, pues la transición hacia la Red Inteligente introduce nuevas consideraciones que requieren una mayor coordinación para garantizar la evolución y operatividad de los sistemas legados y futuros, ajustándose a las nuevas regulaciones y responsabilidades del sector eléctrico.

El Modelo Conceptual de Referencia presenta siete **Dominios** claramente establecidos, los cuales se describen en la siguiente Tabla 1.2:

Tabla 1.2: Dominios y actores en el Modelo Conceptual [86]

Dominio	Actores en el Dominio
Clientes	Son los consumidores finales de la energía, con la característica particular de que ellos también pueden generar, almacenar y administrar el uso de la energía. Para identificar a los clientes tradicionalmente se los clasifica en su propio sub-dominio: residenciales, comerciales e industriales.
Mercados	Son los operadores y participantes en los mercados de la electricidad.
Proveedores de servicios	Son las organizaciones que proporcionan servicios a los clientes y empresas eléctricas (terceras partes).
Operadores	Son los gestores del suministro de la electricidad.
Generación (gran escala)	Los generadores de grandes cantidades de energía eléctrica, también pueden almacenar energía.
Transmisión	Las compañías dedicadas a la transmisión de energía a grandes distancias, también pueden almacenar y generar energía eléctrica.
Distribución	Los distribuidores de electricidad hacia y desde los clientes. También puede almacenar y generar electricidad.

La Figura 1.6 muestra el flujo eléctrico que recorre los Dominios de Generación, Transmisión, Distribución y Cliente como tradicionalmente se lo realiza, mientras que el flujo de información lo comparten los siete dominios y están interconectados entre sí.

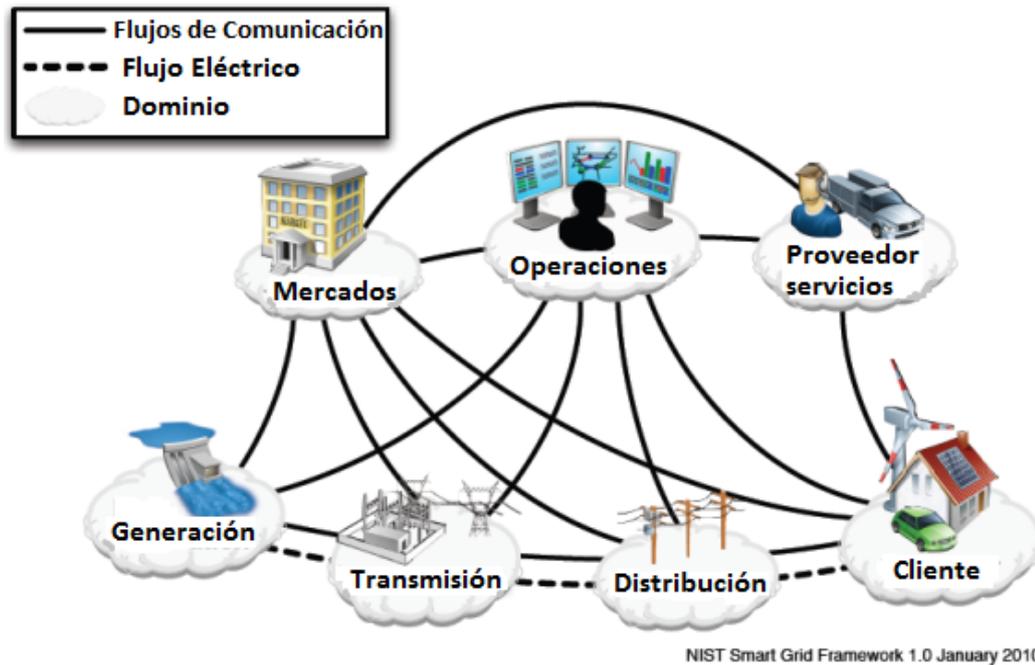


Figura 1.6: Interacción entre los dominios de Red Inteligente a través de flujos de comunicación y flujos eléctricos [86]

El análisis con detalle de cada dominio y sus propias características se lo realizará posterior al entendimiento de la siguiente Figura 1.7, la cual indica las comunicaciones de red de cada uno de los siete dominios a través de *actores* que interactúan para realizar *aplicaciones* de la Red Inteligente.

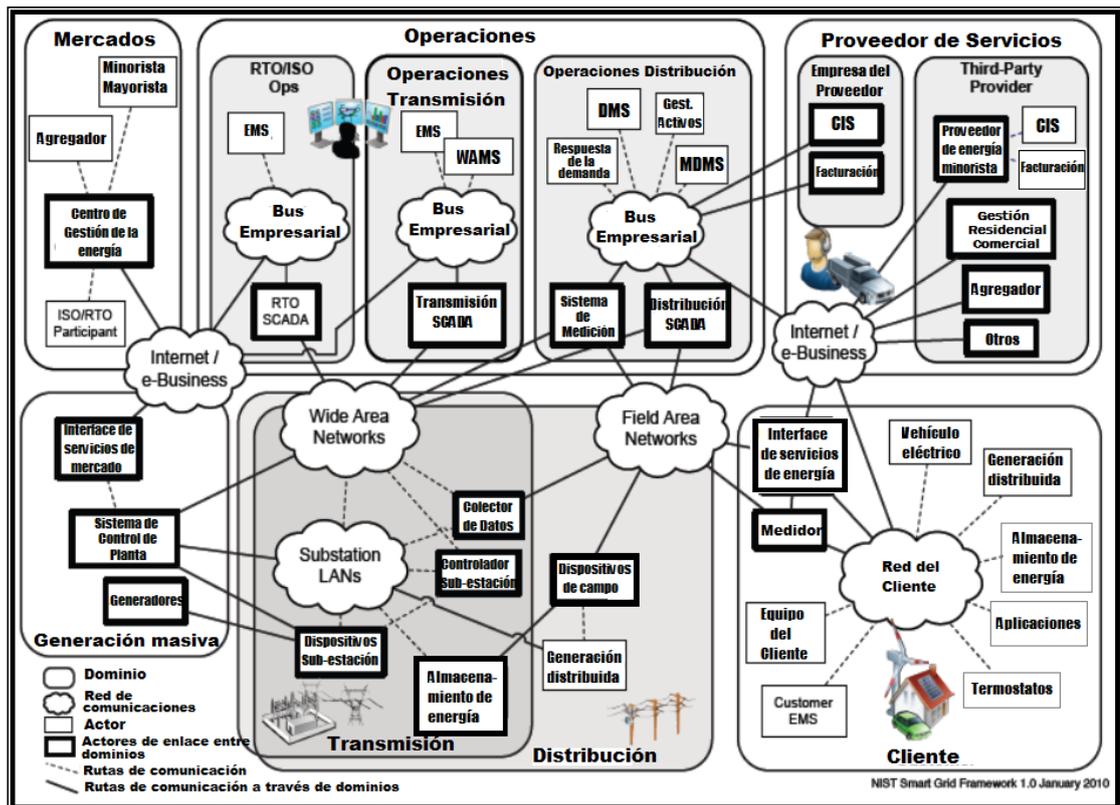


Figura 1.7: Diagrama de Referencia Conceptual para la red de información de la Red Eléctrica Inteligente [86]

Los conceptos de los términos claves de este diagrama se ponen a consideración en la siguiente Tabla 1.3:

Tabla 1.3: Conceptos claves del Diagrama de Referencia Conceptual [86]

<p>Dominio: son los siete dominios definidos para la Red Eléctrica Inteligente los cuales fueron descritos de manera general en la Figura 1.6, básicamente un Dominio es “una agrupación de alto nivel de organizaciones, edificaciones, individuos, sistemas u otros actores que tienen objetivos similares, que se basan o participan en similares tipos de aplicaciones. Las comunicaciones entre los actores en el mismo dominio pueden tener características y requisitos similares. Los dominios pueden contener sub-dominios. Por otra parte, los dominios tienen mucha superposición de funcionalidades, como en el caso de los Dominios de la Transmisión y Distribución. La Transmisión y Distribución a menudo comparten redes y por tanto, se representan como superposición de dominios.”⁶Es importante señalar que los dominios no son organizaciones.</p> <p>Actor: “Un actor es un dispositivo, sistema informático, programa de software o el individuo u organización que participa en la Red Inteligente. Los actores tienen la capacidad de tomar decisiones, intercambiar información con otros actores. Las organizaciones pueden tener actores en más de un dominio. Los actores que se muestra aquí son ejemplos representativos, pero no son</p>
--

⁶NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0
Ver bibliografía [86]

todos los actores de Smart Grid. Cada actor puede existir en diferentes variedades y en realidad pueden contener otros actores dentro de ellos.”⁷

Aplicaciones: La toma de decisiones e intercambio de información sirven para ejecutar las aplicaciones, las cuales son tareas realizadas por los actores de uno o más dominios, las aplicaciones más comunes pueden ser la automatización del hogar, generación de energía solar, almacenamiento de energía, gestión de la energía, entre muchas otras.

Enlace entre actores (Gateway): representa un enlace entre “un actor en un dominio que interactúa con actores en otros dominios o en otras redes. Los enlaces entre actores pueden utilizar una variedad de protocolos de comunicación, por lo tanto, es posible que un Gateway pueda utilizar un protocolo de comunicación diferente a otro actor en el mismo dominio o utilice múltiples protocolos simultáneamente.”⁷

Red de información: una red de información es una colección, o conjunto de computadores interconectados, dispositivos de comunicación e información y tecnologías de comunicaciones. Las tecnologías en una red intercambian información y comparten recursos. Smart Grid consiste en muchos diferentes tipos de redes, las cuales no todas se muestran en el diagrama. Las redes incluyen: Bus Empresarial, Red de Área Amplia (Wide Area Networks WAN) conectan sitios geográficamente distantes, Red de Área de Campo (Field Area Networks FAN) que conectan los dispositivos de campo tales como los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) que controlan interruptores y transformadores y las Redes en los Predios (Premises Networks) que incluyen redes de los clientes, así como redes de las empresas de servicios públicos dentro del dominio del cliente. Estas redes pueden ser implementadas usando las redes públicas y privadas en combinación (por ejemplo, Internet).

Rutas comunes de acceso (Comunicaciones): “Muestra el intercambio lógico de los datos entre los actores o entre actores y redes”.⁷ Son las rutas de comunicación de la Figura 1.7.

El Diagrama descrito en la Figura 1.7 es una representación general y facilita una perspectiva global de la interacción de los dominios y actores de la Red Inteligente, ya sea dentro de cada dominio o entre dominios, también se puede identificar potenciales aplicaciones, posibles vías de comunicación y nuevas capacidades de interacción entre los sistemas empresariales de cada organización que participe en la red. Dentro de este diagrama se involucra la participación de los RTOs/ISOs, los cuales son los operadores del sistema.

Los dominios son representaciones lógicas que están basadas en la situación actual y en la visión de la red eléctrica, ya que en el futuro los dominios podrían combinarse

⁷NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0
Ver bibliografía [86]

(Ejemplo: Transmisión y Distribución), y otros dominios pueden disminuir en importancia (Ejemplo: en el futuro, posiblemente la generación tradicional podría tener menos importancia que la micro-generación a nivel local).

En general, los actores que se ubican en un mismo dominio comparten objetivos similares para permitir funcionalidades inteligentes, a menudo se necesita la interacción de los actores de un dominio en particular con actores de otros dominios, a través de enlaces que se muestran en la Figura 1.7, por otra parte las comunicaciones en el mismo dominio no necesariamente tendrán características y requerimientos similares. Existen también determinados dominios que pueden contener elementos en otros dominios como por ejemplo la empresa distribuidora de energía no está comprendida solamente en el dominio de la Distribución, pues comparte actores en el Dominio de la Transmisión, tiene actores en el dominio del Cliente (medidor) y en el Dominio de las Operaciones (MDM, DMS), entre otros.

Pueden existir variaciones tanto en el diagrama de la Figura 1.6 como el Diagrama de la Figura 1.7, pues estos diagramas “se destinan a la ayuda en el análisis y no es un diagrama de diseño que define una solución y su implementación. En otras palabras, el Modelo Conceptual es descriptivo y no prescriptivo. Su finalidad es fomentar la comprensión de Smart Grid, complejidades operacionales, pero no establecen cómo se implementará la Red Inteligente”.⁸

Para fines de este trabajo de tesis en el diagrama de la Figura 1.7 se identifica el Sistema de Medición Inteligente el cual enlaza: el medidor del cliente, la red de comunicación, los sistemas empresariales de gestión y se ubica desde las operaciones de la distribución hasta el predio del cliente; como se puede observar el Sistema de Medición Inteligente tan solo es una parte de la Red Inteligente pero es muy importante para la integración con el consumidor final. El análisis del Sistema de Medición Inteligente se lo realizará más adelante en los capítulos II y III.

1.6.1 Dominios del Modelo Conceptual de Referencia

Como se ha mencionado anteriormente el Modelo Conceptual de Referencia contiene dominios, actores, aplicaciones, asociaciones, interfaces entre otros

⁸NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0
Ver Bibliografía [86]

elementos, estos conceptos ya han sido definidos, para especificar el estudio de cada dominio (incluyendo el diagrama de la Figura 1.6) se puede representar dos niveles como se ilustra en la Figura 1.8. Todos los interesados en este modelo son alentados a crear niveles adicionales o identificar actores en determinados niveles para plantear la discusión sobre la interacción de los elementos de la Red Inteligente.

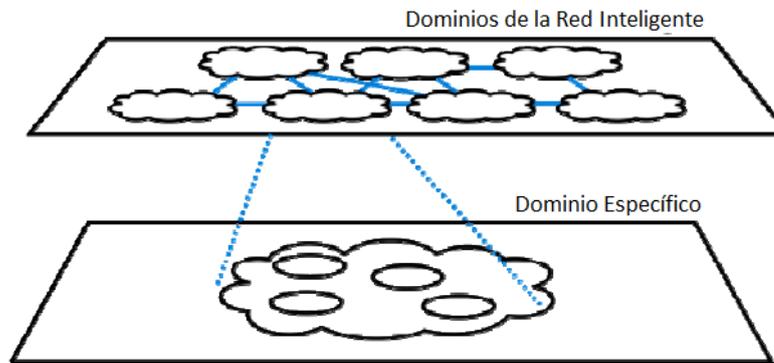


Figura1.8: Niveles adicionales del diagrama de dominios [88]

La figura anterior ilustra el tipo y el alcance de las interacciones dentro de un dominio particular y entre dominios, siendo el objetivo primordial de los diagramas de dominio proporcionar un marco para debatir el sistema eléctrico actual y la evolución de la Red Inteligente. Cabe indicar nuevamente que los diagramas considerados en lo posterior, tal como se los presentan, no procuran ser exhaustivos y perfectos en la identificación de actores y vías de comunicación, ya que esta tarea se resolverá en el transcurso de la elaboración y consolidación de los casos de uso de la Red Inteligente.

1.6.1.1 Dominio del Cliente

El cliente es la última instancia de la Red Inteligente ya que en este dominio la energía es consumida. Los actores de este dominio interactúan para facilitar aplicaciones que permitan a los clientes gestionar su propia energía, es decir se brinda opciones para tomar decisiones sobre sus consumos y su propia generación de energía, adicionalmente algunos actores posibilitan el intercambio de información entre el Dominio del Cliente y los otros dominios.

Los límites de este dominio generalmente son el contador eléctrico que pertenece a la empresa de servicios públicos y la Interface de Servicios de Energía (Energy Services Interface ESI). La ESI proporciona la interface segura para que se realicen

las interacciones entre el consumidor y la o las empresas de servicios relacionadas, como por ejemplo puede servir para la interface del Sistema de Automatización de Edificios (Building Automation System, BAS) o del Sistema de Gestión de Energía del cliente (Energy Management System, EMS).

El Diagrama del Dominio del Cliente se presenta en la siguiente Figura 1.9:

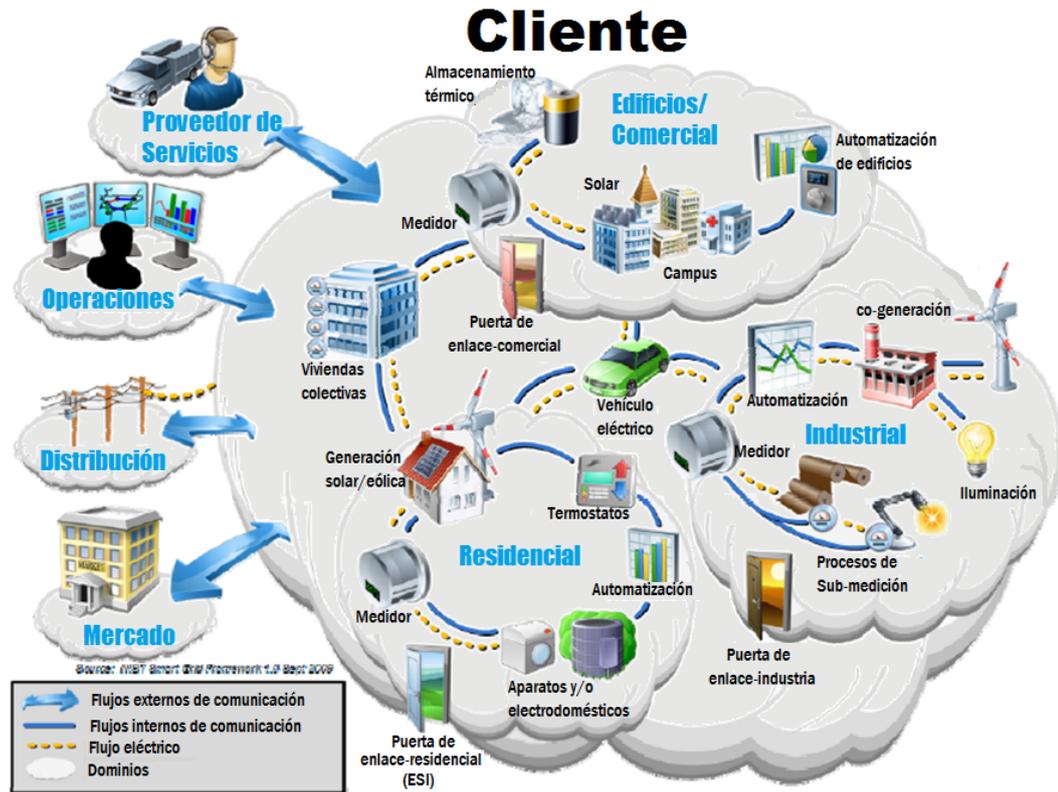


Figura1.9: Visión general del Dominio del Cliente [86]

Como se observa en la figura anterior el Dominio del Cliente está acoplado eléctricamente con el Dominio de la Distribución e intercambia flujos de información con los dominios de: Distribución, Operaciones, Mercado, Proveedor de Servicios. Este dominio se divide en tres sub-dominios los cuales comprenden al sector residencial, comercial (grandes edificios) e industrial.

Cada sub-dominio dispone de varios actores y aplicaciones que pueden estar compartidos entre otros sub-dominios. El medidor inteligente es uno de los actores fundamentales al igual que las puertas de enlace que se disponen en los tres sub-dominios, estas son ESI y pueden contenerse en el propio medidor o en el Sistema de Gestión de Energía EMS o simplemente ser una puerta de enlace totalmente independiente. El EMS es el principal punto de entrada para lograr la

integración con el cliente realizando la comunicación con otros dominios a través de sistemas AMI; adicionalmente el EMS puede comunicarse con los aparatos y/o electrodomésticos inteligentes del cliente a través de una Red de Área Domestica (Home Area Network HAN) u otro tipo de red de área local y puede habilitar aplicaciones como: control de carga a distancia, monitoreo y control de la generación distribuida, visualización del consumo de energía, lectura de medidores de agua y gas, entre otras. Para fines de mantener la adecuada seguridad cibernética el EMS puede generar reportes y proporcionar auditorias, para controlar y comparar los flujos de información. Cabe señalar que el EMS es una de las formas de comunicación con el cliente ya que pueden existir más vías de comunicación.

1.6.1.2 Dominio del Mercado

En este dominio se realiza las transacciones de compra y venta de energía, por lo cual sus actores ejecutan tareas para intercambiar precios, equilibrar la oferta y demanda de energía. Los límites del Dominio del Mercado son el Dominio de las Operaciones, Generación, Transmisión y Cliente.

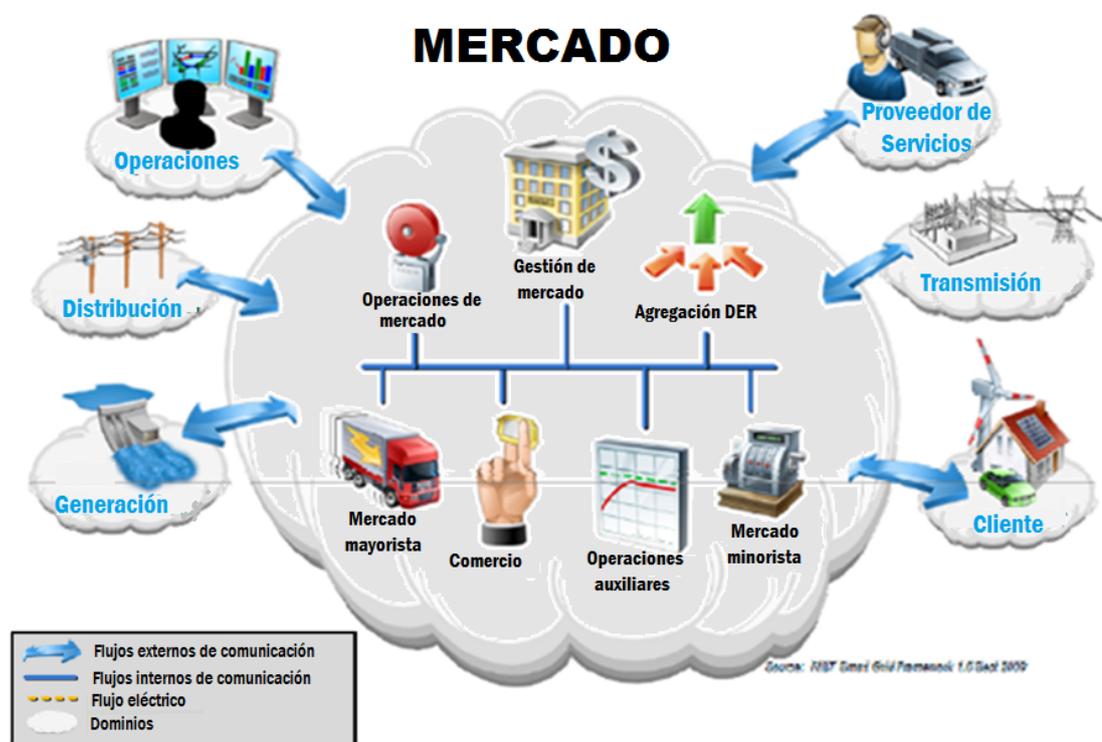


Figura1.10: Visión general del Dominio del Mercado [86]

Para realizar el equilibrio entre la producción y consumo de energía son fundamentales las comunicaciones entre el Dominio de Mercado y los Dominios de

Generación y Transmisión, debido a que el despacho económico involucra la interacción de estos dominios. Los Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources DER) se refieren a sistemas que permiten la generación de energía a pequeña escala, sistemas de almacenamiento de energía y se pueden encontrar en el Dominio de la Transmisión, Distribución y Cliente. Los DER típicamente son pequeños generadores y se sirven a través de Agregadores, en la actualidad la participación de los DER en los mercados eléctricos es mínima pero con la evolución de la Red Inteligente se espera una mayor participación a través de diferentes interacciones.

Las comunicaciones es un tema crítico para las interacciones del Dominio del Mercado ya que deben soportar estándares de negocios electrónicos para ser integrados y no rechazados, por lo cual estas comunicaciones deben ser auditables para fines de seguridad.

Este dominio tiene varios desafíos que a futuro se consideran de alta prioridad tales como: proporcionar precios de las tarifas y las señales de los DERs a cada subdominio del cliente, simplificar las reglas del mercado para que los consumidores finales puedan participar sin mayores inconvenientes, ampliar las capacidades de los Agregadores, permitir la interoperabilidad de todos los proveedores y consumidores de energía, gestionar el crecimiento de los proveedores minoristas y mayoristas de energía, evolucionar los mecanismos de comunicación de los precios y características de la energía entre los Dominios de Mercado y Cliente, en otras palabras el gran reto de este dominio es poder proporcionar más información confiable y segura acerca del mercado eléctrico.

1.6.1.3 Dominio de Proveedor de Servicios

Este dominio contiene actores que prestan servicios para soportar los procesos de negocios de los Dominios de Generación, Transmisión, Distribución y Cliente, estos procesos de negocios se refieren a: facturación, manejo de las cuentas de los clientes, servicio al cliente, entre otros, es decir que corresponden a la gestión comercial de la energía, estas tareas son tradicionales y pueden ser independientes o formar parte de una empresa de distribución como es el caso actual del sector eléctrico ecuatoriano (dentro de la empresa distribuidora existe una área que se encarga del proceso de comercialización de la energía).

El Dominio de Prestación de Servicios, en su tarea principal relacionada con la comercialización de energía se considera un dominio independiente debido al modelo de competencia del mercado eléctrico, el cual impulsa la liberación de la generación y comercialización de energía para permitir la participación y competencia de las empresas que generan y comercializan energía, este modelo depende de la política de cada país.

En este dominio también se pueden realizar tareas más avanzadas como la gestión del uso de energía del cliente y generación a nivel residencial, puntualizando que en el futuro este dominio se puede ampliar y evolucionar ya que pueden emerger nuevos servicios. La visión general del Dominio del Proveedor de Servicios se presenta a continuación en la Figura 1.11:



Figura1.11: Visión general del Dominio de Proveedor de Servicio [86]

Como se observa en la figura anterior el Dominio de Proveedor de Servicio se enlaza con los Dominios de Mercado, Operadores y Cliente. Las comunicaciones entre este dominio y el Dominio de las Operaciones son críticas para controlar el sistema y conocer su estado; las comunicaciones con el Dominio Mercado y Cliente son fundamentales para permitir el crecimiento económico mediante la puesta en marcha de nuevos y mejores servicios inteligentes, por ejemplo el Dominio de Proveedor de Servicios puede ser la interface con el Dominio del Cliente para permitir la

integración de los consumidores al mercado o mercados eléctricos a través de interacciones.

Las empresas dedicadas al negocio de prestación de servicios eléctricos podrán en el futuro crear nuevos e innovadores servicios y productos en demanda de las nuevas exigencias de la Red Inteligente, para satisfacer determinadas necesidades de los clientes. La implementación de nuevos servicios representa oportunidades de un significativo crecimiento económico. La prestación de servicios existentes y/o emergentes no debe poner en riesgo la seguridad cibernética, confiabilidad del suministro y la estabilidad de la red eléctrica.

Los principales desafíos de este dominio son el desarrollo de adecuadas interfaces y normas que posibiliten el dinamismo del mercado y protejan la infraestructura de la red. Los beneficios del dominio de Proveedor de Servicios incluyen entre otros lo siguiente:

- ✓ Permitir la participación en el mercado de terceras partes para ofrecer productos y servicios de valor agregado a los clientes, empresas de servicios con costos competitivos.
- ✓ Disminuir los costos del servicio de comercialización de energía para los otros dominios de la Red Inteligente.
- ✓ Disminución en el consumo y aumento en la generación de energía a nivel local ya que los clientes se integran en la cadena de suministro energético.

1.6.1.4 Dominio de las Operaciones

Todos los actores que se encuentren contenidos en este dominio son responsables del correcto funcionamiento del sistema eléctrico en general, en la Figura 1.12 se indican las aplicaciones de este dominio. En la actualidad, típicamente las operaciones del sistema lo realiza una determinada organización, pero la propia evolución de la Red Inteligente permitirá que el control de las operaciones sea más adecuado y eficiente.

Por ahora no importa la evolución de los Dominios del Mercado y Proveedor de Servicios ya que aún existen operaciones básicas de la red eléctrica que necesitan ser realizadas.

La visión general del Dominio de Operaciones se presenta a continuación en la Figura 1.12:



Figura 1.12: Visión general del Dominio de las Operaciones [86]

Los actores de este dominio no se encuentran en una sola organización o empresa como tal, además comparten operaciones en diferentes dominios como por ejemplo en el Dominio de la Transmisión se utilizan los Sistemas de Gestión de Energía EMS para asegurar la confiabilidad y eficiencia de la red de transmisión, por otra parte en el Dominio de la Distribución se utilizan Sistemas de Gestión de la Distribución DMS para analizar y realizar las tareas correspondientes.

1.6.1.5 Dominio de la Generación

Las aplicaciones del Dominio de la Generación corresponden a los primeros procesos que se realizan para entregar la electricidad a los clientes, esto se detalla en la Figura 1.13. Este dominio realiza el proceso de generación de energía a través de la utilización de otras fuentes primarias que se utilizan para este propósito.

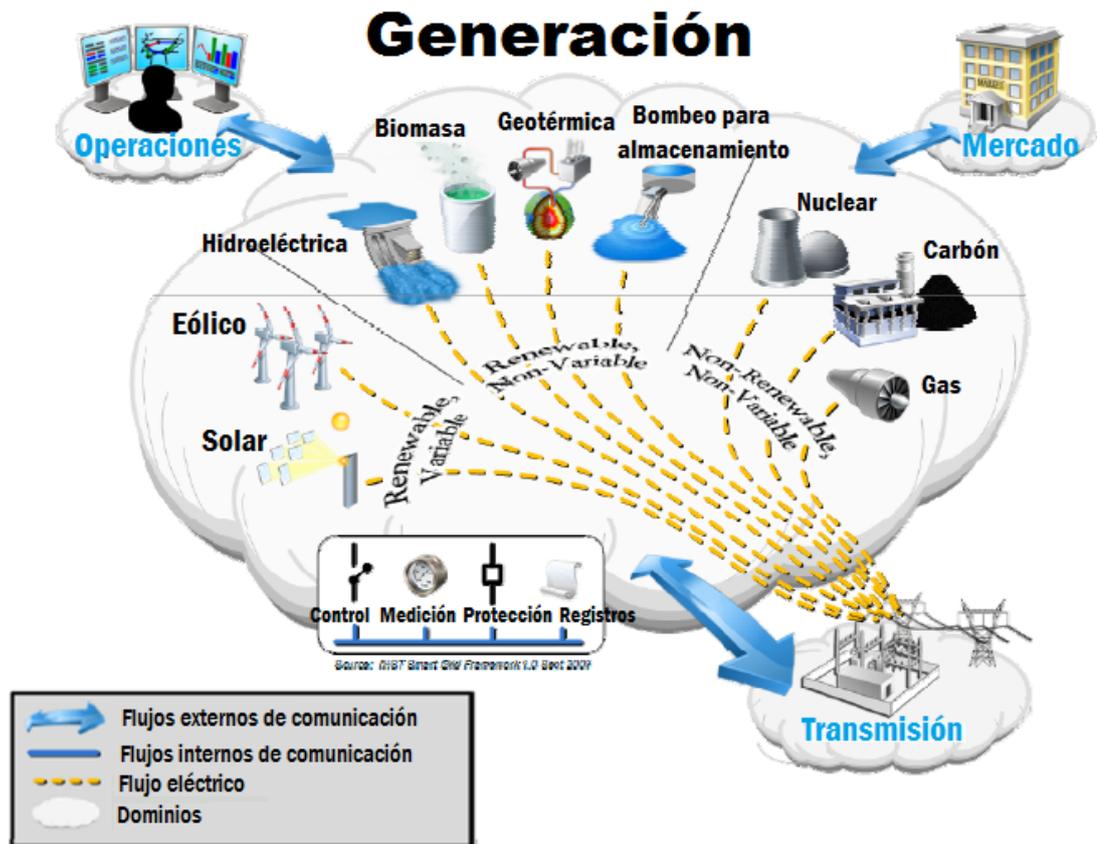


Figura1.13: Visión General del Dominio la Generación (a nivel masivo) [86]

Como se observa en la figura anterior existen tres maneras claramente definidas de generar electricidad: Energías renovables intermitentes, Energías renovables no intermitentes, Energías no renovables no intermitente.

El Dominio de la Generación está conectado eléctricamente al Dominio de la Transmisión, siendo éste su límite, además mantiene comunicaciones con los Dominios de las Operaciones, Mercados y Transmisión.

Al existir la conexión física entre el Dominio de la Generación y Transmisión las comunicaciones e interfaces entre estos dominios son críticas para mantener la cadena de entrega de energía al cliente. Los correspondientes operadores dentro de este dominio debe comunicar el rendimiento, calidad, la insuficiencia de generación solar y eólica principalmente, y las fallas de los generadores con el objetivo de buscar opciones mediante otras fuentes de energía para abastecer al Dominio de la Transmisión. La falta de productividad de energía puede presentarse de forma directa en el Dominio de las Operaciones o indirectamente en el Dominio del Mercado.

Este dominio tiene retos que afrontar para el futuro tales como la reducción de emisiones de gases la ambiente, aumentar la cantidad de fuentes de energías renovables, implementar sistemas de almacenamiento de energía para solucionar los problemas de intermitencia de las energías renovables. Los actores que se encuentran en este dominio realizan tareas operacionales propias de la generación de energía, para lo cual disponen de relés de protección, unidades terminales remotas, equipo de monitoreo, registros de fallas, interfaces de usuarios, controladores lógicos programables, entre otros sistemas y equipos.

1.6.1.6 Dominio de la Transmisión

En este dominio se realiza el transporte masivo de energía desde los generadores hasta las subestaciones de distribución, por lo que existe una conexión eléctrica hacia el Dominio de la Generación y Distribución como se muestra en la Figura 1.14.

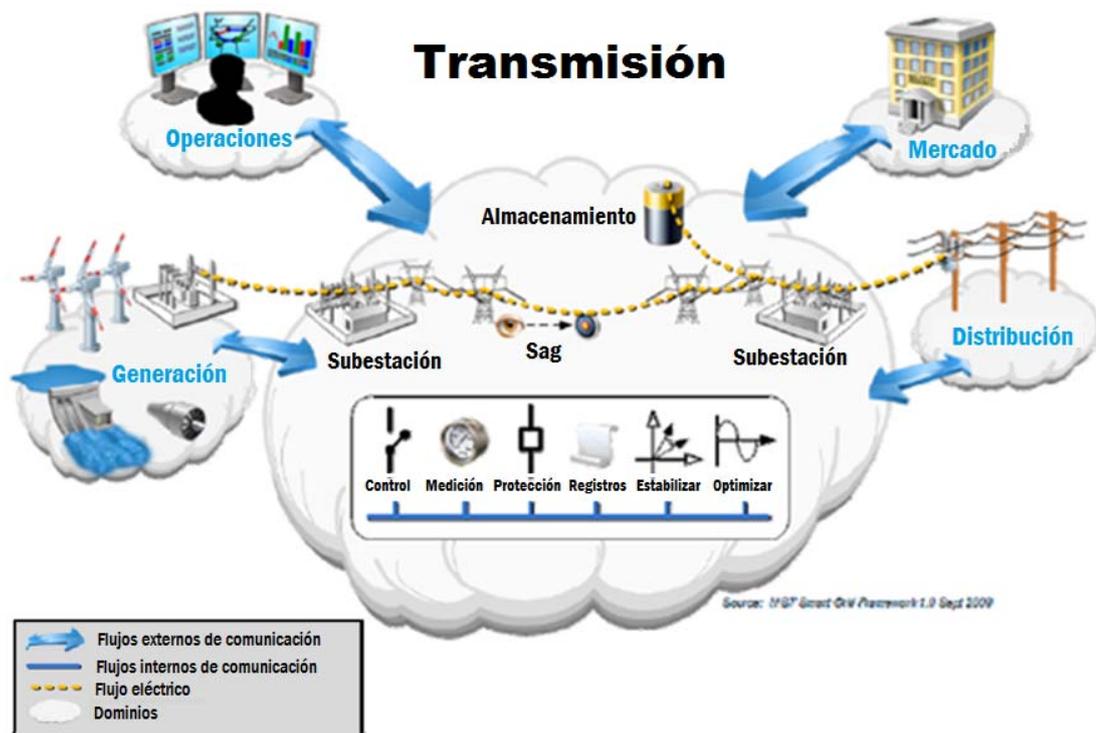


Figura 1.14: Visión general del Dominio la Transmisión [86]

La transmisión de energía es un monopolio natural y se la realiza por intermedio de una sola organización encargada de velar por la estabilidad de la red mediante el equilibrio entre la oferta y demanda de energía.

La mayoría de actividades en el Dominio de la Transmisión se encuentra en una subestación y los actores de este dominio incluyen: unidades terminales remotas,

medidores en las subestaciones, relés de protección, monitoreo de la calidad de energía, unidades para la medición fasorial, monitoreo de perturbaciones, registros de fallas interfaces en la subestación. Este dominio puede disponer de Recursos Energéticos Distribuidos DER por lo que se puede encontrar sistemas de almacenamiento de energía o unidades de generación que funcionen en horas pico.

1.6.1.7 Dominio de la Distribución

Como podemos observar en la Figura 1.15 el Dominio de la Distribución está conectado eléctricamente al Dominio de la Transmisión y Cliente, adicionalmente este dominio contiene sistemas de almacenamiento de energía, generación distribuida y conecta los sistemas de medición del cliente (medidor inteligente). Los sistemas de distribución generalmente tienen tres estructuras de red que pueden ser radial, anillo y malla, dependiendo de la estructura que se disponga la confiabilidad de la red es mayor o menor.

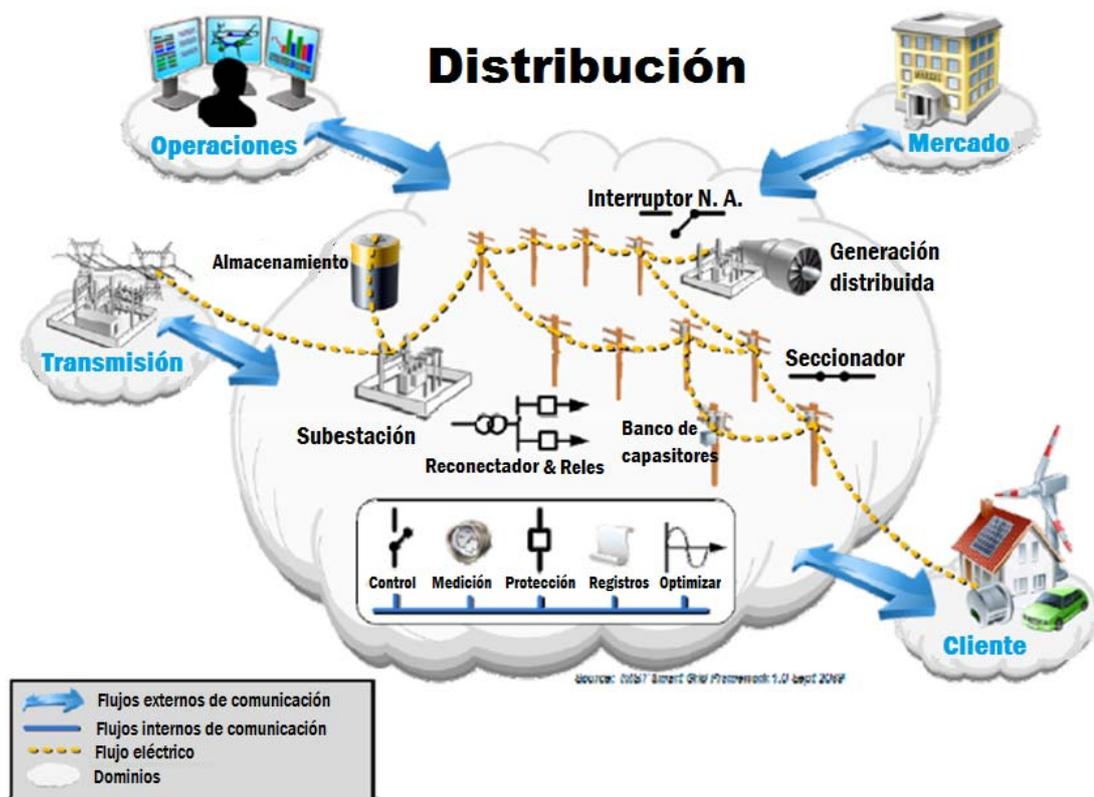


Figura1.15: Descripción del Dominio de Distribución [86]

Por mucho tiempo casi toda la telemetría de la red de distribución y sus comunicaciones hacia otros dominios se han realizado por personal humano, además el principal censor del sistema de distribución ha sido la llamada telefónica del

cliente que reporta sus quejas y problemas, esto inicia el despacho de personal (cuadrilla) al campo para revisión y restauración del servicio.

Esta situación está cambiando debido a la implementación de sistemas inteligentes que optimizan las tareas de este sector, uno de los grandes adelantos son los sistemas de comunicaciones bidireccionales entre la empresa y el cliente, el siguiente paso es permitir que la infraestructura eléctrica soporte el intercambio de flujos de potencia, es decir que el cliente además de recibir y consumir energía, pueda generar y aportar a la red. Para este propósito, en el futuro el Dominio de la Distribución será objeto de un constante intercambio de información en tiempo real con el Dominio de las Operaciones para gestionar el posible intercambio de flujos de energía, esta situación tendrá un gran impacto fundamentalmente en el dinamismo de los mercados eléctricos y en los factores de seguridad para permitir estas novedosas operaciones. En este ámbito las comunicaciones entre el Dominio del Mercado y la Distribución se tornan fundamentales, de tal manera, se podría influir en los niveles de consumo y generación.

En algunos casos, el dominio de Proveedor de Servicios (comercialización de energía) puede utilizar la infraestructura de comunicaciones del Dominio de la Distribución para comunicarse con el cliente, gestionar sus consumos y aportes energéticos.

1.6.2 Redes de Información de la Red Inteligente

La Red Inteligente no sólo será un sistema de sistemas, sino también una red de redes de información, lo cual implica la unión de sistemas y redes interconectados para proporcionar múltiples servicios de extremo a extremo, esta situación demanda un análisis sobre la red de comunicaciones y sus requisitos, esto involucra considerar las restricciones de seguridad de la información y la interfaz asociada para una determinada aplicación. En la actualidad la mayoría de empresas de servicios eléctricos poseen redes de comunicación que son utilizadas para propósitos específicos, pero para cumplir con los objetivos de la Red Inteligente se requiere una notable mejora que permita el flujo seguro y confiable de información entre dominios, actores, dispositivos inteligentes y aplicaciones. Algunos de los requisitos generales y no específicos de la red de comunicaciones incluyen:

- ✓ Permitir la gestión de las funcionalidades, actividades y dispositivos de red, incluyendo el monitoreo del estado, la detección de fallas, aislamiento y recuperación.
- ✓ Capacidad para identificar de forma exclusiva las direcciones de red, dispositivos y elementos.
- ✓ Disponer de capacidades de enrutamiento para todos los puntos finales de red.
- ✓ Calidad de servicio para una amplia gama de aplicaciones con diferentes anchos de banda.

El protocolo de Internet basado en IP es uno de los más adecuados para las redes comunicaciones de la Red Inteligente. Esta tecnología presenta varias ventajas ya que el protocolo IP dispone de múltiples normas maduras y su utilización es bastante amplia tanto en redes públicas y privadas.

Algunas de los beneficios de la tecnología IP incluyen:

- ✓ Permite un enlace entre las aplicaciones y el medio de comunicación.
- ✓ Permite el desarrollo de aplicaciones independiente de la infraestructura de comunicaciones, pues el protocolo IP soporta instalaciones cableadas o inalámbricas.
- ✓ Permiten compartir el ancho de banda.
- ✓ Ofrece mayores capacidades dinámicas de enrutamiento.
- ✓ El diseño de una red IP es fácil y escalable, es decir que se puede extender el margen de operaciones sin perder calidad, por lo que fácilmente se podría agregar dispositivos inteligentes a la red, como medidores, electrodomésticos inteligentes, entre otros.

Esta tecnología al ser escalable permite la rápida expansión de la Red Inteligente por lo cual muchos dispositivos se incrementarán considerablemente, esta situación requiere que también se incrementen el número de direcciones IP necesarias para su identificación. Para los requisitos de la Red Inteligente es necesario un exhaustivo análisis para seleccionar el protocolo IP más adecuado, teniendo presente los niveles de seguridad cibernética, por lo que para el óptimo funcionamiento de las redes de comunicación se deberá identificar y desarrollar protocolos claramente definidos basados en estándares que permitan el desempeño adecuado. Esta tarea puede ser larga

debido a que varios conjuntos de sistemas y dispositivos se interconectarán en la Red Inteligente, por lo que se necesitará varios protocolos IP que soporten esta particularidad de la red de información.

1.6.3 Seguridad Cibernética en Sistemas de Comunicación de la Red Inteligente

En el proceso de diseño de la Red Inteligente es fundamental elaborar un plan para determinar las características que debe tener la seguridad cibernética de los sistemas de comunicación, para garantizar el intercambio seguro de información. Es evidente que existen riesgos de seguridad para cualquier red de información motivado por muchas causas como: empleados insatisfechos, espionaje, terrorismo informático, entre otros, por lo que la tarea principal es reducir posibles conflictos y ataques deliberados para garantizar la disponibilidad y acceso de la información para las partes interesadas. La seguridad cibernética también debe abarcar situaciones de riesgo provocado por errores de usuarios, fallas de equipos y desastres naturales.

Las posibles vulnerabilidades podrían permitir a un atacante acceder al software de control y realizar acciones maliciosas alterando condiciones preestablecidas para desestabilizar la red de manera impredecible. Algunos de los riesgos adicionales incluyen:

- ✓ La complicada funcionalidad de la Red Inteligente puede generar errores no intencionales y puede crear factores de vulnerabilidad.
- ✓ La interconexión de las redes también puede crear vulnerabilidades.
- ✓ El aumento de puntos de acceso puede generar dificultades.
- ✓ Ataques de terrorismo informático mediante la introducción de software maliciosos.
- ✓ La disposición de la información del cliente en portales Web.

Afortunadamente existen normas de seguridad cibernética para tratar las vulnerabilidades expuestas, por lo que en la transición hacia la Red Inteligente las tecnologías de información y telecomunicaciones estarán directamente involucradas.

Actualmente el NIST lidera Smart Grid Cyber Security Coordination Task Group (CSCTG) en colaboración con varias organizaciones, universidades y voluntarios está elaborando los requisitos de seguridad y “ha publicado un reporte preliminar,

NIST Interagency Report (NISTIR) 7628 *Smart Grid Cyber Security Strategy and Requirements* que describe la estrategia general de seguridad cibernética del CSCTG para la Red Inteligente. El reporte preliminar extrae casos de uso planteados hasta la fecha, requerimientos y clases de vulnerabilidades identificadas en otras evaluaciones pertinentes, documentos de alcance y otra información necesaria para especificar y adaptar los requisitos de seguridad para proporcionar la protección adecuada para la Red Inteligente”.⁹

Con el objetivo de analizar la seguridad cibernética y comprender con mayor exactitud lo que se desea proteger se ha definido una infraestructura cibernética.

“Infraestructura Cibernética: Incluye información electrónica, sistemas de comunicaciones, servicios, la información contenida en estos sistemas y servicios. La información, los sistemas de comunicaciones y los servicios se componen de elementos de hardware y software que procesan, almacenan y comunican información, o cualquier combinación de todos estos elementos. El procesamiento incluye la creación, el acceso, la modificación y la destrucción de información. El almacenamiento incluye documentos magnéticos, electrónicos y todos los otros tipos de medios. Las Comunicaciones incluyen el reparto y distribución de información. Por ejemplo: los sistemas informáticos, sistemas de control (por ejemplo, SCADA), las redes, como Internet y servicios cibernéticos (por ejemplo, manejo de servicios de seguridad) son parte de la infraestructura cibernética”.⁹

El enfoque de seguridad cibernética se centra en la protección necesaria para asegurar la confidencialidad, integridad y disponibilidad del sistema de comunicaciones. La estrategia global de seguridad debe involucrar los dominios, actores y aplicaciones, siendo el objetivo principal la utilización de medidas preventivas en primera instancia, pero también se debe desarrollar planes de respuesta y recuperación de ataques informáticos.

El tema de seguridad cibernética es realmente extenso, abarca varias normas que son muy amplias, que requerirán un análisis aparte de este trabajo investigativo. Para mayor información sobre la seguridad cibernética de la Red Inteligente, a continuación se detallan varias referencias para quien interese:

⁹NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0
Ver bibliografía [86]

- ✓ NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0 (Enero 2010).
- ✓ NISTIR 7628, Guidelines for Smart Grid Cyber Security: Vol. 1, Smart Grid Cyber Security Strategy, Architecture, and High-Level Requirements (Agosto 2010).
- ✓ <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGrid/IKBUseCases>
- ✓ U.S. Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, Smart Grid investment Grant Program, Funding Opportunity: DE-FOA-0000058, Electricity Delivery and Energy Reliability Research, Development and Analysis, June 25, 2009.
- ✓ Federal Energy Regulatory Commission, Smart Grid Policy, 128 FERC 61,060 [Docket No. PL09-4-000] July 16, 2009.
- ✓ IEEE 1686-2007, *IEEE Standard for Substation Intelligent Electronic Devices (IEDs) Cyber Security Capabilities*
- ✓ *Security Profile for Advanced Metering Infrastructure*, v 1.0, Advanced Security Acceleration Project – Smart Grid, December 10, 2009
- ✓ IEC 62351 1-8, Power System Control and Associated Communications - Data and Communication Security.

1.7 Aplicaciones más Destacadas de la Red Inteligente

Las aplicaciones más destacadas por su impacto y enfocadas al cliente se encuentran en el sector de la distribución de energía y también la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos DER.

1.7.1 Oportunidades en el Sector de la Distribución de Energía

Para las empresas distribuidoras de energía la implementación de la Red Inteligente representa la oportunidad de mejorar varios ámbitos relacionados con la gestión de sus activos, eficiencia energética ya que el suministro de energía será más confiable seguro y de mejor calidad, adicionalmente se optimizarán los procesos operativos, mantenimiento, planificación de instalaciones, atención al cliente, entre otros.

Partiendo de la implementación de los sistemas de Medición Inteligente (AMI), lo cual se considera fundamental para realizar potenciales aplicaciones que a continuación se detallan:

- ✓ Posibilita realizar balances energéticos en tiempo real, de esta manera se puede determinar y localizar posibles pérdidas de energía no técnicas como fraudes o hurto.
- ✓ Gestión de interrupciones, a través de los sistemas de Gestión de Interrupciones (Outage Management System OMS). Se puede determinar las interrupciones del servicio eléctrico a nivel de cada cliente, anticipándose al reclamo telefónico correspondiente por falta del servicio, planteando opciones más eficientes de reposición del suministro y programas para reducir en área de falla. Esto tiene una repercusión directa de manera positiva en los índices de calidad del servicio.
- ✓ Efectúa un seguimiento del flujo de energía a través de toda la red en tiempo real, lo cual brinda información necesaria para tomar decisiones acerca del estado de la red.
- ✓ Automatización de las subestaciones y las redes de distribución incluyendo los alimentadores para monitorear, supervisar, medir, coordinar y operar de forma remota los equipos de las subestaciones tales como: re conectadores, bancos de condensadores, entre otros dispositivos.
- ✓ Optimización de los procesos de comercialización de energía, se evita enviar al personal al campo para efectuar tareas como toma de lecturas de medidores, acciones de corte y reconexión, entre otras pues estas tareas se efectuarían en forma remota.
- ✓ Poder obtener perfiles de carga de los consumidores, así se realiza un análisis de los patrones de consumo de cada cliente o de un grupo en especial, para un posterior diseño de programas de ahorro energético con tarifas flexibles que permitan desplazar los consumos de las horas pico.
- ✓ Mejor planificación de las redes de distribución ya que se retrasan las inversiones de ampliaciones y mejoras de red.
- ✓ Para países que presentan constantes crisis energéticas debido a la dependencia de la generación hidráulica se puede gestionar programas de racionamiento de energía más flexibles y adaptables.

1.7.2 Recursos Energéticos Distribuidos DER

Son tecnologías que permiten pequeños módulos de generación y almacenamiento de energía que proporcionan capacidades para utilizar la electricidad producida en lugares puntuales, típicamente estas fuentes de generación manejan potencias hasta 10 MW. Los Recursos Energéticos Distribuidos se plantean debido a la constante busca por limitar la generación de electricidad basada en la utilización de combustibles fósiles (generación térmica) por razones económicas y medioambientales, promueve la utilización de sistemas de generación que utilicen energía renovable, pues el marco de las políticas actuales alienta la micro-generación a nivel local o en las comunidades residenciales, ya que al acercar la generación a los clientes finales se minimizan las pérdidas por transmisión y distribución lo cual indica un valor agregado para este sistema.

La generación distribuida tiene una gran proyección y aceptación mediante el uso de la energía solar y eólica principalmente las cuales son intermitentes (dependen de condiciones climáticas instantáneas). Para su adecuado funcionamiento se necesita la implementación de sistemas de almacenamiento de energía que dispongan capacidades para gestionar este tipo de producción y que faciliten la utilización de la electricidad producida cuando se requiera, es decir que la energía generada por el cliente (energía limpia) sea incorporada a la red cuando se tengan excesos, por el contrario cuando no se disponga de la suficiente energía limpia para satisfacer las necesidades de potencia del inmueble debe prever la conexión automática a la red principal de distribución, manteniendo en todo momento la estabilidad y calidad de la red eléctrica.

En la actualidad existen sistemas de almacenamiento de energía muy robustos que son independientes de la red y permiten almacenar grandes cantidades de energía a través de sofisticados bancos de baterías y condensadores. Estos sistemas son totalmente escalables facilitando su adaptación a miles de usuarios, por lo que su utilización en el futuro podría ser masiva. A continuación en la Figura 1.15 se describe la integración de los DER.

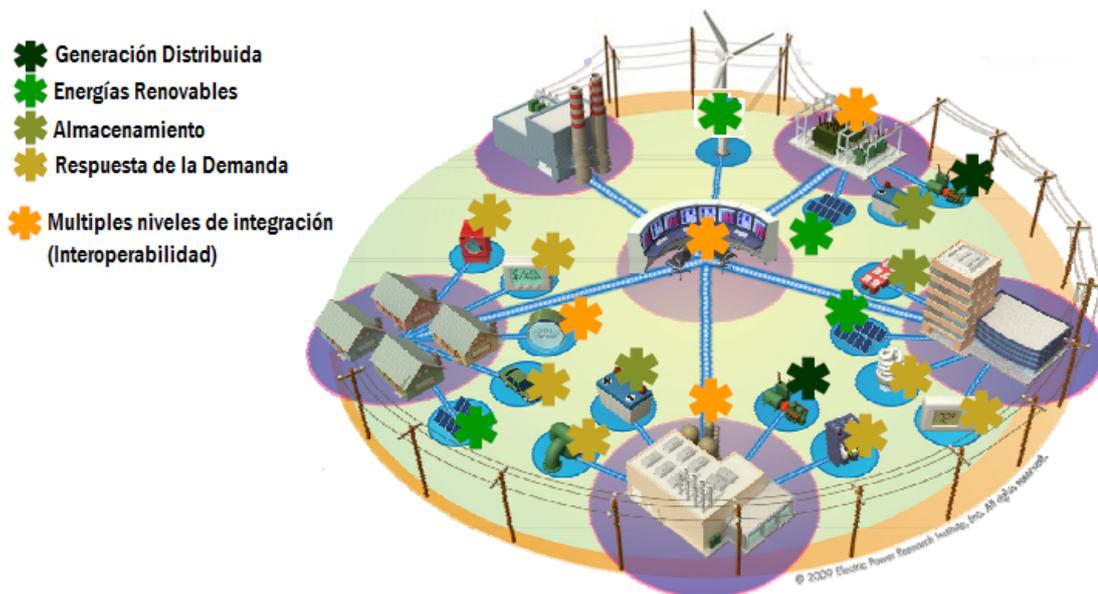


Figura 1.16: Integración de los Recursos Energéticos Distribuidos DER [34]

Con estos conceptos se podría crear futuros mercados eléctricos basados en la generación distribuida que permitan la compra y venta de energía entre personas y/o entidades comunes, esto motiva la adopción de estas tecnologías a las sociedades.

Se debe tener presente que la generación distribuida se presenta en los Dominios de la Transmisión, Distribución y Cliente.

La problemática que se puede generar es que la generación tradicional centralizada (centrales eléctricas de gran capacidad) perdería mercado, pues al implementar la generación distribuida disminuye la compra de energía por parte de las empresas distribuidoras. Este tema puede tornarse polémico pues las grandes generadoras de electricidad podrían oponerse a las regulaciones necesarias que permitan la implementación de la generación distribuida.

1.7.3 Potenciales Aplicaciones Adicionales

Adicionalmente, la cantidad de servicios y aplicaciones que se generan con la implementación de la Red Inteligente son numerosas para todo ámbito, de esta manera se puede identificar:

- ✓ Automatización de edificios/ hogares.
- ✓ Automatización Industrial.
- ✓ Soporte a la recarga inteligente de vehículos eléctricos a nivel masivo.

- ✓ Respuesta de la demanda y adjudicación de precios a las tarifas de electricidad para rangos horarios.
- ✓ Mejoras del monitoreo, control y gestión de la red eléctrica.
- ✓ Micro redes.

1.8 Proyección de la Red Inteligente

Se estima, que las grandes inversiones necesarias para la transición a la Red Inteligente se darán en un futuro cercano. En la siguiente Figura 1.17 se observa una estructura en forma de pirámide, la cual explica las bases del desarrollo de la Red Inteligente para las empresas que brindan servicios eléctricos.

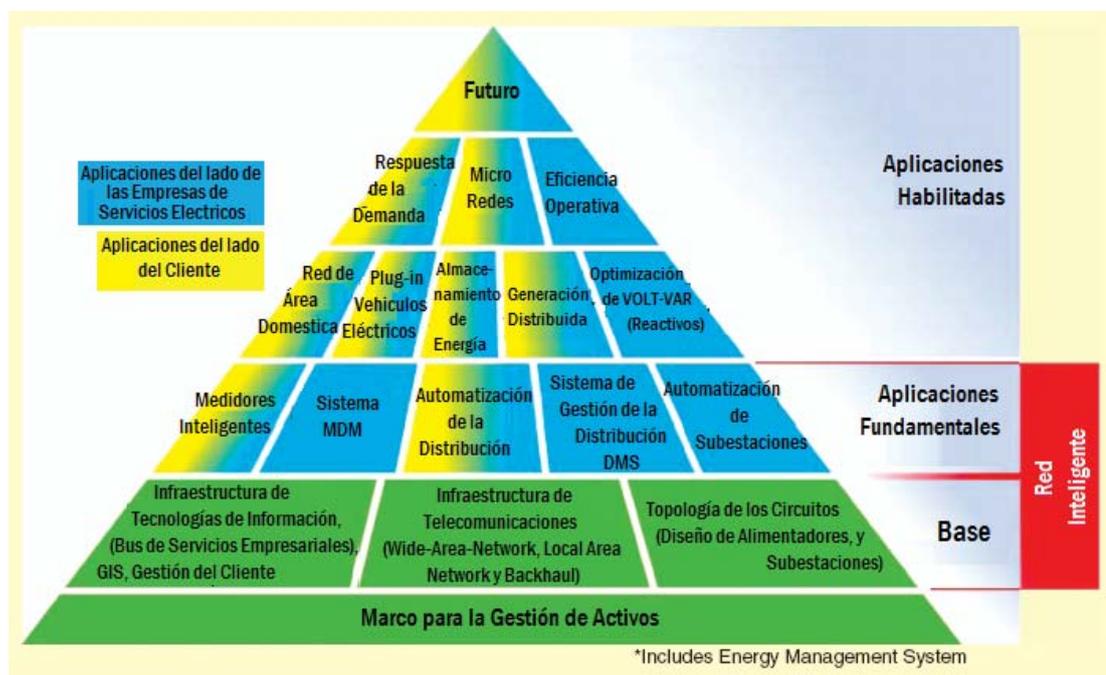


Figura 1.17: Pirámide para el desarrollo de la Red Inteligente [65]

Como se observa la proyección parte desde el Marco para la Gestión de Activos de la empresa de servicios, luego la Base de las tecnologías necesarias para soportar las Aplicaciones Fundamentales de la Red Inteligente, sobre estas capas se encuentran aplicaciones más sofisticadas y complejas que requieren de tecnologías muy robustas y avanzadas que en la actualidad se están desarrollando, para posibilitar su implementación en el mediano y largo plazo ya que son aplicaciones futuristas.

La estructura de la pirámide tiene una relación vertical que define que el desarrollo de la Red Inteligente sigue una trayectoria evolutiva, de esta manera para llegar a las aplicaciones fundamentales, primero se deberá implementar todos los componentes y

sistemas que se encuentran por debajo de este nivel, de lo contrario no se podrán realizar las aplicaciones descritas, un ejemplo que aclara esta situación es que el programa de respuesta de la demanda no se podría realizar si en primera instancia no se ha implementado medidores inteligentes y redes de área doméstica. Para poder cumplir con la trayectoria vertical que indica la pirámide se necesita de adecuadas estrategias empresariales y progresivas inversiones que permitan desarrollar los sistemas, aplicaciones y servicios.

1.9 Integración de los Sistemas en las Empresa Distribuidoras

La necesidad de optimizar los múltiples y similares procesos que desarrollan las empresas de servicios eléctricos, provoco la implementación de varios sistemas aislados como una solución para la automatización de puntuales procesos. Pero cuando un sistema debe interactuar con otro se requieren elaborar una interfaz específica que permita el intercambio de información, de esta manera por cada sistema S se requerirán $S(S-1)$ interfaces, lo cual cumple una integración punto a punto, como se observa en la Figura 1.18. El actual modelo ha demostrado tener serios inconvenientes y desventajas generando un creciente problema de integración, el cual obedece a: la gran cantidad de formatos de intercambio de información, la dificultad de integración de los sistemas aislados dentro de cada empresa de servicios, la excesiva variedad de software, y de arquitecturas y la necesidad de compartir valiosa información entre las diferentes compañías energéticas.

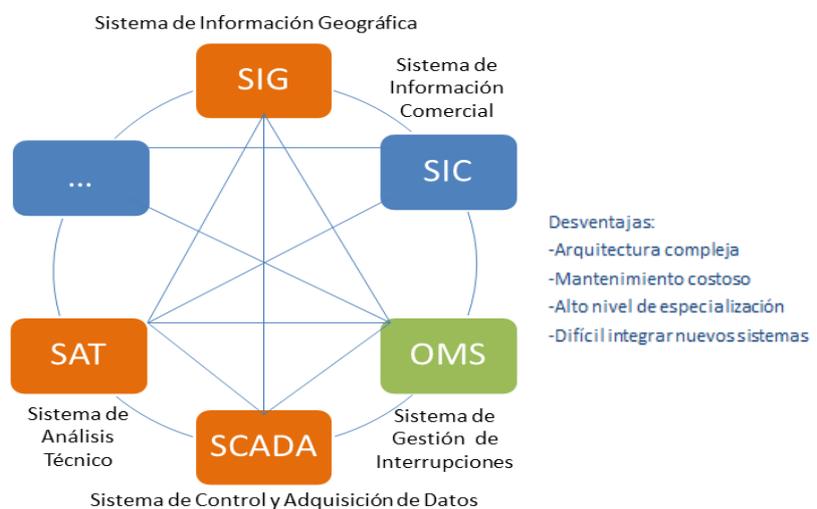


Figura 1.18: Integración de sistemas punto a punto [69]

En demanda a esta actual problemática las organizaciones especializadas decidieron “desarrollar y adoptar un modelo para implementación e integración de sistemas de información para empresas eléctricas, donde exista un formato estándar para la descripción, manejo e intercambio de datos, con un menor costo de mantenimiento de software y alcanzar una mayor interoperabilidad entre los sistemas de información”.¹⁰ Es así que como respuesta a este problema, la Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission IEC) desarrolló las siguientes normas:

- ✓ IEC–61968 para sistemas DMS– *Application Integration at Electric Utilities – System Interfaces for Distribution Management.*
- ✓ IEC–61970 es para sistemas EMS – *CIM, Energy Management Application Program Interface.*
- ✓ IEC–61850 – *Communication Networks and Systems in Substations.*

Estas normas se basan en los resultados obtenidos por EPRI, en los cuales se define un Modelo de Información Común (Common Information Model, CIM).

1.9.1 Modelo de Información Común CIM

“El Modelo CIM representa objetos del mundo real para la gestión y operación de sistemas eléctricos de transmisión y distribución”.¹¹ El modelo incluye un Bus de Mensajes con Servicio Middleware (medio de consumo), en el cual se efectuarían el intercambio de los flujos de información entre sistemas, además contiene la semántica y sintaxis de los procesos, de esta manera los sistemas legados solamente necesitarían un adaptador para ingresar al Bus de Mensajes y los nuevos sistemas que se adquieran deberán cumplir con el Modelo CIM para su integración. En la Figura 1.19 se indica la visión de integración del Modelo CIM.

¹⁰ Presentada al Comité de Gestión Geográfica del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador (MEER). Ver bibliografía [69]

¹¹ Presentada al Comité de Gestión Geográfica del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador (MEER). Ver bibliografía [69]

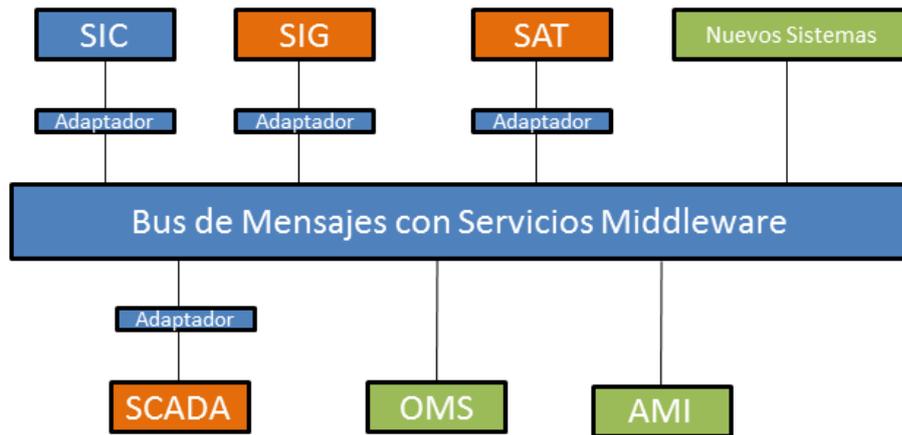


Figura1.19: Visión Modelo CIM [69]

El Modelo CIM incluye:

- ✓ Clases de objetos: Normalmente describe objetos del mundo real.
- ✓ Atributos de la clase: Describen aspectos importantes del objeto.
- ✓ Las Asociaciones: conectan clases y asignan una función que describe la relación.
- ✓ Relación: entre clases/objetos.

De esta manera se realiza la modelación de todos los objetos reales de la red de distribución. A continuación en la Figura 1.20 se describe la modelación de un transformador.

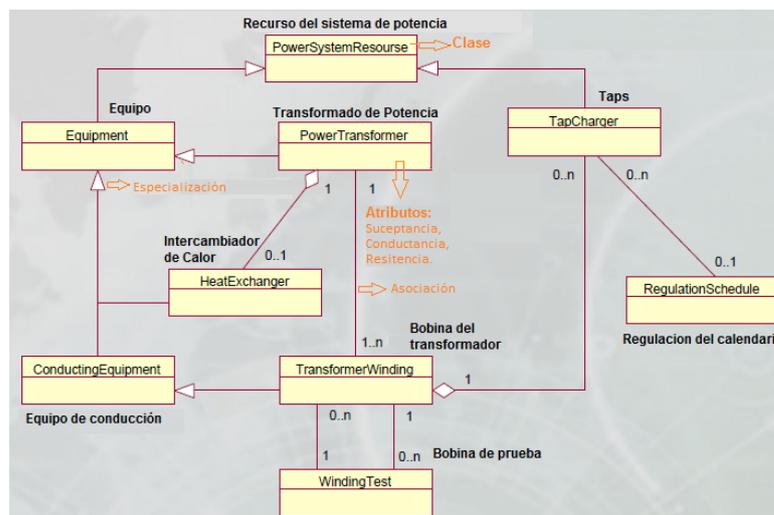


Figura1.20: Modelo de un transformador [69]

En la Figura 1.21 se tiene un ejemplo de modelación en CIM de una sub-estación.

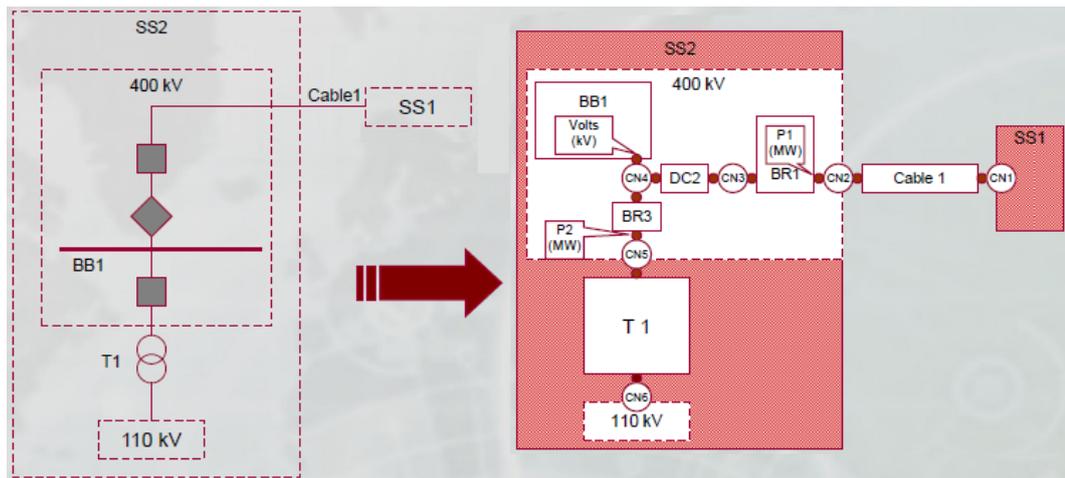


Figura1.21: Ejemplo modelado en CIM [69]

El Modelo CIM define las interfaces para integración de sistemas, también contiene la conectividad del sistema eléctrico, lo cual permite el intercambio de datos.

Algunas características del Modelo CIM se citan a continuación:

- ✓ Puede ser expresado en XML Lenguaje de Marcas Extensible (eXtensible Markup Language) para crear archivos y mensajes: Esquema CIM/XML.
- ✓ Puede ser extendido muy fácilmente adaptándose a estándares para nuevas áreas funcionales y para requerimientos privados específicos de una empresa eléctrica.
- ✓ Para desarrollar las interfaces entre sistemas existentes o legados el Modelo CIM dispone de servicios conocidos como Definición de Interfaces Genéricas (Generic Interface Definition GID).

Una vez que se adopte el Modelo CIM, se crean instancias CIM/XML, las cuales son archivos que contiene el modelo físico de los elementos del mundo real de un sistema eléctrico, los mismos que deben cumplir con la semántica específica. El intercambio de información se produce cuando, por ejemplo una aplicación comercial establece que es compatible con CIM, lo cual genera la exportación/importación de las instancias CIM/XML.

En el presente trabajo solamente se incluye el análisis de la Norma IEC–61968 (en el capítulo II), para mayor información refiérase a la familia de normas IEC–61970, IEC–61850.

1.10 Potenciales Beneficios de la Red Inteligente

Los beneficios que anticipa la RedeInteligente saltan a la vista, a continuación se listan varios de ellos:

- ✓ “Mejora la confiabilidad y la calidad de energía”.¹²
- ✓ “Optimiza la utilización de las instalaciones y evita la construcción de plantas generadoras de energía de reserva (carga pico)”.¹²
- ✓ “Mejora la capacidad y la eficiencia de las actuales redes de energía eléctrica”.¹²
- ✓ “Mejora la resistencia a perturbaciones”.¹²
- ✓ “Permite el mantenimiento predictivo y auto reposición, responde a las perturbaciones del sistema”.¹²
- ✓ “Facilita la ampliación y el despliegue de las energías renovables”.¹²
- ✓ “Se adapta a las fuentes de energía distribuida”.¹²
- ✓ “Automatiza el mantenimiento y operación”.¹²

¹²NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0
Ver bibliografía [86]

- ✓ “Reduce las emisiones de gases de efecto invernadero habilitando vehículos eléctricos y nuevas fuentes de energía”.¹²
- ✓ “Reduce el consumo de petróleo, reduciendo la necesidad de generación ineficiente durante los períodos de demanda punta”.¹²
- ✓ “Presenta oportunidades para mejorar la seguridad de la red”.¹²
- ✓ “Permite la transición a vehículos eléctricos plug-in y nuevas opciones de almacenamiento de energía”.¹²
- ✓ “Aumenta la elección de los consumidores”.¹²



CAPÍTULO II

MEDICIÓN INTELIGENTE

CONCEPTOS Y DEFINICIONES



Introducción

Desde el inicio de los Sistemas Eléctricos de Potencia los sistemas de medición de energía instalados en el predio del cliente no han sufrido mayores cambios, ya que básicamente se fundamentan en un medidor eléctrico de constitución electromecánica o electrónica que registra el consumo total del cliente y no proporciona información adicional cuando la energía se está consumiendo.

El desarrollo y globalización de la tecnología permite nuevos y mejores sistemas de medición para toda la industria incluyendo el ámbito eléctrico, específicamente en el sector de la distribución y comercialización de energía hoy se puede contar con sistemas de Medición Inteligente, su objetivo principal es establecer una comunicación bidireccional para permitir el intercambio de información en tiempo real entre la empresa de servicios y el medidor del consumidor final.

Debido a su importancia en el presente capítulo se analiza los conceptos y definiciones más relevantes de estos sistemas, adicionalmente para los objetivos de éste tema de tesis es indispensable profundizar las definiciones asociadas, ya que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. a futuro planea implementar esta nueva tecnología en su sistema empresarial.

El sistema de Medición Inteligente conocido a nivel mundial como Smart Metering típicamente se aplica en las empresas de servicios relacionados con la distribución y/o comercialización de electricidad agua potable y gas.

En la actualidad, a nivel mundial el desarrollo de esta tecnología se realiza a escala masiva y en muchas ciudades se ha instalado miles e incluso millones de Medidores Inteligentes, con capacidades para soportar sistemas de medición de avanzada siendo ésta la tendencia actual en las empresas de servicios públicos.



2.1 Generalidades

Los procesos tradicionales de comercialización de energía de la mayoría de empresas de servicios públicos se realizan mediante un determinado personal, el cual ejecuta tareas previamente programadas que incluyen la visita a todos los predios de sus clientes para obtener lecturas de los medidores, utilizando hojas de ruta y formatos que se emplean para registrar los consumos mensuales, cabe indicar que esta tarea se realiza de forma manual y mediante inspección visual del medidor eléctrico. Los datos son ingresados a los sistemas de comercialización de la empresa para procesarlos y poder determinar la facturación de cada cliente. Este proceso no es totalmente eficiente debido a que pueden existir errores en la toma de lecturas o dificultades en el acceso al medidor.

A nivel mundial, desde algunos años atrás varias empresas de servicios públicos dedicadas al negocio de la distribución y/o comercialización de energía han emprendido proyectos para mejorar sus sistemas de medición, esta iniciativa nace en respuesta a diversos problemas que tiene este sector tales como: fraudes o hurtos de energía, poca eficiencia de los procesos, dificultades de las tareas de comercialización, entre otros, y no necesariamente su desarrollo e implementación se ha planteado desde la visión de la Red Inteligente, ya que los sistemas utilizados para automatizar la medición de energía eléctrica inicialmente han sido desplegados como iniciativas aisladas.

El sistema de Medición Inteligente se ha convertido en un componente fundamental para el desarrollo y transición a la Red Inteligente, ya que soluciona el problema de interacción con el cliente, de esta manera se puede ofrecer nuevos servicios y aplicaciones creando un entorno adecuado para optimizar procesos y generar beneficios tanto para los consumidores y empresas de servicios públicos.

2.2 Antecedentes

Para iniciar el estudio de este capítulo es necesario realizar una reseña histórica del inicio y posterior desarrollo de los sistemas de distribución de energía eléctrica, y la implementación de los primeros sistemas de medición a través de medidores eléctricos.



2.2.1 Historia de la Red de Distribución y Medición de Energía

Para entender la creación y posterior evolución de los sistemas de distribución y medición de energía es necesario revisar los hechos históricos más importantes, principalmente los ocurridos en el siglo XIX, pues destacados personajes relacionados con la electricidad han ejercido una influencia definitiva en la evolución de su conocimiento y aplicación, evidenciando la importancia del desarrollo tecnológico, el cual ha sido una virtud del progreso de la ciencia. Es así que a continuación se describe cronológicamente los acontecimientos.

La electricidad como tal ya se conocía para finales del siglo XIX y para el año de 1870 se contaba con inventos revolucionarios como el teléfono y el telégrafo, pero aún no se disponía de aplicaciones de potencia.

En el año de 1872 Samuel Gardiner lleva a cabo la primera patente conocida de un medidor eléctrico de corriente continua, que consistía de un medidor DC lámpara/hora que tenía incorporado un reloj con un electro-magneto, el cual iniciaba y detenía el mecanismo.

Para el año de 1978 J.B. Fuller lleva a cabo la primera patente conocida de un medidor eléctrico de corriente alterna, que consistía de un medidor AC lámparas/hora que poseía un reloj operado por una armadura que vibraba entre dos bobinas.

En el año de 1879 Thomas Edison desarrolló la bombilla eléctrica. Él perfeccionó un invento similar del pasado mediante un filamento de carbono alojado en vacío y atravesado por una corriente continua DC de bajo voltaje, esta bombilla podía generar luz a partir de la incandescencia del filamento de carbono, pero para ese entonces no existía una infraestructura eléctrica confiable para que dicho invento pueda utilizarse masivamente a nivel doméstico. En ese mismo año Edison creó un sistema de iluminación destinado únicamente para áreas exteriores siendo suficiente los sistemas de medición de lámpara/hora para registrar la energía utilizada.

Pero la industria de la electricidad que hoy conocemos surge en el año de 1880 como una evolución de los sistemas de iluminación de exteriores, y los sistemas de gas y carbón los cuales ya se comercializaban para ese entonces.



“El 4 de Septiembre de 1882, Edison encendió el primer sistema de distribución de energía eléctrica en el mundo, este proporcionaba 110 voltios de corriente directa (DC) a cincuenta y nueve clientes así fue como la primera estación comercial de energía comenzó a funcionar. La estación se localizaba en la calle Pearl, en la parte baja de Manhattan. Esta proporcionaba luz y electricidad a una milla a la redonda. La era eléctrica había comenzado. Esta estación se llamaba *Estación Generadora de Electricidad Thomas Edison en la Calle Pearl*”.¹³

Para poder facturar la energía suministrada a nivel doméstico inicialmente se empleaba la medición de lámpara/hora, pero era insuficiente y poco aplicable al sistema de distribución existente, por lo que Edison desarrolló un medidor de amperios/hora de naturaleza química, el cual consistía de un recipiente que contenía dos placas de zinc conectadas a través de una derivación (shunt) al circuito del cliente.

En el año de 1885 Galileo Ferraris de Turín Italia realizó un descubrimiento que sería clave para el desarrollo y evolución de los medidores de energía eléctrica, él determinó que el flujo de energía a través de dos fases puede hacer girar un disco sólido, esto motivó la posterior invención de los contadores electromecánicos de vatios/hora y los motores de inducción.

Desde la implementación de la primera red de distribución, comenzó una competencia de este servicio y a finales del siglo XIX George Westinghouse inicia experimentos con redes de corriente alterna AC, ya que mediante este sistema se facilitaba la transmisión de mayores cantidades de energía a mayores distancias.

“En 1886, Westinghouse y William Stanley instalaron el primer sistema de energía de corriente alterna AC de voltaje múltiple en Great Barrington, Massachusetts. Este sistema obtenía la energía por medio de un generador hidroeléctrico que producía 500 volts AC. El voltaje se transmitía en 3.000 volts y después se “*bajaba*” a 100 voltios para dar energía a las luces eléctricas. Ese mismo año, Westinghouse formó la Compañía de Electricidad y Manufactura Westinghouse. En 1888, Westinghouse y su ingeniero de cabecera, Oliver Shallenget desarrollaron el medidor de energía. Este

¹³http://www.electricalfacts.com/Neca/Science_sp/electricity/history_sp.shtml
Ver bibliografía [62]



medidor se parecía al medidor de gas y utilizaba la misma tecnología que utilizamos actualmente”.¹⁴

El desarrollo tecnológico de ese entonces había instaurado dos posturas claramente definidas, Edison promovía las redes de corriente directa DC y por otra parte Westinghouse impulsaba la distribución de energía de corriente alterna AC, esto desembocó en una guerra llamada “La guerra de las corrientes”.¹⁴ Cada personaje refutaba la tecnología utilizada por el rival, Edison señalaba que los sistemas de alto voltaje eran muy peligrosos y podían electrocutar a las personas, mientras que Westinghouse defendía su postura sosteniendo que estos riesgos eran manejables y que brindan mayores ventajas. Esta disputa se prolongaría durante muchos años.

En 1888 Westinghouse y O.B. Shallenberger realizan pruebas para desarrollar un medidor amperios-hora basados en el giro de un disco expuesto al flujo de corriente.

Para 1889 Thomson introduce su medidor de vatios-hora, este producto fue en realidad el primer medidor de potencia basado en el principio de inducción por lo que tuvo una gran aceptación convirtiéndose en un éxito.

Debido a la gran cantidad de descubrimientos tecnológicos e inventos que ocurrieron en esta época, se originó varias compañías, empresas, organizaciones y alianzas que lidiaban por las patentes y derechos de las invenciones, estas disputas generalmente terminaban en los juzgados de ese entonces.

En 1892 Thomson-Houston y Edison General Electric se unen para formar la General Electric Co. Luego de varias evoluciones y perfeccionamiento del diseño del medidor en 1903 General Electric Co., presenta el medidor tipo I el cual es el primer medidor de vatios-hora en ser producido en masa y es considerado como un modelo moderno ya que varias de sus características básicas se mantuvieron hasta 1960. Más tarde gracias a los avances de la electrónica se permite plantear en la década de los 70’s los primeros medidores con registro electrónico; ya en la década de los noventa los nuevos adelantos de la tecnología electrónica permiten a los fabricantes diseñar un medidor totalmente electrónico de estado sólido sin partes móviles.

¹⁴http://www.electricalfacts.com/Neca/Science_sp/electricity/history_sp.shtml

Ver bibliografía [62]



2.3 Definición de los Sistemas de Medición Inteligente

Como consecuencia del desarrollo de varias tecnologías hoy se pueden plantear sistemas de medición avanzados para registrar los consumos de energía eléctrica.

No existe una definición universal para los sistemas de Medición Inteligente debido a que en esencia es una evolución tecnológica, por esta razón se plantea la siguiente idea general:

Es un sistema de varios componentes de hardware y software que establece una comunicación bidireccional, a través de una infraestructura de telecomunicaciones entre el cliente y la empresa de servicios públicos (electricidad, agua, gas), de esta manera permite la adquisición, transmisión, almacenamiento, procesamiento y gestión de la información de consumo de energía, datos y parámetros adicionales relacionados al servicio. Estas tareas se ejecutan en tiempo real o cercano a este rango, en intervalos establecidos de quince minutos como mínimo.

El reporte Evaluación Respuesta de la Demanda y Medición Avanzada (Assessment of Demand Response and Advanced Metering) realizado por la Comisión Federal Reguladora de Energía (Federal Energy Regulatory Commission FERC), que es el ente regulador para Estados Unidos define de la Medición Inteligente como:

“Un sistema de Medición que graba los consumos de los clientes (y posiblemente otros parámetros) por hora o con más frecuencia y proporciona diariamente o con más periodicidad la transmisión de las mediciones a través de una red de comunicación a un punto central de recolección”.¹⁵

2.4 Descripción General de los Sistemas de Medición Inteligente

Según las definiciones facilitadas, la Medición Inteligente conocida a nivel mundial como Smart Metering, es un sistema de avanzada el cual es una solución realmente útil para optimizar los procesos que ejecutan las empresas de servicios públicos tanto de electricidad, agua potable y gas, con la finalidad de superar sus índices empresariales y brindar nuevos servicios y aplicaciones a sus clientes. El sistema de Medición Inteligente soporta el intercambio de información entre el cliente y la

¹⁵<http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>
Ver bibliografía [48]



empresa de servicios, sin embargo no dispone de ningún nivel de control dentro del hogar.

Específicamente para las empresas de distribución de electricidad la implementación de estos sistemas representa una oportunidad de mejorar sus procesos, optimizar la gestión de sus activos y disponer de valiosa información en tiempo real a nivel del cliente, lo cual es fundamental para la futura transición a la Red Inteligente.

El elemento principal de los sistemas de Medición Inteligente es el Medidor Inteligente (smart meter), el cual se ha desarrollado fundamentalmente gracias a la evolución de la electrónica y telecomunicaciones, dispone de mayores capacidades de comunicación y registro en comparación con los medidores electromecánicos y electrónicos de estado sólido.

En principio se han desarrollado dos tipos de sistemas de Medición Inteligente los cuales se describen a continuación.

2.4.1 Lectura Automática del Medidor (Automatic Meter Reading AMR)

Estos sistemas constituyen las primeras iniciativas que se implementaron para automatizar la toma de lecturas del medidor del cliente, básicamente esta tecnología permite operaciones de tele-medición lo cual constituye la toma de lecturas de manera remota de los consumos de electricidad, agua y gas para fines de facturación y también se posibilita el análisis de los consumos en tiempo real. La información recolectada es enviada a través de un sistema de telecomunicación hacia la empresa de servicios para su posterior gestión, cabe indicar que en estos sistemas se han instalado los Medidores Inteligentes de primera generación.

Los sistemas AMR evolucionaron y plantearon operaciones de tele-gestión lo cual incluye capacidades necesarias para que las empresas de servicios públicos, realicen determinadas acciones de control tales como corte y reconexión del suministro y mayores capacidades sobre la recolección de parámetros y datos.



2.4.2 Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure AMI)

Esta tecnología supera el alcance de la solución AMR ya que se considera como una evolución, el sistema AMI plantea una infraestructura de comunicación bidireccional que permite el intercambio de información entre la empresa de servicios eléctricos y el Medidor Inteligente ubicado en el predio del cliente. Además de realizar las funcionalidades de los sistemas AMR, también recolecta información adicional acerca del consumo energético y otros parámetros eléctricos que son utilizados para tareas de ingeniería avanzada.

El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (ElectricPowerResearch Institute EPRI) en su documento Infraestructura de Medición Avanzada (AdvancedMeteringInfrastructure) publicado en 2007 define al sistema AMI como:

“La medición completa y sistema de colección que incluye medidores (Smart Meters) en el sitio del cliente; redes de comunicación entre el cliente y el proveedor de servicios, tales como electricidad, agua o gas; recepción de datos y un sistema de gestión que facilite la información para el proveedor de servicios.”¹⁶

El alcance de estos sistemas dependerá de la solución que la empresa desee y/o necesite implementar, enfocándose en las dificultades más urgentes que estas tengan, lo recomendable es implementar soluciones integrales ya que de esta manera se puede aprovechar todos sus beneficios.

Actualmente la tendencia a nivel mundial de la industria de servicios eléctricos constituye la implementación del sistema AMI, ya que ofrecen mayores ventajas y múltiples opciones en relación a AMR. La evolución de los sistemas de medición ha sido constante y la solución AMI se considera como uno de los primeros pasos para la transición a la Red Inteligente, para ejemplificar esta situación a continuación en la Figura 2.1 se presenta el alcance de los sistemas de medición:

¹⁶<http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20070423091846-EPRI%20-%20Advanced%20Metering.pdf>

Ver bibliografía [39]

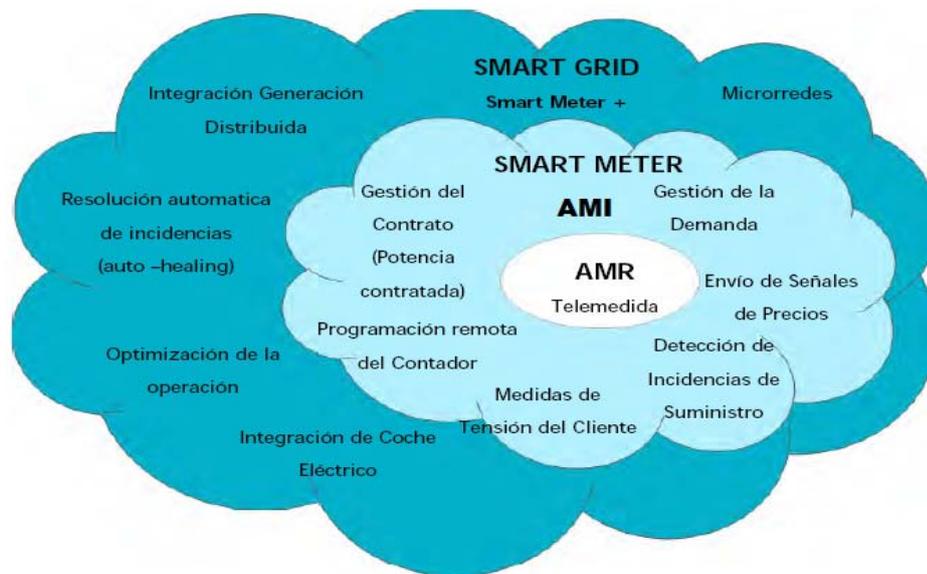


Figura 2.1: Alcance de los Sistemas de Medición Inteligente [73]

Como se observa en la figura anterior el alcance de los sistemas AMR principalmente se limita a la tele-medicación, mientras que los sistemas AMI son más avanzados y realizan tareas adicionales para crear aplicaciones inteligentes, ambos sistemas de medición son parte fundamental en la Red Inteligente.

Para los objetivos de la presente tesis se profundizará sobre el análisis del sistema AMI ya que esta solución contiene los conceptos y componentes básicos de AMR, además la solución AMI es la más aceptada por la industria y su implementación es masiva a nivel mundial teniendo en cuenta los mayores beneficios que presenta, las empresas de servicios eléctricos en la actualidad han adoptado esta tecnología, ya que se ha convertido en la tendencia preferida por la mayoría, de esta manera a continuación se describe los conceptos más relevantes del sistema AMI.

2.5 Infraestructura del Sistema AMI

Los principales componentes de la infraestructura de del sistema de Medición Inteligente AMI se consideran en tres partes principales como se observa en la siguiente Figura 2.2:

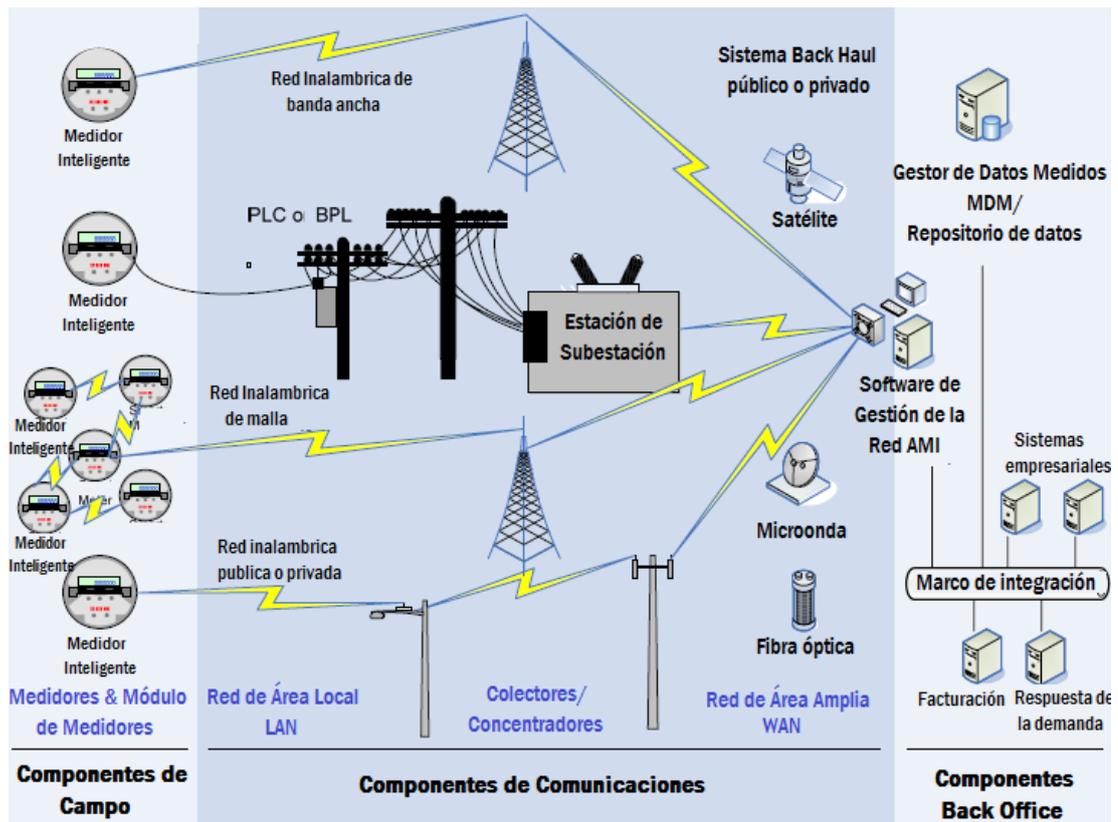


Figura 2.2: Infraestructura del sistema AMI [92]

2.5.1 Componentes de Campo

2.5.1.1 Medidor Inteligente

Conocido a nivel mundial como Smart Meter y según las autoridades reguladoras (FERC) se define como: “un medidor de avanzada (generalmente un medidor eléctrico) que registra el consumo en intervalos de una hora o menos y comunica esta información al menos una vez por día a través de una red de comunicación a la empresa de servicios para propósitos de facturación y monitoreo (tele-medicación). El Medidor Inteligente habilita dos vías de comunicación entre el medidor y el sistema central”.¹⁷

La evolución del medidor inteligente se puede apreciar en la siguiente Figura 2.3:

¹⁷http://en.wikipedia.org/wiki/Smart_meter#cite_note-6
Ver bibliografía [122]

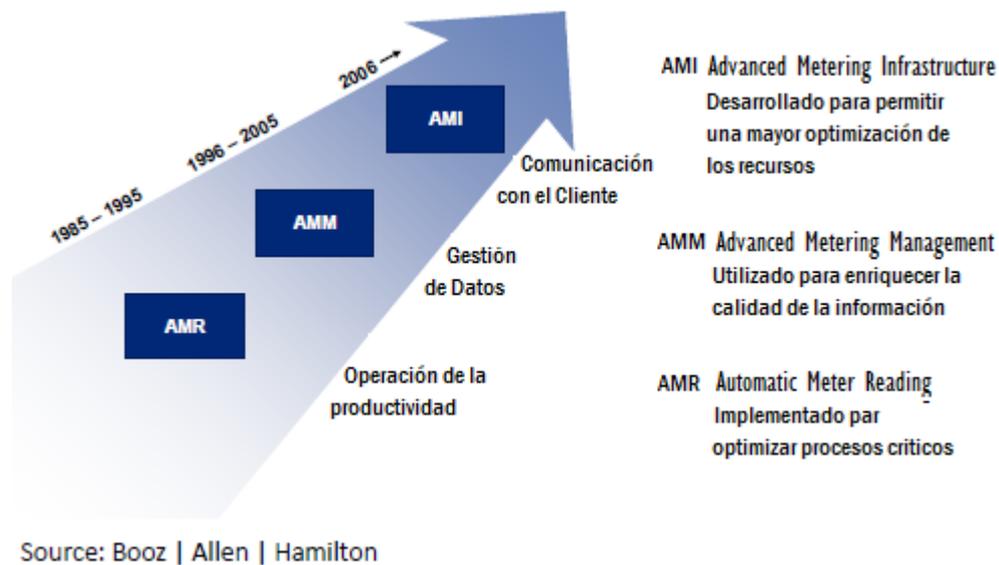


Figura 2.3: Evolución del Medidor Inteligente [2]

El principal objetivo del medidor eléctrico ha sido registrar de forma precisa los consumos energéticos de cada cliente, los cuales son verificados mensualmente por un trabajador que debe acudir al sitio, pero esta situación está cambiando, gracias al desarrollo tecnológico a nivel mundial se están implementando medidores inteligentes, los cuales disponen de mayores capacidades que los medidores eléctricos tradicionales.

El Medidor Inteligente es el equipo que realiza la medición, registro y almacenamiento de la información de consumo de energía, verifica el estado del suministro del servicio, adicionalmente registra eventos y datos de parámetros eléctricos; toda esta información es transmitida en tiempo real hacia concentradores y luego al centro de control de la empresa de servicios, con la finalidad de realizar un análisis de ingeniería que permitan optimizar procesos y la gestión de sus activos.

Las capacidades de un medidor inteligente varían de acuerdo a las características de los numerosos y diferentes fabricantes, siendo las más comunes e importantes las siguientes:

- ✓ Soporta la comunicación bidireccional vía radio frecuencia en el rango de 900 MHz y/o a través de la Comunicación mediante el Cable Eléctrico (Power Line Communications PLC).
- ✓ Comunicación basada en el protocolo IP.



- ✓ Detecta y notifica eventos en la red para verificar su estado como las interrupciones del servicio y su restauración.
- ✓ Soporta la recolección de información de manera programada o cuando se solicite.
- ✓ Dispone de seguridad robusta y cifrada para cumplir con los estándares de la industria.
- ✓ Soporta actualizaciones de “firmware”¹⁸ y la programación del medidor de manera remota.
- ✓ Monitoreo continuo del enlace y cálculo del enrutamiento.
- ✓ Dispone de alarmas ante manipulaciones maliciosas y no permitidas.
- ✓ Soporta diseño de inventarios.
- ✓ Soporta varios tipos y formas de conexiones (conexión directa, semi-directa, indirecta), para sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos.
- ✓ Soporte de varios planes tarifarios, incluyendo Tiempo de uso (Time of Use TOU, es decir precios de tarifas en rangos horarios).
- ✓ Medición, registro y envío de los parámetros de potencia.
- ✓ Permite maniobras de control a distancia (corte, reconexión).
- ✓ Medición de valores instantáneos.
- ✓ Consumo bajo de potencia lo cual disminuye las pérdidas.
- ✓ Soporta la comunicación con las red HAN.
- ✓ Soporta aplicaciones inteligentes como respuesta de la demanda.
- ✓ Dimensiones compactas para ahorrar espacio y simplificar el manejo e instalación.
- ✓ Posee una pantalla LCD lo suficientemente amplia para facilitar lecturas y evitar errores.

En la Figura 2.4 se muestra algunos ejemplos de medidores inteligentes:

¹⁸ Es un bloque de instrucciones de programa para propósitos específicos que establece la lógica de más bajo nivel que controla los [circuitoselectrónicos](http://es.wikipedia.org/wiki/Firmware#Origen_del_t.C3.A9rmino) de un dispositivo.
http://es.wikipedia.org/wiki/Firmware#Origen_del_t.C3.A9rmino



Figura 2.4: Ejemplos de un Medidor Inteligente [50]

Cabe señalar que estas capacidades posiblemente serán superadas por la siguiente generación de medidores inteligentes. Para obtener mayor información sobre las características técnicas se recomienda investigar los *datasheet* de cada equipo.

2.5.1.2 Concentrador de Datos o Puerta de Enlace (Getaway)

De manera programada o cuando se requiera el medidor inteligente transmite la información registrada a una cabecera (head-end), la cual es un concentrador o recolector de información que típicamente está ubicado en las subestaciones y/o en los transformadores de distribución, es un equipo de mayor capacidad de almacenamiento de información y se encarga de recolectar los datos de una determinada cantidad de medidores inteligentes, para luego transmitir esta información sobre la red de comunicación hacia la empresa de servicios. Típicamente los medidores inteligentes se comunican con los concentradores vía radio frecuencia o utilizan la tecnología PLC (Power Line Communication) la cual se define más adelante.

La recolección de datos por lo general se realiza de forma programada, en intervalos de tiempo determinados que pueden ser cada quince minutos o cada hora.

Cuando la recolección de información ha fallado, la cabecera puede reprogramarse de forma automática para reintentar dicha acción, además otras funcionalidades incluyen el enrutamiento de los datos de los eventos del medidor inteligente, la configuración remota de los medidores y por supuesto la gestión de las sesiones de comunicación. En la siguiente figura 2.5 se puede observar la ubicación del concentrador de datos, el cual es la puerta de enlace entre los medidores inteligentes y la red de comunicaciones:

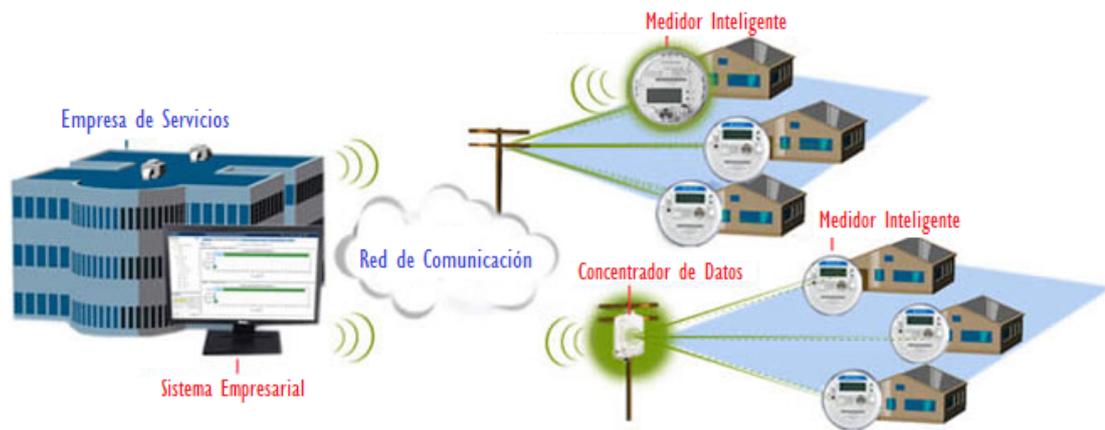


Figura 2.5: Ubicación del concentrador de datos [24]

Las características de un concentrador de datos varían de acuerdo al fabricante siendo las más importantes las siguientes:

- ✓ Monitorea el estado y el funcionamiento de los dispositivos.
- ✓ Recolecta y transmite la información de los medidores incluyendo datos del consumo y parámetros eléctricos adicionales.
- ✓ Detecta automáticamente los medidores inteligentes durante la instalación.
- ✓ Capacidades físicas robustas y resistentes al clima.
- ✓ Actualización remota del firmware.
- ✓ Se puede instalar en cualquier punto de la red de distribución.
- ✓ Comunicación basada en los protocolos IP ya sea por cable o inalámbricamente.
- ✓ Comprime los datos para reducir el uso del ancho de banda.
- ✓ Seguridad cifrada de la información para garantizar su privacidad.
- ✓ Mantiene la fecha y hora exacta.
- ✓ Soporta programas de respuesta de la demanda.
- ✓ Soporta varias tecnologías y medios de comunicación.

2.5.2 Red de Comunicación

La red de comunicación, es el medio para intercambiar información entre el concentrador de datos y la empresa de servicios públicos. La infraestructura de comunicación de AMI puede contener varios medios y tecnologías para la



transmisión de datos incluyendo: redes inalámbricas, microondas, PLC, fibra óptica, entre otras, siendo totalmente flexible, ya que incluso se puede disponer de un sistema de comunicación híbrido. Las redes de comunicación más utilizadas en los sistemas de Medición Inteligente son las siguientes:

- ✓ **Red Inalámbrica (Wireless Network):** se refiere a las tecnologías que utilizan ondas electromagnéticas para enlazar nodos de comunicación, esto permite disponer de Internet de alta velocidad y habilita la transmisión de datos sin la necesidad de una conexión física, por lo que existe un gran ahorro de todas las conexiones incluyendo el cableado, pero la gran desventaja son los niveles de seguridad.
- ✓ **Red PLC (Power Line Communications):** se refiere a la tecnología que se emplea en las líneas eléctricas convencionales, para permitir la transmisión de señales de radio habilitando la comunicación de datos. Esta tecnología convierte la línea eléctrica tradicional en una línea digital de alta velocidad lo que permite entre otras aplicaciones el acceso a Internet de banda ancha.
- ✓ **Sistema Global para las Comunicaciones Móviles (Groupe Special Mobile GSM):** “es un sistema estándar, completamente definido, para la comunicación mediante teléfonos móviles que incorporan tecnología digital”.¹⁹ Al ser digital esta tecnología permite a los usuarios navegar por Internet, además la red GSM puede ser utilizada para la transmisión de datos AMI en empresas de servicios que no disponen de su propia infraestructura de comunicación.
- ✓ **Red Backhaul (red de retorno):** permite la conexión entre los equipos de telecomunicaciones encargados de realizar el tráfico de información. La red de retorno interconecta redes entre si y constituye parte fundamental de un sistema de telecomunicaciones.

¹⁹http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_Global_para_las_Comunicaciones_M%C3%B3viles

Ver bibliografía [129]



2.5.3 Sistema de Gestión Empresarial

La información que ha sido recolectada desde los medidores inteligentes al concentrador de datos, y transmitida a través de la infraestructura de telecomunicaciones a la empresa de servicios, debe ser tratada de manera óptima por el sistema de gestión empresarial, con el objetivo principal de permitir todas las funcionalidades de AMI y habilitar las nuevas aplicaciones inteligentes para la empresa y clientes. El sistema de gestión empresarial principalmente consta del Software de Gestión, el cual dispone de capacidades para realizar varias actividades de monitoreo y control de la información, y dispositivos de campo relacionados con la automatización del proceso de lectura de medidores y el control a distancia de las acciones de corte y reconexión.

En la actualidad, debido a los masivos despliegues de medidores inteligentes en determinadas áreas geográficas, la provisión del Sistema de Gestión Empresarial AMI, incluye el Software de Gestión y la Plataforma MDM (Meter Data Management MDM), estos dos elementos están sujetos a las capacidades que ofrezcan las empresas proveedoras de soluciones inteligentes (integración de sistemas) y a los requisitos de la empresa de servicios interesada en implementar la solución AMI.



CAPÍTULO III

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN EL ENTORNO DE CENTROSUR



Introducción

Luego de analizar la teoría en los capítulos anteriores, en esta sección se plantea el estudio del proyecto de Medición Inteligente que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR) pretende implementar a futuro, se trata de la Infraestructura de Medición Avanzada o sistema AMI.

Este tipo de proyectos es bastante novedoso dentro del sector eléctrico ecuatoriano, por lo que se requiere mucha investigación para determinar el impacto de este sistema en los procesos operativos de la Empresa, teniendo en cuenta que muchos de estos podrían cambiar o modificarse debido a la naturaleza propia del sistema de Medición Inteligente.

La CENTROSUR pretende implementar el sistema AMI en una gran parte del sector del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca, esta situación demanda el cambio de los tradicionales medidores electromecánicos por medidores inteligentes.

El estudio para la implementación del sistema AMI principalmente abarca la delimitación de un área de cobertura, la distribución y cantidad de medidores inteligentes a instalar, la red de comunicación a utilizar y el centro de control que permita gestionar las funcionalidades y operaciones de este sistema, lo cual involucra conocer y analizar las ofertas de los vendedores de esta solución. La descripción de las compañías más importantes a nivel mundial que despliegan estos proyectos se lo efectúa en el capítulo V del presente trabajo.

Adicionalmente en este capítulo se analiza y describe los procesos comerciales que la Empresa realiza actualmente, esto con el objetivo de determinar el impacto positivo que tendrá el proyecto sobre una parte de los procesos de comercialización.

Teniendo siempre presente que el despliegue del sistema AMI es fundamental para la transición a la Red Inteligente, su implementación como un sistema empresarial es considerado como uno de los primeros pasos a seguir, si se desea a futuro plantear la interoperabilidad de los sistemas lo cual es clave para hacer más inteligente la gestión de la red de distribución.



3.1 Antecedentes

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. es una empresa que brinda servicios públicos, cuyo negocio principal radica en la distribución y comercialización de energía eléctrica. Su área de concesión alcanza los 28,960Km², que corresponde aproximadamente al 11.3% del total de la superficie del Ecuador y comprende las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago a excepción de algunos cantones y zonas periféricas.

Al momento la CENTROSUR es una empresa privada, constituida por diez accionistas que pertenecen a organismos o entidades del sector público ecuatoriano, conforme la siguiente participación que se muestra en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1: Composición accionaria de la CENTROSUR [28]

INSTITUCIÓN	Porcentaje
Ministerio Electricidad y Energía Renovable	67.07%
Gobierno Provincial del Azuay	18.97%
Municipalidad de Cuenca	8.47%
Concejo Provincial de Cañar	2.71%
SENPLADES	0.93%
Concejo Provincial de Morona Santiago	0.89%
Municipalidad de Sigüig	0.31%
Municipalidad de Morona Santiago	0.28%
Municipalidad de Santa Isabel	0.24%
Municipalidad de Biblián	0.14%

La cantidad de clientes registrados en 2010 fue de 296,000 aproximadamente, los cuales se clasifican respecto al uso de energía como se detalla en la siguiente Tabla 3.2:

Tabla 3.2: Distribución de clientes de acuerdo al tipo de tarifa[28]

Tipo de Tarifa 2009	
Residencial	256.673
Comercial	22.852
Industrial	6.127
Otros	3.744
Total	289.396

Los índices empresariales de la CENTROSUR son buenos y en algunos casos superan el promedio nacional lo que indica la solvencia y eficiencia del trabajo desempeñado durante de 60 años de vida institucional.

3.2 Descripción de la Situación Actual de los Procesos de la Dirección de Comercialización

Es necesario conocer los actuales procesos que se realizan a través de los departamentos de la Dirección de Comercialización de la Empresa, de esta manera se tiene una visión puntual sobre las tareas que se ejecutan, al tiempo que se pueden identificar posibles mejoras. A continuación en la Figura 3.1 se describen la estructura orgánica de la Dirección de Comercialización:



Figura 3.1: Estructura orgánica de la Dirección de Comercialización [31]

En la actualidad la Dirección de Comercialización oficialmente contiene cinco departamentos, en los cuales se desempeñan actividades para cumplir con el proceso de comercialización de la energía que se observa en la Figura 3.2:

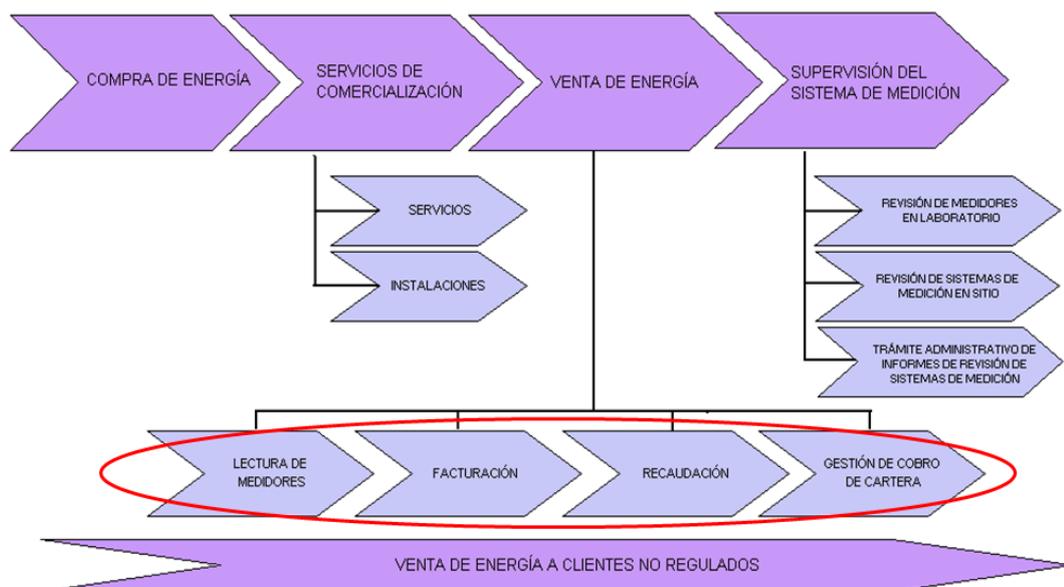


Figura 3.2: Procesos de Comercialización [31]



Las principales actividades de los cinco departamentos de la Dirección de Comercialización se describen a continuación.

- 1. Departamento de Servicio al Cliente:** En el cual se receptan y procesan la atención de solicitudes de servicio (reubicaciones, reclamos, cambio de medidor, nuevos servicios) y todo tipo de servicios que requiera el cliente.
- 2. Departamento de Mercadeo y Contacto Telefónico:** Se relaciona con servicios complementarios vinculados al servicio de Internet, compra y venta de energía a los agentes de generación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). También se elabora publicidad a través de tele-mercadeo mediante el centro de contacto de la Empresa.
- 3. Departamento de Control de la Medición:** Realiza el control de las pérdidas de energía no técnicas, para garantizar que el sistema de medición instalado en el predio del cliente esté calibrado de acuerdo a la normalización establecida. Algunas tareas importantes son la calibración de equipos de medición, re-facturaciones, reliquidaciones por el consumo de energía no registrado que puede ser por daño o hurtos energéticos.
- 4. Departamento de Lectura y Facturación:** Este departamento ejecuta un proceso establecido para recolectar las mediciones de los contadores de energía, que dentro del área de concesión se encuentran divididos en sectores y rutas. Actualmente esta actividad demanda la necesidad de llegar a los sitios de medición (ubicación física del contador de energía), para realizar las labores de lectura, para ello la CENTROSUR cuenta con un determinado personal y/o contratistas que realizan esta actividad de forma manual, a través de inspecciones visuales, de esta manera se registran los consumos con periodicidad mensual.

El proceso de Lectura de Medidores involucra las siguientes actividades:

- ✓ Definir el plan de lecturas.
- ✓ Entregar información física y por correo electrónico.
- ✓ Registrar y entregar las lecturas tomadas.

El proceso de Facturación involucra las siguientes actividades:

- ✓ Elaborar plan de emisiones.
- ✓ Aplicar pliego tarifario.
- ✓ Aplicar rubros de facturación.
- ✓ Corrección de talleres.
- ✓ Generación de consumos y emisiones.
- ✓ Modificación de facturas.
- ✓ Reportes para estadísticas.

5. Departamento de Recaudación y Gestión de Cartera: Para la ciudad de Cuenca y para fuera de la ciudad, sus Agencias, efectúan actividades de corte y reconexión, como acciones coercitivas para los clientes que se encuentran en mora, actividad que para ser ejecutada, actualmente se debe llegar de manera física a los contadores de energía o a los puntos de conexión de sus acometidas para ejecutarlas.

El proceso de Gestión de Cartera se detalla en la siguiente Figura 3.3:

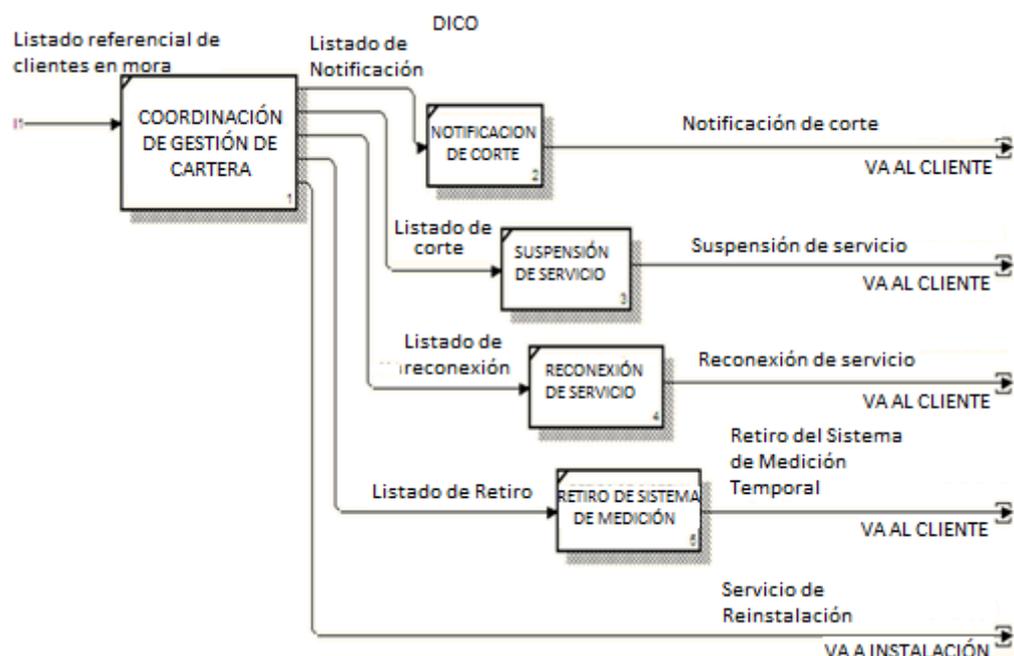


Figura 3.3: Proceso de Gestión de Cartera [31]

El proceso de Venta de Energía se lleva a cabo mediante los Departamentos de Lectura y Facturación, y Recaudación y Gestión de Cartera como se muestra en la Figura 3.4.

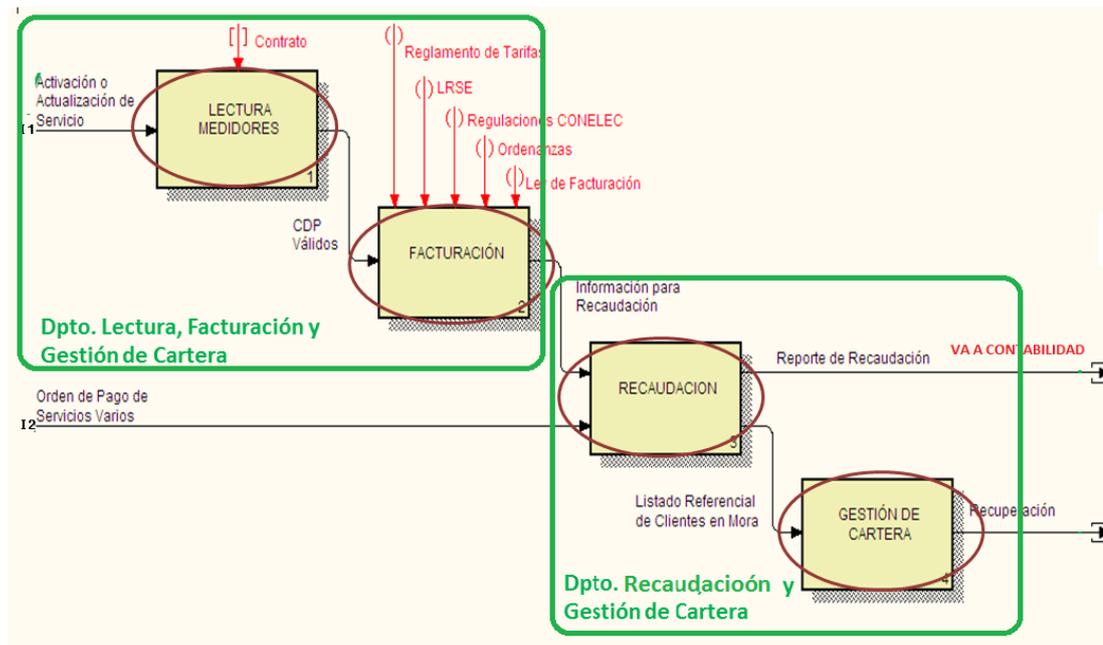


Figura 3.4: Procesos de Venta de Energía [31]

3.3 Descripción General del Proyecto AMI

Ciertos lugares, tales como lo es el Centro Histórico de Cuenca, presentan dificultades de acceso a los contadores de energía, debido a que la Ordenanza Municipal para la Gestión y Conservación de las Áreas Históricas y Patrimoniales de la ciudad de Cuenca, demanda no alterar las fachadas de los inmuebles de este sector patrimonial, por lo cual actualmente la gran mayoría de los contadores de energía se encuentran ubicados al interior de los inmuebles.

Mencionada dificultad incide en la correcta ejecución de los procesos comerciales de la Empresa descritos anteriormente, teniendo problemas en la facturación, con una consecuente insatisfacción de los clientes por errores de facturación, estimaciones, re-facturaciones y complicaciones para la CENTROSUR en las acciones de Gestión de Cartera (corte y reconexión), situación que dentro de los parámetros de calidad deterioran los indicadores de eficiencia de la Empresa. Adicionalmente, el hecho de que las redes de distribución y acometidas dentro de este sector de la ciudad son subterráneas, dificultan aún más las acciones operativas.

Esta situación, demanda y justifica la necesidad de contar con un sistema que sea capaz de permitir el intercambio de información entre los dispositivos de medición en el predio del cliente y la Empresa Distribuidora, para la obtención de la medición



de los contadores de energía y de que adicionalmente se pueda efectuar una gestión directa y automatizada para las acciones de corte y reconexión, situación que a más de solucionar los inconvenientes, mejoran los tiempos de operación y eficiencia en los procesos.

En los actuales momentos, la tecnología para los sistemas de distribución apunta a la Red Inteligente, que comprende la integración e interoperabilidad de sus sistemas, para el completo control sobre sus activos y automatización. La Red Inteligente, incluyen como una parte de su estructura los sistemas AMI con lo cual, su implementación superaría los actuales problemas de CENTROSUR para una parte del Centro Histórico de Cuenca y dispone de una infraestructura adaptable a la tecnología venidera.

La implementación de AMI, también permitirá contar con información que dará señales en la toma de decisiones y análisis, para el control y mejoramiento de los parámetros de la calidad del servicio (registros de curvas de carga, control de pérdidas no técnicas, perfiles de voltaje, administración de la demanda, proyecciones de demanda, entre otros), para el cumplimiento de las regulaciones vigentes y mejora de sus indicadores.

Los conceptos de interoperabilidad e integración de los sistemas, demandan un cambio en la constitución actual de los procedimientos de la distribución y comercialización de energía, los cuales están llevando a un manejo de Red Inteligente.

Por lo indicado, de forma preliminar, la CENTROSUR requiere emprender un proyecto que facilite el intercambio de información entre los dispositivos de medición y la Empresa, pudiendo obtener parámetros eléctricos y técnicos de las mediciones de los contadores de energía y que adicionalmente se admita plantear la interoperabilidad de los sistemas, con una visión que posibilite una futura integración a un sistema de Red Inteligente.



3.3.1 Proyecto AMI en el Entorno de la CENTROSUR

Inicialmente la CENTROSUR requiere contar con los servicios de **TELEMEDICIÓN** y **TELEGESTIÓN** lo cual comprende las acciones de lectura, corte y reconexión a distancia para un sector dentro del Centro Histórico de Cuenca.

Adicionalmente, la infraestructura que se instale, debe disponer de capacidades suficientes para facilitar la interoperabilidad e integración de los sistemas empresariales. En demanda de estas futuras exigencias la CENTROSUR como empresa de servicios deberá considerar que el sistema a instalar cumpla con los siguientes requisitos fundamentales:

- ✓ Procesamiento automático, transferencia de la información y gestión de los medidores inteligentes en tiempo real o cercano a este rango.
- ✓ Permitir la comunicación bidireccional entre la Empresa y los medidores inteligentes.
- ✓ Opciones para gestionar la información recolectada mediante la futura o inmediata implementación de una Plataforma MDM para crear nuevas aplicaciones y servicios.
- ✓ Disponer de capacidades suficientes de compatibilidad tecnológica, asegurando el funcionamiento del sistema AMI en el tiempo y soportar el escalamiento de sistemas de la Red Inteligente.

Actualmente (Abril 2011) y previo a la implementación de AMI la CENTROSUR se encuentra realizando un estudio para integrar la plataforma de servicios de mensajería que está normalizada esencialmente por el Modelo CIM contemplado en la Norma IEC-61968, siendo un proyecto ambicioso y que está en marcha, y que tiene por objeto normalizar el intercambio de información entre los sistemas de la Empresa, con lo cual se pretende soportar la integración de los sistemas empresariales nuevos o legados.

Con esta modernización de la infraestructura empresarial referida al intercambio de información, se disponen de mayores facilidades para dar paso a la implementación del sistema AMI en la Empresa, **ya que la visión a futuro de la CENTROSUR trata sobre la integración de los sistemas**. La comunicación entre los sistemas empresariales se integrarían conforme la siguiente Figura 3.5:

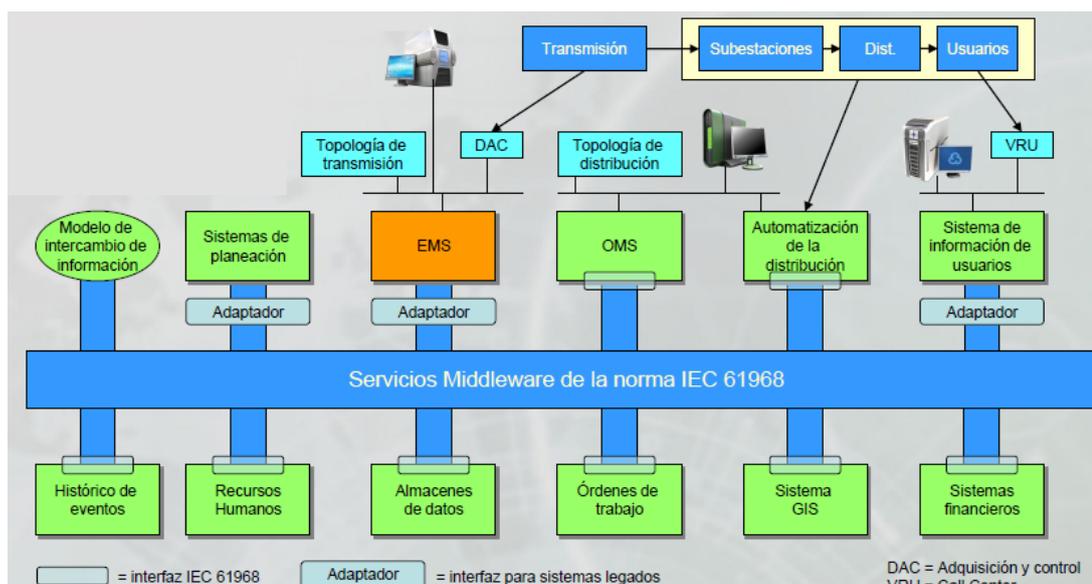


Figura 3.5: Ejemplo de Integración de los sistemas empresariales [69]

Como se observa este proyecto se basa principalmente en los conceptos de la Norma IEC-61968 la cual se analizó en el capítulo I, en la sección 1.9.

3.4 Proyecto AMI en el Centro Histórico de la Ciudad de Cuenca

El Centro Histórico de Cuenca está constituido por una ciudad de aires coloniales y republicanos, con atractivas construcciones que proceden del siglo XIX y algunas edificaciones del siglo XVIII, el conjunto está constituido por cerca de “26 edificios de valor monumental, 602 de valor arquitectónico y 830 de valor ambiental.”²⁰ Además existen iglesias, parques y plazas, edificios patrimoniales, museos, bibliotecas, sitios arqueológicos, áreas protegidas y atractivos naturales.

En la Figura 3.6 se observan tomas panorámicas del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca en las cuales se puede apreciar su arquitectura.

²⁰<http://www.oei.org.co/nuevo%20sii/nentrega5/art07.htm>
Ver bibliografía [100]

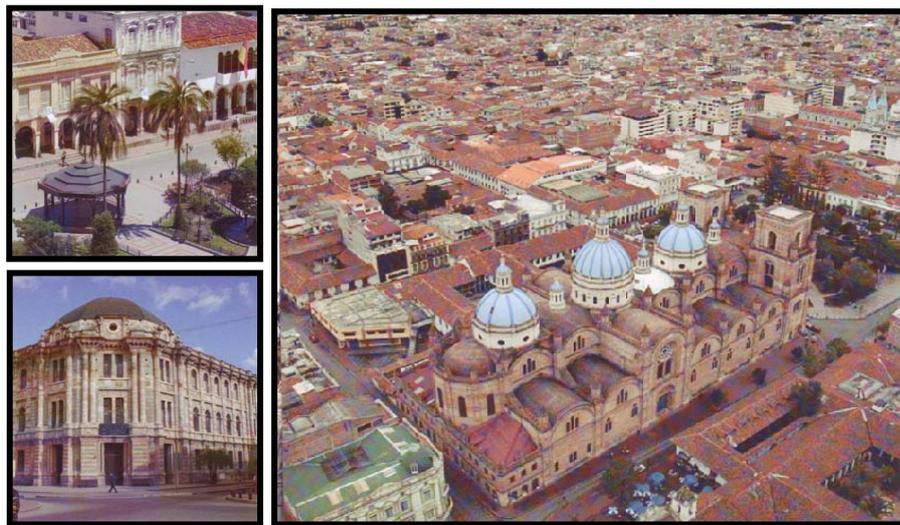


Figura 3.6: Fotografías del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca

Adicionalmente constituye ser un sitio residencial y comercial, en donde se puede encontrar diferentes tipos de edificaciones tales como: mercados, comercios, barrios tradicionales, pequeños centros comerciales, bancos, edificios habitacionales, hoteles, bares, entre otros.

3.4.1 Área de Cobertura AMI

El área de cobertura que se determinó corresponde a una gran parte del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca, en el cual los sistemas de medición instalados se encuentran dentro del predio del cliente. Este sector está servido mediante la red subterránea que corresponde a las subestaciones SE/01 y SE/02, a través de los alimentadores 0101, 0102, 0103, 0104, 0201, 0202, 0203, 0204, 0205. En la siguiente Figura 3.7 se indica el área de cobertura a considerar.

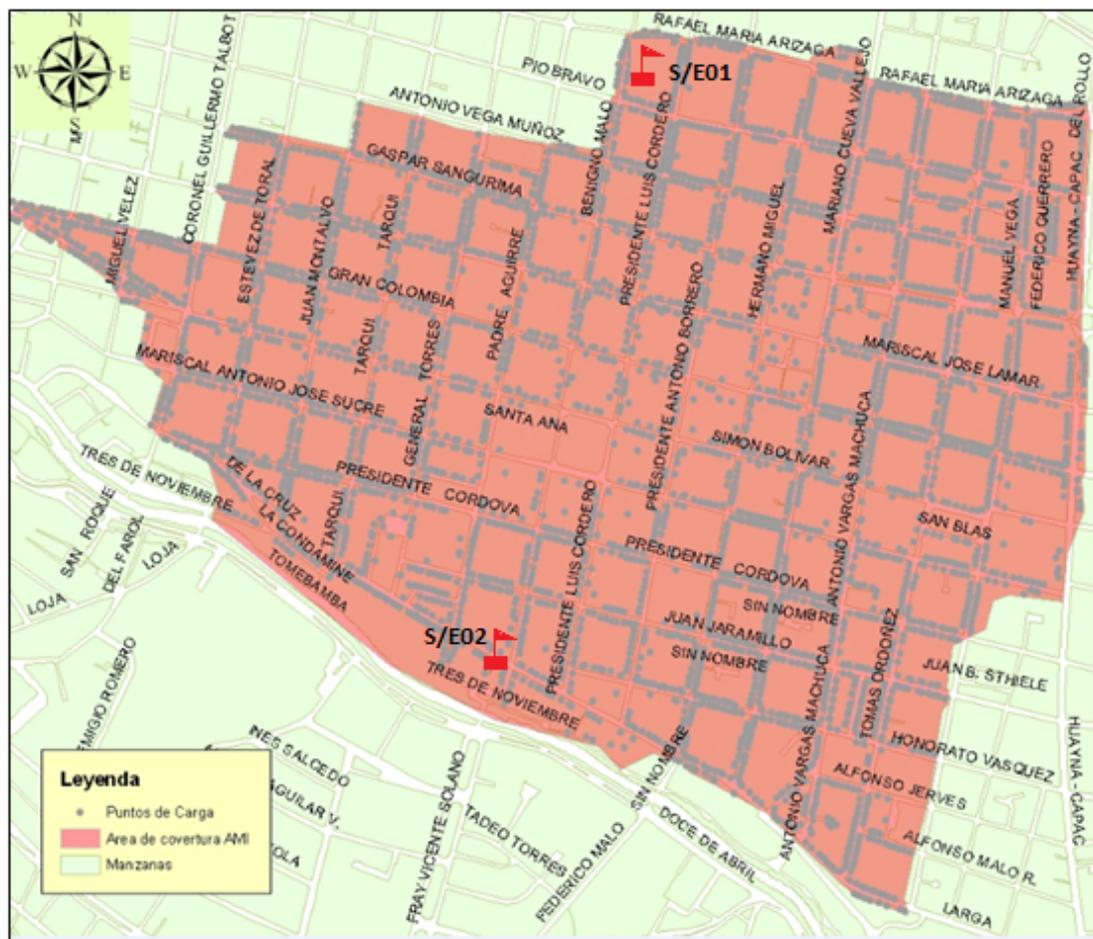


Figura 3.7: Área de cobertura [32]

En la figura anterior se puede observar claramente los límites del área señalada, los cuales se marcan por las calles y avenidas correspondientes.

3.5 Arquitectura del sistema AMI

La arquitectura de los sistemas de Medición Inteligente que se basan en la tecnología AMI depende de muchos factores, y variables relacionadas con alcance del proyecto y la visión a futuro que tenga la empresa distribuidora que pretende implementar este sistema. Generalmente un requisito básico del sistema que se instale es que cumpla con una Arquitectura Orientada a Servicios SOA, siguiendo los lineamientos de la Norma ICE 61968-9 Lectura y Control de Medidores la cual se analizó en el capítulo II, en la sección 2.8.1.

Para entender la arquitectura del sistema AMI que requiere la CENTROSUR, se ha creído conveniente plantear los siguientes componentes básicos:



- ✓ Medidores inteligentes.
- ✓ Concentrador.
- ✓ Sistema de telecomunicaciones.
- ✓ Centro de control.

Como un tema adicional y en concordancia con las características del proyecto, se puede extender la medición de los alimentadores de red secundaria en las cabinas de transformación subterráneas que se encuentran dentro del área de cobertura, con la finalidad de efectuar balances energéticos y contar con información para optimización, planificación, entre otras. Este alcance de implementación, que de creerlo conveniente sus detalles se lo podrá revisar en el [Anexo I](#).

3.5.1 Medidores Inteligentes

Los medidores inteligentes a instalar deben disponer de características necesarias para cumplir las funcionalidades que se desean habilitar y los nuevos servicios que se pretenden ofrecer. Este dispositivo es una de las partes críticas dentro del proyecto debido a la gran cantidad de medidores a instalar, lo cual económicamente representa una fuerte inversión.

La CENTROSUR tiene establecido un proceso detallado para la compra de contadores eléctricos y también exige requisitos básicos que se fundamentan en las siguientes normas internacionales:

- ✓ IEC 62053-21 Equipos de medida de la energía eléctrica (C.A.) Requisitos particulares Parte 21: Contadores estáticos de energía activa (clases 1 y 2)
- ✓ IEC 62053-22 Equipos de medida de la energía eléctrica (C.A.) Requisitos particulares Parte 22: Contadores estáticos de energía activa (clases 0,2 S y 0,5 S).[referencia Dpto. Servicios]

Estas y otras que para el efecto de la implementación de AMI se requieren, se encuentran detalladas en la sección 4.11.2.1 Especificaciones técnicas de medidores y concentrador del modelo de pliego que se expone en el [Anexo II](#).



La cantidad aproximada de medidores inteligentes es de 13,793 que corresponde a los clientes dentro del área de cobertura y se distribuyen de la siguiente manera como se observa en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3: Distribución de Medidores[29]

Distribución de Medidores Dentro del Área de Cobertura					
Fases	Nivel de tensión	Número de Hilos	Conexión	Tarifa	Cantidad
Monofásicos	120V/127V	2	Directa	Residencial	6.470
	120V/127V	2	Directa	Comercial	5.282
	Total monofásicos				11.752
Bifásicos	220V	3	Directa	Residencial	151
	220V	3	Directa	Comercial	289
	Total bifásicos				440
Trifásicos	220V	4	Directa	Residencial	685
	220V	4	Directa	Comercial	881
	57V/240V	4	Indirecta	Comercial	37
	Total trifásicos				1.603
TOTAL					13.795

La tabla anterior se ha realizado con información del Sistema de Información Geográfica GIS y el Departamento de Control de la Medición, los datos se consideran aproximados, con un margen de error inferior al 5%, puesto que algunos clientes no están registrados en el sistema GIS por las características de este sector.

Como se aprecia alrededor del 85% de medidores son monofásicos a dos hilos, un 3% son bifásicos a 3 hilos y un 12% son trifásicos a cuatro hilos. El tipo de conexión de la mayoría de medidores es directa, mientras que solamente alrededor de 37 medidores tienen una conexión indirecta, esto implica consideraciones especiales para este pequeño grupo, ya que utilizan transformadores de tensión y corriente para realizar mediciones en media tensión.

La distribución planteada servirá como información preliminar para realizar el pedido de la cantidad de medidores inteligentes y sus características específicas, para cumplir con los sistemas de medición instalados actualmente, ya que bajo ninguna circunstancia se debe alterar el tipo de medición que actualmente dispone el cliente.

Más información sobre los medidores se detalla en el modelo de pliego del [Anexo II](#) en la sección 4.11.2.1 Especificaciones técnicas de medidores y concentrador.



3.5.2 Concentrador de Datos o Gateway

Estos equipos son concentradores de los datos que se extraen desde los medidores inteligentes. La red de comunicación entre los medidores y el Gateway se basa principalmente en la tecnología RF y PLC, ambas con una red en malla “mesh”. La descripción de este equipo se detalla en el modelo de pliego del [Anexo II](#) en la sección 4.11.2.1 Especificaciones técnicas de medidores y concentrador.

3.5.3 Sistema de Telecomunicaciones de CENTROSUR

Al momento la Empresa dispone de varias opciones y tecnologías para la transmisión de datos sobre el área de cobertura indicada, ya que cuenta con un sistema de telecomunicaciones que se lo está explotando desde el punto de vista comercial, con servicios para la transmisión de datos e Internet de banda ancha. El sistema de telecomunicaciones está constituido principalmente por:

1) Red Backhaul: La CENTROSUR usa como sistema de red de retorno (*backhaul*) de su tráfico en la ciudad de Cuenca el anillo de fibra óptica OPGW G.652b (*Optical Ground Wire*) de 24 hilos, cuyo recorrido une las diferentes subestaciones como se muestra en el mapa geográfico de la ciudad de Cuenca detallado en la Figura 3.8:

Algunas particulares características técnicas de este sistema son:

- ✓ En las subestaciones, desde donde parten los alimentadores, se cuenta con nodos ópticos con velocidades de 10Gbps/hilo de fibra, tal que permite captar el tráfico desde y hacia los usuarios de PPL.
- ✓ Sobre el anillo de fibra está montada la tecnología MPLS 10 Gbps.
- ✓ Soporta servicios de SCADA, Protección diferencial, Internet, datos, voz.
- ✓ El anillo de fibra interconecta las subestación ubicadas en las áreas urbanas y rurales de Cuenca.

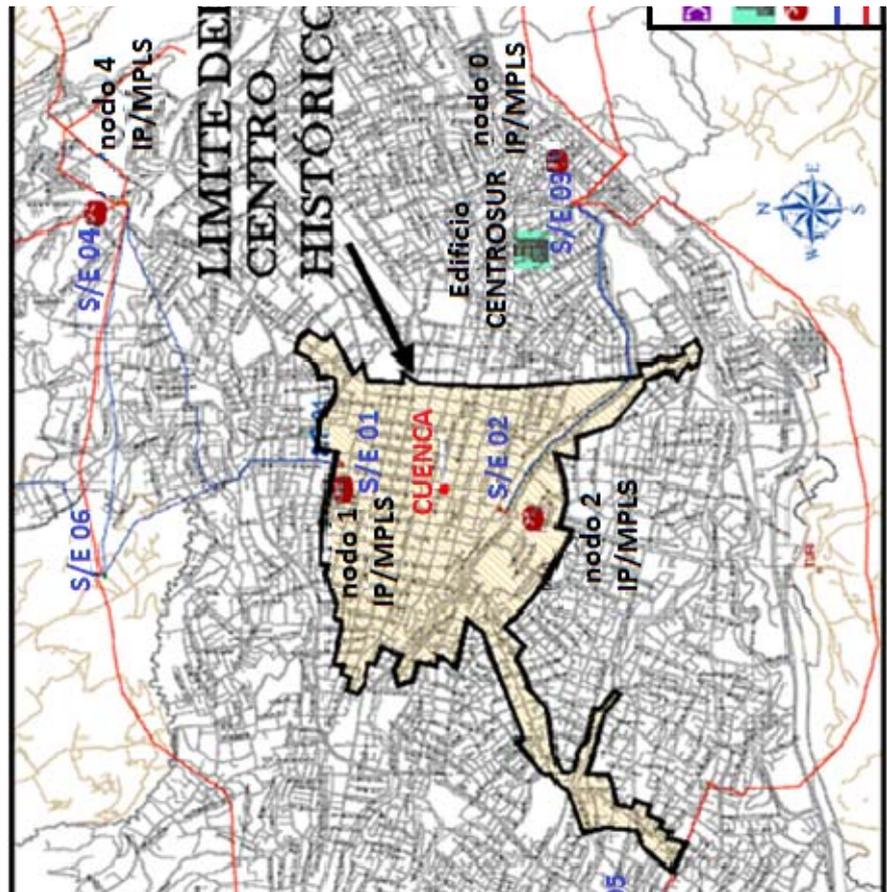


Figura 3.8: Sistema backhaul, anillo de fibra óptica que dispone la CENTROSUR [31]

El acceso a Internet se lo realiza a través de dos empresas portadoras, Telefónica y/o Transnexa, ya que ambas empresas tienen accesos de fibra óptica al anillo metropolitano de CENTROSUR.

2) Red PLC (Power Line Comunication): En la actualidad la CENTROSUR cuenta con la tecnología PLC (*Power Line Comunication*), para la red eléctrica subterránea que comprende parte del Centro Histórico de Cuenca y se conecta por medio del alimentador 0202 de la subestación S/E 02 a uno de los ramales del anillo de fibra óptica. En la Figura 3.9 se puede observar el área de cobertura actual de esta tecnología y sus límites.

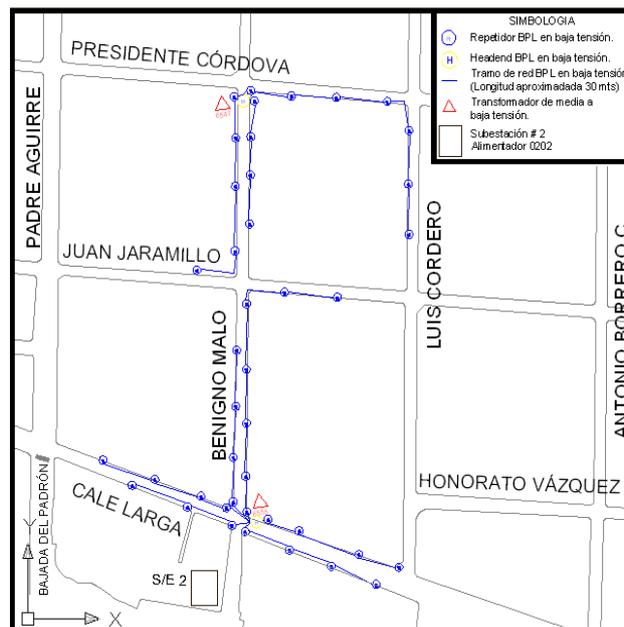


Figura 3.9: Plan piloto de la red PLC en el Centro Histórico [31]

La Empresa tiene planeado la ampliación de la red PLC en el corto plazo para el sector del Centro Histórico, que incluye el área de cobertura del sistema AMI, ya que actualmente dispone de los equipos necesarios para continuar el despliegue de esta tecnología.

A continuación se presenta varias características de esta red:

- ✓ Red en media tensión (6,3 KV - Neutro).
- ✓ El backbone “se refiere a las principales conexiones troncales de Internet”,²¹ está soportado por 6 equipos BPL, 1 cabecera y 5 repetidores, sobre este backbone existe 50 Mbps de ancho de banda en capa física.
- ✓ El servicio de Internet está en función de los planes comerciales tanto para los clientes residenciales como corporativos, con compresiones que van desde 2:1 hasta 8:1 con velocidades desde los 128 kbps hasta los 2 Mbps.
- ✓ La tecnología PLC puede funcionar en entornos ruidosos con un SNR=-40 dB (teóricos), pero además limitados por la distancia. Esta

²¹<http://es.wikipedia.org/wiki/Backbone>

Ver bibliografía [125]



tecnología en el centro histórico implementa un ramal de 450 mts en cable subterráneo.

3) Red Inalámbrica

Esta red es utilizada para servicios de comercialización, con planes residenciales y corporativos; además sirve como sistema de enlace de las agencias y puntos de recaudación de la Empresa, dentro y fuera de Cuenca siendo del tipo corporativo.

La tecnología que se utiliza es OFDM con acceso de 54 Mbps, interconectados con enlaces de microonda y enlace de fibra óptica que cubre toda la ciudad de Cuenca y gran parte del austro del país.

Siendo las características más relevantes las siguientes:

- ✓ Múltiples servicios: Internet y transmisión de datos, desde 128Kbps hasta 2028kbps con compresiones de 8:1, 6:1 y 4:1.
- ✓ Medio de transmisión (anillo de fibra).
- ✓ Frecuencias no licenciadas de 5 Ghz.
- ✓ Nodos corporativos con un alcance de hasta 20 km y un nivel de señal a ruido desde -28dbm a -35 dbm . Dentro de la ciudad se cuenta con 4 nodos y fuera de la misma con 7 nodos.
- ✓ Nodos residenciales con un alcance de hasta 4 km y un nivel de señal a ruido desde -60dbm a -78 dbm . Dentro de la ciudad se cuenta con 7 nodos.

3.5.4 Centro de Control

Ubicado en las instalaciones de CENTROSUR mediante el cual se permite controlar las funcionalidades y operaciones del sistema AMI y en donde se gestiona toda la información relacionada.

- ✓ **Software de Gestión:** Ofrece las capacidades necesarias para ejecutar la gestión del sistema AMI, incluyendo el manejo y control de los medidores inteligentes e información recolecta. El software de gestión dependerá de las exigencias que se planteen y también de las capacidades del proveedor



que se elija, ya que las opciones que ofrecen los múltiples y diversos vendedores, presentan software de aplicación con varias funcionalidades y generalmente brindan soluciones integrales con un manejo bastante amigable y seguro para los usuarios de la Empresa. Para conocer en detalle las exigencias del software de gestión que la Empresa plantea, revisar el punto 4.11.2.2 Especificaciones técnicas Software de Gestión y MDM que se encuentra en el modelo de pliego presentado en el [Anexo II](#).

- ✓ **Manejo de la información almacenada:** La información que es recolectada desde los medidores inteligentes hasta las instalaciones de la Empresa, tiene que ser gestionada adecuadamente para cumplir con los objetivos principales de AMI y evitar potenciales problemas.

Los datos relacionados con el consumo de energía deben alimentar al sistema de facturación que actualmente dispone la Empresa, el cual se encarga de aplicar el correspondiente pliego tarifario para cada tipo de cliente, esto depende del uso de la energía que dispone cada consumidor. La CENTROSUR tiene identificado claramente las tarifas para cada cliente, siendo las principales las siguientes: Residencial, Comercial, Industrial, Asistencia Social, Culto Religioso, Entidad Oficial, Beneficio Público, entre otras. El sistema comercial de la Empresa requiere una interfaz para adaptar la transmisión remota de datos del sistema AMI relacionado con las lecturas de consumos de los clientes, para de esta manera garantizar su correcta facturación.

La información relacionada con la parte técnica (perfil de carga y voltaje, frecuencia, cantidad y duración de interrupciones, entre otros) debe ser gestionada y almacenada con el objetivo de disponer de mayor información, para tomar decisiones sobre índices de calidad, planificación de la red de distribución, balances energéticos, interrupciones del suministro, respuesta de la demanda, entre otras posibles aplicaciones. En cuanto a las nuevas aplicaciones y servicios que podrían llevar la gestión de activos a otro nivel mediante la interoperabilidad de los sistemas, se espera que la Empresa en un futuro cercano pueda contar con soluciones inteligentes adicionales que



permitan plantear un manejo de Red Inteligente, obedeciendo la tendencia mundial de las empresas de servicios.

Por el momento la CENTROSUR plantea un proyecto de Medición Inteligente para una parte del Centro Histórico de la ciudad, pero se espera la ampliación de este y la ejecución de otros proyectos relacionados, de echo en la actualidad y como se mencionó anteriormente la Empresa actualmente (Abril 2011) realiza el estudio para la implementación del Bus de Mensajes con servicios Middlewere y no se descarta que en el futuro se amplíe el área de cobertura de AMI, de esta manera la visión sobre el proyecto de Medición Inteligente tendrá que analizar la adquisición de una Plataforma MDM que posibilite la gestión de mayores volúmenes de datos, ya que esta plataforma se emplea para gestionar la información de miles e incluso millones de clientes.

3.6 Funcionamiento del Sistema AMI

El sistema AMI debe funcionar en tiempo real de forma continua, 24/7/ los 365 días a través de Internet ilimitado, ser capaz de garantizar en todo momento la comunicación bidireccional, recolectar la información de los dispositivos de campo y enviarla a la empresa con total seguridad, para de esta manera posibilitar la gestión de la información recolectada por los sistemas dependientes.

3.7 Operaciones del Sistema AMI

Los requerimientos de operación que se pretender conseguir por el momento consistirían en:

- 1. Recolección de lecturas de consumo de forma remota:** De esta manera se automatiza la Lectura de Medidores, optimizando el proceso de venta de energía, solucionando el problema de acceso a los medidores dentro del área de cobertura. Esta actividad mejorará la calidad de servicio al cliente, ya que la información será más precisa y confiable, lo cual incrementa la calidad de facturación y disminuye el porcentaje de facturas estimadas, re-facturaciones y por ende reclamos de los clientes.



2. **Posibilitar las acciones de corte y reconexión a distancia:** Mediante las capacidades del sistema en su conjunto, se realizarán las acciones de corte y reconexión a distancia por motivos de falta de pago, con lo cual se automatizará el proceso de Gestión de Cartera para los clientes dentro del área de cobertura, solucionando los problemas operativos de estas actividades en el área delimitada.

3.8 Posibles Problemas de Seguridad y Almacenamiento de Información

3.8.1 Seguridad del Sistema AMI

Las amenazas a los sistemas de Medición Inteligente son reales y potencialmente posibles, dentro de este ámbito pueden existir atacantes con fines terroristas o simplemente gente que quiere evitar las regulaciones. Cualquiera que sea el motivo del atacante el acceso no autorizado, la información falsa, la interrupción de la información o peor aún el acceso no autorizado al control de los medidores inteligentes es totalmente perjudicial para las condiciones de servicio de AMI. El peor de los escenarios de un ataque sería la toma de control de las acciones de los medidores inteligentes ya que un atacante a distancia podría desconectar la energía de miles de clientes privados incluyendo hospitales, estos problemas tienen consecuencias en todos los niveles de confianza del sistema.

Por las razones mencionadas, para las empresas de servicios, la seguridad es considerada un punto clave de AMI, con el objetivo de garantizar la seguridad y privacidad de la información de los clientes, esta situación demanda un análisis de riesgos de los potenciales problemas de seguridad de los sistemas de Medición Inteligente, es así que para establecer una arquitectura lógica los grupos de trabajo correspondientes y relacionados con la seguridad de AMI puntualizaron el análisis basándose en lo siguiente:

1. Examinación de los Casos de Uso del sistema AMI.
2. Evaluación de los riesgos de AMI.
3. Análisis de los componentes de AMI.



4. Modificación y mejora de los controles de seguridad.

Muchos sistemas AMI comparten los mismos niveles de seguridad aunque esto depende de la tecnología que se aplique en las empresas de servicios, generalmente para determinar la arquitectura de seguridad entre los componentes lógicos y físicos se basa en los casos de uso UML, escenarios y diagramas de secuencia que se pueden realizar dentro del modelo CIM.

Los estudios de riesgos de seguridad dependen del alcance, la exigencia y método pero el objetivo siempre es el mismo, el cual es **evaluar el nivel de seguridad de un sistema de información**. Este análisis es objetivo, relaciona la eficacia de los controles de seguridad que protegen a los activos de un sistema y revisa el entorno de las amenazas, los niveles de seguridad y las vulnerabilidades que se presentan dentro del sistema. También durante este proceso se clasifica la posibilidad de ocurrencia de amenazas y recomendaciones adicionales para reducir los riesgos a un nivel aceptable.

3.8.1.1 Potenciales Amenazas del Sistema AMI

Los agentes de amenaza son las características de entidades que puedan tener la motivación, oportunidades o medios para comprometer la seguridad del sistema AMI y pueden ser clasificadas usando tres criterios:

- 1) **Conocimientos técnicos:** Con lo cual se puede medir el conocimiento de un atacante en el sistema AMI. Los niveles críticos de riesgo incluyen bajo, medio y alto.
- 2) **Financiación:** Se puede medir los recursos y la logística disponible para el atacante y se representa en términos económicos. Los niveles críticos de seguridad incluyen bajo, medio y alto.
- 3) **Tiempo:** Es una medida de la cantidad de tiempo disponible para el atacante. Los valores posibles incluyen bajo, medio y alto.

En la siguiente Tabla 3.4 se puede observar una clasificación de las posibles amenazas de acuerdo a la entidad y sus niveles de riesgo que han sido considerados:

Tabla 3.4: Clasificación de amenazas [75]



Entidad	Conocimiento Técnico	Financiero	Tiempo	Descripción
Cliente	Bajo	Bajo	Bajo Alto	Clientes involucrados con el sistema AMI, que actúen de manera inapropiada.
Ejecutivos internos	Bajo Alto	Bajo	Medio	Personas autorizadas relacionadas con los empleados del sistema AMI, que actúen de manera inapropiada.
Intrusos desconocidos	Bajo Alto	Bajo Alto	Bajo Alto	Sujetos externos no autorizados que no son parte de la empresa de servicios.
Ex-trabajadores	Bajo Alto	Bajo	Alto	Ex trabajadores involucrados con el sistema AMI (empleados, contratistas, proveedores o clientes) que actúen de manera inapropiada.

Los principales tipos de amenazas se pueden clasificar en cuatro amplias categorías:

- ✓ **Divulgación:** El acceso no autorizado a la información, se pierde la confidencialidad de los datos.
- ✓ **Engaño o Fraude:** La aceptación de datos falsos.
- ✓ **Interrupción:** La interrupción o la desconfianza de información correcta.
- ✓ **Usurpación:** El control no autorizado de una parte del sistema.

3.8.1.2 Potenciales vulnerabilidades del Sistema AMI

Las vulnerabilidades son debilidades del sistema AMI, las cuales pueden ocurrir por un defecto en el diseño o un error en la aplicación, lo cual provoca ventajas para el atacante. “Formalmente una vulnerabilidad es una debilidad en un sistema de información, en los procedimientos de un sistema de seguridad, en los controles



internos que podrían ser aprovechados por una amenaza”²² para evadir los controles de seguridad.

En la siguiente Tabla 3.5 se listan potenciales vulnerabilidades del sistema AMI:

Tabla 3.5: Vulnerabilidades del sistema AMI [75]

Terceras partes: El acceso no autorizado al sistema AMI a través de una red de terceros (empresas o personal subcontratado).
Autenticidad: Debilidades en los mecanismos de verificación de la información.
Control de Acceso Secundario: Los controles de acceso que no permiten la adecuada separación de funciones deseadas dentro de la empresa de servicios.
Calidad de las claves: La mala calidad de los códigos de seguridad, lo cual lleva a un comportamiento impredecible, facilidades de acceso y baja garantía de confidencialidad.
Control de Errores: El inadecuado manejo de errores que puede no causar un comportamiento deseado impredecible.
Registro y auditoría: La pobre o inadecuada conservación y manejo de eventos de interés.
Protocolo: El uso de protocolos no probados y desconocidos o el uso de protocolos inadecuados con debilidades desconocidas para el diseño del sistema AMI.
Sensible: La inadecuada protección del valor de los datos en tránsito, almacenamiento y procesamiento.
Gestión de Sesiones: Inadecuado período de sesiones, a menudo puede causar reproducción de información.

3.8.1.3. Controles de Seguridad del Sistema AMI

“Los controles son los procesos y mecanismos diseñados para garantizar que una organización cumpla sus objetivos de seguridad, incluyendo la confidencialidad, integridad, disponibilidad. Se encuentran entre las más altas metas de seguridad de la información.”²³

Los controles de seguridad para las potenciales amenazas, se detallan en el modelo de pliego elaborado para la contratación de AMI, se encuentra en el [Anexo II](#) en la sección 4.11.2.4 Condiciones de Seguridad.

²² ITRON Risk Analysis for Advanced Metering.
Ver bibliografía[75]

²³ ITRON Risk Analysis for Advanced Metering
Ver bibliografía[75]



Los controles esencialmente tienen la función de frustrar ataques y generalmente se consideran cuatro tipos de técnicas de control:

- ✓ **De Usuario:** Reduce la probabilidad de un ataque.
- ✓ **Preventivo:** Reduce la exposición a amenazas.
- ✓ **Correctivas:** Reduce el impacto de un ataque exitoso.
- ✓ **Detección:** Descubre ataques y activa los controles preventivos o correctivos.

3.8.1.4. Objetivos de Seguridad del Sistema AMI:

Los objetivos de seguridad y privacidad para AMI son los siguientes:

- ✓ Cumplimiento de la legislación.
- ✓ Garantizar el suministro de energía.
- ✓ Seguridad.
- ✓ Fiabilidad de la información.
- ✓ Privacidad.
- ✓ Garantizar las compras de energía.
- ✓ Registro de incidentes.

En la actualidad la baja penetración de AMI en la sociedad representa un factor que reduce los riesgos de seguridad, pero esta situación está a punto de cambiar debido a la generalización de esta tecnología, por lo que se debe hacer una valoración general de los riesgos actuales y futuros:

- ✓ El riesgo económico es considerado bajo en la actualidad y moderado en el futuro.
- ✓ El riesgo de daño de la confianza del cliente en las empresas del sector público es muy bajo.
- ✓ El riesgo de daño de la seguridad del sector público es bajo en la actualidad y será moderado en el futuro, ya que se necesita de un ataque informático perfecto para causar verdaderos daños a la seguridad pública.
- ✓ Los posibles fraudes de los clientes es el riesgo más bajo para la seguridad de AMI.



- ✓ Las mayores preocupaciones son los ataques maliciosos de terrorismo informático, pero su probabilidad de ocurrencia e impacto es muy baja, pero los daños podrían ser severos.

El tema de seguridad relacionado con el sistema AMI es bastante extenso y es considerado en varios documentos, que sirven de ayuda para orientar las normativas más adecuadas que garanticen la seguridad para todas las partes involucradas en los sistemas de Medición Inteligente. Para mayor información a continuación se citan algunos documentos a quien interese profundizar en este tema:

- ✓ Security Profile for Advanced Metering Infrastructure by The UtiliSec Working Group (UCAIug) & The NIST Cyber Security Coordination Task Group.
- ✓ Itron, White Paper Advanced Metering Infrastructure: Risk Analysis for Advanced Metering.
- ✓ Privacy and Security of the Advanced Metering Infrastructure: Main document.
- ✓ NISTIR 7628, Guidelines for Smart Grid Cyber Security: Vol. 1, Smart Grid Cyber Security Strategy, Architecture, and High-Level Requirements (Agosto 2010).

3.8.2 Potenciales Problemas de Almacenamiento de Información

Generalmente, los problemas de almacenamiento de información ocurren cuando no se prevén capacidades necesarias para gestionar la cantidad de información de los clientes involucrados. Típicamente los proveedores de soluciones AMI, disponen de bases de datos con múltiples servicios y aplicaciones capaces de almacenar información durante años, además la capacidad de almacenamiento se puede ampliar fácilmente, es por esta razón que específicamente para el proyecto que se pretende desplegar en principio no se tendría inconvenientes de este tipo.

Potencialmente este problema sería más perceptible, si no se exige la tecnología adecuada y necesaria para la posible y futura ampliación del área de cobertura, lo cual implica gestionar mayores volúmenes de información, esta situación podría ser



crítica en el funcionamiento del sistema tanto en la transmisión de datos y su posterior almacenamiento y gestión.

Principalmente los problemas repercuten directamente en:

- ✓ Calidad de facturación al cliente.
- ✓ Información histórica de los parámetros eléctricos.
- ✓ Registros de eventos.
- ✓ Perfiles de carga, Voltaje.
- ✓ Calidad de la información de la red de comunicaciones.

3.9 Potenciales Beneficios en la CENTROSUR

Los potenciales beneficios para la Empresa con la implementación del sistema AMI para el área de cobertura señalada son varios y se listan a continuación:

- ✓ El proceso de Gestión de Cartera en las actividades de corte y reconexión se automatiza totalmente para todos los clientes dentro del área de cobertura.
- ✓ Reducción de los índices de cartera vencida.
- ✓ Automatización del proceso de Lectura de Medidores para los clientes dentro del área de cobertura.
- ✓ Ahorro de recursos económicos en procesos operativos en el personal que cumple con las labores de recorrido de lecturas de medidores, desconexiones, reconexiones del servicio eléctrico.
- ✓ Solución directa al problema de acceso físico al medidor para los clientes del Centro Histórico.
- ✓ Mejora en la calidad de facturación para el cliente, disminuyendo errores de lecturas, estimaciones y re-facturaciones.
- ✓ Garantía de ingresos ante posibles fraudes o hurtos de energía.
- ✓ Disposición de información necesaria para tomar decisiones sobre el control y optimización de los índices de calidad del Servicio Técnico y Calidad del Servicio Comercial (análisis en el capítulo IV).
- ✓ Realización de perfiles de carga con datos reales a nivel del cliente.



- ✓ La información recolectada se utilizaría en la optimización y planificación de la red de distribución.
- ✓ La CENTROSUR se posicionaría como empresa líder a nivel nacional en el despliegue de esta tecnología, mejorando aún más su imagen y prestigio.
- ✓ Se impulsa la implementación de sistemas de Medición Inteligente en las empresas eléctricas del país.
- ✓ Aumento de la eficiencia operativa de los activos de la Empresa.

3.10 Potenciales Beneficios en la Sociedad

- ✓ Precios más justos de la energía ya que se brinda un mejor servicio al cliente.
- ✓ Acceso a nuevos productos tecnológicos lo cual ofrece ventajas para los clientes del sector.
- ✓ Ciudad equipada con tecnología de punta, lo cual crea un entorno positivo de satisfacción en los clientes.
- ✓ El cliente en cualquier momento podría revisar sus consumos vía Internet para tomar decisiones de ahorro de energía voluntario. Lo cual supera la disposición de información mensual en las planillas actuales.
- ✓ Acceso de los clientes a tarifas flexibles.



CAPÍTULO IV

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO Y SERVICIO COMERCIAL



Introducción

Dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia se definen claramente las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización las cuales deben sujetarse a estrictas y puntuales regulaciones, pues evidentemente son actividades complementarias pero diferentes. Concretamente el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC como máximo ente regulador y de control del sector eléctrico ecuatoriano, dentro de otras actividades se encarga de regular el sector de la Distribución y Comercialización del servicio público de energía eléctrica, con el objetivo de garantizar la continuidad, eficiencia, calidad, precios justos, protección de los derechos de los consumidores y la integridad del ecosistema.

En el Ecuador las empresas dedicadas al negocio de la distribución de energía están comprometidas con varias regulaciones que han sido elaboradas por el CONELEC, dentro de este marco se dispone de la REGULACION N° 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCION, la cual está en plena vigencia desde el año 2001 y fue realizada debido a la imperiosa necesidad de asegurar el nivel satisfactorio de los servicios eléctricos previstos a los consumidores finales, los cuales son medidos a través de índices de calidad.

En la actualidad, la calidad de la energía toma más importancia debido a las necesidades tecnológicas de este nuevo siglo, teniendo en cuenta que en el presente y proyectándose a futuro las aplicaciones y usos de la energía son muy diversas incluyendo equipos electrónicos y digitales, esta situación obliga a todas las entidades y sujetos relacionados con el sector eléctrico a involucrarse para proponer y/o desarrollar proyectos orientados a la superación de los índices de calidad. En el presente capítulo se estudia una parte de la REGULACIÓN N° 004/01 y el impacto de la implementación de AMI sobre determinados índices de calidad, teniendo presente que el sistema de Medición Inteligente estudiado en los capítulos anteriores tiene múltiples y diversas aplicaciones sobre el sector de la distribución y que adicionalmente involucra varios beneficios sobre la calidad de la energía. Este tema demanda un análisis de las potenciales mejoras en ciertos índices de calidad de esta regulación.



4.1 Antecedentes

El tema de calidad de la energía ha sido motivo de análisis prácticamente desde la creación de los primeros sistemas eléctricos de potencia, inicialmente la preocupación se centraba en la continuidad del servicio, pues si no se garantiza el suministro de energía las pérdidas económicas para las empresas distribuidoras serían cuantiosas.

Las distribuidoras, tienen como obligación garantizar el suministro de energía para los consumidores, bajo niveles de calidad óptimos los cuales están especificados en la REGULACION N° 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCION, para este fin todas las empresas dedicadas al negocio de la distribución de energía deben adecuar y optimizar sus instalaciones, y procesos comerciales, puesto que en la actualidad en nuestro país la actividad de la comercialización de energía lo realiza la propia empresa distribuidora.

4.1.1 Calidad de la Energía Eléctrica

La calidad de la energía se entiende cuando la energía eléctrica es suministrada a los clientes bajo características y condiciones apropiadas, para que los equipos y dispositivos conectados a la red funcionen normalmente sin ningún tipo de inconveniente eléctrico, garantizando la continuidad y confiabilidad del servicio dentro de los límites de calidad establecidos.

La definición de calidad de energía no es única ya que dentro de este concepto se analizan algunas variables de los fenómenos electromagnéticos sobre los parámetros de tensión y corriente, además este tema puede ser entendido de varias maneras dependiendo del punto de vista de los actores del sistema eléctrico como consumidores, empresas distribuidoras, entes reguladores e incluso este significado varía dependiendo del país, por esta razón a continuación se ofrecen varias definiciones de calidad de la energía que han sido desarrolladas por las organizaciones e institutos más reconocidos a nivel mundial:

El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica - EPRI de Estados Unidos, define la calidad de la energía como “Cualquier problema de potencia manifestado en la



desviación del voltaje, de la corriente o de la frecuencia, de sus valores ideales, que ocasione falla o mala operación del equipo de un usuario”.²⁴

La Comisión Electrotécnica Internacional IEC en la Norma 61000-2-2/4 y el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica - CENELEC (50160) estipulan que la calidad de la energía eléctrica es “Una característica física del suministro de electricidad, la cual debe llegar al cliente en condiciones normales, sin producir perturbaciones ni interrupciones en los procesos del mismo”.²⁵

El Instituto de Ingenieros Eléctricos Electrónicos - IEEE en la Norma 1159-1995 describe a la calidad de la energía como una “Amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan el voltaje y la corriente eléctricas, en un tiempo y una ubicación dada en el sistema de potencia”.²⁶

4.1.2 Aspectos Generales de la Regulación N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de la Distribución

Esta regulación fue realizada por el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC en el año 2001, con el objetivo de establecer los niveles de calidad sobre la prestación del servicio eléctrico de la distribución a través de índices de calidad, además se establecen límites y procedimientos de evaluación para los cuales las empresas de distribución deberán medir y tabular los parámetros eléctricos involucrados y los eventos de toda la red de distribución.

La REGULACION N° 004/01 se divide en tres partes, las cuales obedecen a la tendencia mundial de las regulaciones de calidad de la energía para el ámbito de la distribución de energía eléctrica, y son:

- ✓ La Calidad del Producto
- ✓ La Calidad del Servicio Técnico
- ✓ La Calidad del Servicio Comercial

Para realizar el control de la calidad de del servicio eléctrico las empresas de distribución asumen la tarea de realizar las mediciones correspondientes, el

²⁴Electric Power Research Institute – EPRI

²⁵ Norma IEC 61000-2-2

²⁶ Norma IEEE 1159-1995, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE New York, USA, 1995.



levantamiento y procesamiento de la información necesaria para poder establecer las compensaciones que pudieran corresponder a los consumidores afectados.

La implementación de esta regulación tiene dos etapas claramente definidas, con el objetivo de permitir que las empresas de distribución del país puedan adecuarse a las exigencias de calidad del servicio.

Para la Etapa Final, se definen las siguientes Subetapas:

- ✓ Subetapa 1: la cual, en la actualidad está en plena vigencia.
- ✓ Subetapa 2: tendrá su inicio a la finalización de la Subetapa 1, con una duración indefinida. En la Subetapa 2 los índices de calidad son más rigurosos y exigentes.

Debido a diversos inconvenientes del sector eléctrico ecuatoriano aún no se inicia la ejecución de la Subetapa 2, la cual a la fecha (Junio 2010) ya debería estar en marcha, por lo que se espera que en el corto plazo entre en vigencia.

El presente capítulo se centra en el análisis de la Calidad del Servicio Técnico y Calidad del Servicio Comercial, ya que estos dos grandes temas contienen varios de los índices de calidad que potencialmente pueden ser mejorados con la implementación del sistema AMI (la Calidad del Producto no se analizará en la presente investigación).

4.2 Calidad del Servicio Técnico

La Calidad del Servicio Técnico se refiere a las interrupciones del suministro de energía y se evalúa sobre la base de la frecuencia y duración de interrupciones. Durante la Subetapa 1 los controles se efectúan en función de indicadores globales para la empresa de distribución y a **nivel de cada alimentador de media tensión (MV)**, “el levantamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores”²⁷.

El período de control será anual, de esta manera las empresas distribuidoras deben presentar sus informes al CONELEC, especificando el cálculo de los índices de

²⁷ REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Página 10.
Ver bibliografía [15]



calidad y sus resultados. Cabe señalar que el cálculo de los índices de calidad se desarrollara para cada mes del año.

Las interrupciones se deben **identificar, registrar y clasificar** como se indica en la REGULACIÓN 004/01, a través de bases de datos y sistemas informáticos que permitan registros históricos de al menos los últimos 3 años.

Las interrupciones que se consideran para el cálculo de los índices de calidad son aquellas que tengan una duración mayor a 3 minutos, incluyendo las de origen externo al sistema de distribución ya que pueden ocurrir fallas en la transmisión y/o generación, y se excluyen las interrupciones de un consumidor causadas por fallas en sus instalaciones.

Durante la Subetapa 1 no se computarán aquellas interrupciones de bajo voltaje, que no produzcan la salida del servicio del centro de transformación MV/BV al cual pertenecen, de esta manera los límites en donde se aplica los índices de calidad son, “por un lado el terminal del alimentador MV en la subestación AV/MV, y por el otro, los bornes BV del transformador MV/BV”.²⁸

En la actualidad, la CENTROSUR con el objetivo estratégico de cumplir con la misión de la empresa, suministrando energía con altos estándares de calidad y para que la continuidad en el suministro de energía eléctrica cumpla con los límites recomendados en la REGULACION N° 004/01 durante la Subetapa 1, realiza en monitoreo continuo de la Calidad de Servicio Técnico, mediante el cálculo de los siguientes índices que se detalla en dicha regulación:

- ✓ Frecuencia Media de Interrupción por kVA Nominal Instalado (FMIK)
- ✓ Tiempo Total de Interrupción por kVA Nominal Instalado (TTIK)

El cálculo se realiza a nivel de cada alimentador y a nivel de toda la red de distribución.

Pero, en la Subetapa 2, adicional al cálculo de los índices de calidad de la Subetapa 1, se calcularán dos índices adicionales, los cuales son a nivel del cliente, es decir que se **tendrá que determinar la cantidad y duración de las interrupciones que**

²⁸ REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Página 12.
Ver bibliografía [15]



afecten a cada consumidor. En este escenario las empresas distribuidoras deberán disponer de sistemas que posibiliten la gestión de este exigente nivel de control.

4.2.1 Índices de Calidad del Servicio Técnico para la Subetapa 2

4.2.1.1 Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores

(FAIc)

Lo cual “representa el número de interrupciones, con duración mayor a tres 3 minutos, que han afectado al consumidor "c", durante el periodo de análisis”.²⁹

$$\text{FAIc} = \text{Nc} \quad (1)$$

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a tres minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis.

Unidad de medida: Cantidad de desconexiones.

Objetivos y metas: Evaluar si la cantidad de desconexiones registradas por alimentador y para la red global están fuera de los límites establecidos.

4.2.1.2 Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)

Lo cual representa “la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al consumidor "c", durante el período de control.”³²

$$\text{DAIc} = \sum_i (\text{Ki} * \text{dic}) \quad (2)$$

²⁹ REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución Página 16.
Ver bibliografía [15]

**Donde:**

dic: Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas.

Ki: Factor de ponderación de las interrupciones.

Ki = 1.0 para interrupciones no programadas.

Ki = 0.5 para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

Unidad de medida: Horas.

Objetivos y metas: Evaluar la duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas.

En este caso cuando entre en vigencia la Subetapa 2 el sistema de gestión de red a implementar por el distribuidor, que permita el control a nivel del consumidor deberá como mínimo almacenar la siguiente información:

- ✓ “Datos de las interrupciones, indicando inicio y fin de las mismas, equipos afectados, y equipos operados a consecuencia de la interrupción a fin de reponer el suministro (identificación de las modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).”³⁰
- ✓ “Esquema de alimentación de cada consumidor, de forma tal que permita identificar el número de consumidores afectados ante cada interrupción en cualquier punto de la red. La información deberá contemplar las instalaciones que abastecen a cada consumidor con el siguiente grado de detalle”.³⁰
 - circuito o ramal de BV.
 - centro de transformación MV/BV.
 - alimentador MV.
 - transformador AV/MV.
 - subestación AV/MV.
 - red AV.

Siendo los límites admisibles los expresados en la siguiente Tabla 4.1:

³⁰ REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Página 17
Ver bibliografía [15]

**Tabla 4.1:** Límites de la Subetapa 2 [15]

Índice	Lim FAIc	Lim DAIC
Consumidores en AV	60	4,0
Consumidores en MV Urbano	8,0	12,0
Consumidores en MV Rural	10,0	24,0
Consumidores en BV Urbano	10,0	16,0
Consumidores en BV Rural	12,0	36,0

Influencia del sistema AMI: En la actualidad y obedeciendo las disposiciones de la regulación N° 004/01, la CENTROSUR realiza el control de este índice a nivel de MV, es decir solamente sobre los alimentadores de la red de distribución, con la implementación del sistema AMI, la Empresa dispondrá de capacidades necesarias para recolectar valiosa información que permita realizar el monitoreo y posibilite el control de la Calidad del Servicio Técnico a nivel del consumidor durante la Subetapa 2. Todos los clientes que estén dentro del área de cobertura en donde se pretende desplegar esta tecnología estarán cubiertos e involucrados en el control de Calidad del Servicio Técnico, es así que uno de los beneficios adicionales de una implementación AMI es la mejora del levantamiento de información destinada al cálculo de los índices de calidad mencionados anteriormente. Las empresas de distribución del país, en los próximos años deberán implementar este tipo de sistemas de Medición Inteligente con miras a la Subetapa 2, la cual entrará en vigencia en los próximos años.

4.2.1.3 Cálculo de la Energía No Suministrada en la Subetapa 2

La Energía No Suministrada ENS, representa la energía que el cliente deja de recibir por motivos de interrupciones en el suministro de energía.

Todas las empresas distribuidoras del país deberían compensar económicamente a cada cliente cuando se excede los límites de ENS establecidos, pero debido a la falta de una infraestructura que permita calcular la ENS a nivel del consumidor y a complejas dificultades en el cálculo de la indemnización económica a cada cliente, en la actualidad las empresas distribuidoras no realizan indemnizaciones por este motivo.



En la REGULACIÓN N° 004/01, durante la Subetapa 2, explica el cálculo de la ENS mediante cuatro formulas, las cuales constituyen los posibles escenarios del incumplimiento de los límites establecidos, como se explica a continuación.

“En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los índices de calidad de servicio, aplicables durante la Subetapa 2, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:”³¹

a) Si: $FAIc > LímFAIc$ y $DAIc < LímDAIc$

$$ENS = (FAIc - LímFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA} \quad (3)$$

b) Si: $FAIc < LímFAIc$ y $DAIc > LímDAIc$

$$ENS = (DAIc - LímDAIc) * \frac{ETF}{THPA} \quad (4)$$

c) Si: $FAIc > LímFAIc$ y $DAIc > LímDAIc$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} \geq \frac{LímDAIc}{LímFAIc}$

$$ENS = (FAIc - LímFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA} \quad (5)$$

d) Si: $FAIc > LímFAIc$ y $DAIc > LímDAIc$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} < \frac{LímDAIc}{LímFAIc}$

$$ENS = (DAIc - LímDAIc) * \frac{ETF}{THPA} \quad (6)$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los Consumidores del nivel de voltaje que se esté considerando, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FAIc: Índice de Frecuencia anual de interrupción por consumidor "c".

DAIc: Índice de Duración anual de interrupción por Consumidor "c".

Lím FAIc: Límite Admisible de FAIc.

Lím DAIc: Límite Admisible de DAIc

³¹ REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Página 17 y 18.
Ver bibliografía [15]



Influencia del sistema AMI: Con las formulas anteriores se puede establecer la ENS a nivel de cada cliente, pero se necesita medir dos variables FAIc y DAIC, las mismas que solamente se podrían computar mediante una moderna infraestructura con sistemas de Medición Inteligente instalados en los predios de cada consumidor, es así que una solución AMI permitiría determinar estos dos factores, gracias a que los medidores inteligentes puede registrar el número de interrupciones y la duración de cada una de ellas.

Establecer compensaciones económicas por ENS aumenta la calidad del servicio eléctrico para una sociedad, pero este cálculo es sumamente complejo, ya que se deben analizar muchas variables que determinen el impacto que causa la salida del servicio eléctrico para un determinado cliente, de esta manera las compensaciones por ENS de un cliente residencial no serían similares a las de un cliente comercial o industrial, pues el objetivo de calcular la ENS es establecer de la forma más justa las indemnizaciones que representen las reales pérdidas económicas de cada consumidor por motivo de la interrupción del servicio eléctrico.

4.3 Calidad del Servicio Comercial

Las empresas de distribución del país están obligadas a proporcionar, además del suministro de energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales que sirven para mantener un nivel adecuado de satisfacción al cliente por el servicio prestado.

Para efectuar el control de la Calidad del Servicio Comercial en la REGULACIÓN N° 004/01, se ha establecido índices individuales y globales que garantizan las prestaciones a cada consumidor. El registro y levantamiento de la información lo realiza la empresa distribuidora, tomando en cuenta todos los eventos que relacionen a los índices de calidad respectivos. Los registros se efectuarán en los sistemas informáticos pertenecientes a la gestión comercial de la empresa de distribución.

4.3.1 Índices y Límites Individuales de Calidad Comercial

Estos índices son aquellos que están vinculados a las prestaciones garantizadas a cada cliente, según la REGULACIÓN N° 004/01 son siete indicadores individuales que las empresas distribuidoras deben cumplir.



A través de la implementación del sistema AMI potencialmente se pueden optimizar tres de estos siete índices individuales, los cuales se detallan a continuación:

✓ **Estimación en la facturación**

“La facturación a los Consumidores de las zonas urbanas o de densidad demográfica alta y media se efectuarán obligatoriamente en función de lecturas directas de los medidores. Solo serán admisibles facturaciones basadas en estimaciones, para los casos del sector rural que no disponga de medidores y los de excepción determinada en la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, para los cuales el Distribuidor se sujetará a lo establecido en dicha Ley”.³²

Este indicador no tiene ningún límite, solamente expresa que la facturación a los consumidores se realizará directamente en función de las lecturas de los medidores, por lo cual obligatoriamente se tiene que tomar las lecturas de todos los clientes, a excepción de lo señalado. Esta situación se pudiese cumplir siempre y cuando todos los medidores de los clientes estén ubicados en lugares asequibles (fachada del predio del cliente) para el personal de campo de la Empresa que efectúa las lecturas, lo cual no sucede en su totalidad, ya que en ciertos sectores dentro del área de concesión de la CENTROSUR los contadores de energía se encuentran dentro del predio del cliente, esto dificulta las tareas operativas del personal de campo y conlleva a realizar estimaciones la facturación para aquellos clientes que habitualmente no se pueden registrar sus consumos, estas estimaciones afectan directamente en la calidad de facturación al cliente, lo cual se convierte en insatisfacciones y potenciales reclamos relacionados.

Por lo antes indicado este índice de calidad no se puede medir y no dispone de un límite precisamente, ya que en algunos casos las empresas de distribución están exentas al control del acceso al medidor de energía.

Influencia del sistema AMI: Con la ejecución del proyecto se obtendrían en su totalidad y en tiempo real o cercano a este, las lecturas de los medidores de los clientes dentro del área de cobertura, mejorando la confiabilidad y

³² REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Página 20
Ver bibliografía [15]



disponibilidad de esta información, con lo cual el problema de estimaciones de facturación prácticamente estaría solucionado, para estos clientes.

✓ **Resolución de reclamos comerciales**

“Toma en consideración el plazo máximo en que el Distribuidor debe atender y resolver los reclamos de los Consumidores por cuestiones comerciales, contados a partir del momento en que sean recibidos. Este plazo, de acuerdo al Art. 24 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, será como máximo de 4 días”.³³

Este índice hace referencia a reclamos comerciales, principalmente por problemas en la facturación al cliente, donde en muchas ocasiones para identificar el problema, se debe realizar una nueva lectura de medición del contador de energía en cuestión, ya que ocasionalmente se producen errores en el proceso de Lectura de Medidores, el cual actualmente se realiza mediante inspección visual y de forma manual.

Influencia del sistema AMI: Automatización del proceso de Lectura de Medidores y los tiempos de operación de esta práctica se reducen significativamente, además se puede disponer de lecturas más confiables y en tiempo real o cercano a este, por lo que se espera que la calidad de facturación aumente y disminuya los reclamos de los clientes por los motivos señalados.

✓ **Restablecimiento del servicio suspendido por falta de pago**

“Mide el tiempo, en horas, en que el Distribuidor debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el Consumidor haya cancelado su deuda”.³⁶ Los límites se pueden observar en la Tabla 4.2:

Tabla 4.2: Tiempo de restablecimiento del servicio por falta de pago [15]

ÁREA GEOGRÁFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta*	24 h	10 h
Densidad Demográfica Baja**	36 h	24 h

* Mayor o igual a 15 consumidores por /km²

** Menor a 5 consumidores por /km²

³³ REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Página 20
Ver bibliografía [15]



Influencia del sistema AMI: Este índice individual se debe cumplir para cada consumidor dentro de los plazos establecidos, el cual potencialmente se optimizaría pues las acciones coercitivas de corte y reconexión por falta de pago, se efectuarían de forma remota y tiempo real, con lo cual los tiempos operativos se reducirían drásticamente, solucionando el problema de acceso a los medidores para la mayoría de clientes dentro del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca.

4.3.2 Índices y Límites Globales de Calidad Comercial

Estos corresponden con metas de calidad para todo el distribuidor de manera global, siendo seis indicadores como lo estipula la REGULACIÓN N° 004/01. Cabe indicar que algunos índices globales se complementan con ciertos índices individuales. El análisis referido a los índices globales solamente se limita a aquellos que potencialmente pueden ser optimizados mediante el despliegue del sistema AMI, de esta manera a continuación se analiza solamente tres índices globales que son:

✓ **Calidad de la facturación**

Se define como el porcentaje que representa las re-facturaciones realizadas por errores de lectura o facturación, del total de facturas emitidas.

Unidad de medida: Porcentaje.

Objetivos y metas: Evaluar el desempeño del distribuidor en lo que refiere a la calidad de la facturación a los consumidores.

Método de evaluación: Conforme al índice que representa el “Porcentaje de Errores en la Facturación (PEF). Se considera, mensualmente y por categoría tarifaria, el porcentaje máximo de re-facturaciones de facturas emitidas”.³⁴ Se emplea la siguiente fórmula:

$$PEF = \frac{Fa}{Ne} * 100 \quad (7)$$

³⁴ REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución Página 22
Ver bibliografía [15]

**Donde:****Fa:** Número de facturas ajustadas con motivo de corregir un error de lectura o facturación.**Ne:** Número total de facturas emitidas.

Los límites establecidos que deberán cumplirse mensualmente son los siguientes:

Subetapa 1: 4% Subetapa 2: 2%

Los porcentajes de los índices de calidad de facturación de la CENTROSUR en 2009 y 2010 se detallan en la siguiente Tabla 4.3:

Tabla 4.3: Porcentaje de cálida de facturación para el año 2009 y 2010 [28]

Período	Porcentaje
ene-09	0.0397
feb-09	0.0147
mar-09	0.0082
abr-09	0.0082
may-09	0.0142
jun-09	0.0124
jul-09	0.0286
ago-09	0.0108
sep-09	0.0108
oct-09	0.0216
nov-09	0.0086
dic-09	0.0090
ene-10	0.0065
feb-10	0.0186
mar-10	0.0120
abr-10	0.0058
may-10	0.0102
jun-10	0.0102
jul-10	0.0084
ago-10	0.0101
sep-10	0.0050
oct-10	0.0063
nov-10	0.0050
dic-10	0.0050

Influencia del sistema AMI: Como observamos los porcentajes mensuales de este índice demuestran que la Empresa cumple con los límites establecidos, sin embargo con la implementación AMI, estos valores podrían disminuir aún más (ya que existirían menores errores en los registros de los



consumos de los clientes), lo cual es bueno en la constante mejorara de la Calidad de Servicio Comercial para el cliente.

✓ **Tratamiento de Reclamos**

“La medición del desempeño del Distribuidor, en lo que respecta al número y tratamiento de los Reclamos de los Consumidores y sus quejas, se verificará mensualmente”³⁵, como lo indica los siguientes parámetros:

- a) **Porcentaje de reclamos por interrupción de servicio (PRUi):** Se define como el porcentaje que representan los reclamos recibidos por interrupción de servicio, con respecto al número total de clientes.

Unidad de medida: Porcentaje.

Objetivo y metas: Evaluar el desempeño de la Empresa, en lo que respecta al número de reclamos recibidos por interrupciones de servicio.

Método de evaluación: se utiliza la siguiente formula:

$$PRUi = \frac{Rai}{Nu} * 100 \quad (8)$$

Donde:

PRUi: Porcentaje de Reclamos por interrupciones de servicio.

Rai: Número total de reclamos o quejas recibidas por interrupción de servicio.

Nu: Número total de consumidores servidos.

Los límites establecidos de PRUi que deberán cumplirse mensualmente son los siguientes:

Subetapa 1: 10 %

Subetapa 2: 8 %

Los índices de calidad de la CENTROSUR para los años 2009 y 2010 se aprecian en la Tabla 4.4:

³⁵ REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Página 22
Ver bibliografía [15]

**Tabla 4.4:** Índices de reclamos por interrupciones de servicio [28]

Período	Reclamos Interrupciones de Servicio en %
ene-09	0.481
feb-09	0.358
mar-09	0.505
abr-09	0.5383
may-09	0.3784
jun-09	0.3741
jul-09	0.4201
ago-09	0.4524
sep-09	0.4948
oct-09	0.5078
nov-09	0.4469
dic-09	0.4722
ene-10	0.3739
feb-10	0.4074
mar-10	0.3949
abr-10	0.3785
may-10	0.3888
jun-10	0.3689
jul-10	0.4042
ago-10	0.3413
sep-10	0.3926
oct-10	0.4497
nov-10	0.4309
dic-10	0.3919

Influencia del sistema AMI: Como se observa la Empresa cumple con los límites establecidos, sin embargo con la implementación de AMI se puede disponer de mayor información acerca de las interrupciones del suministro, para tomar decisiones oportunas en el control de este índice y potencialmente disminuir aún más los reclamos por interrupciones del servicio, y también en reclamos de problemas comerciales.

- b) Tiempo promedio de procesamiento de los Reclamos Comerciales (TPR):** Se define como el número de días promedio que toma la Empresa para resolver un reclamo o queja.

Unidad de medida: Días.

Objetivos y metas: Evaluar el tiempo promedio utilizado para la resolución de reclamos.

Método de evolución: Se utiliza la siguiente fórmula:



$$TPR = \frac{\sum_{i=1}^{Ra} Ta_i}{Ra} \quad (9)$$

Donde:**TPR:** tiempo promedio de procesamiento de reclamos.**Tai:** tiempo en días para resolver cada reclamo o queja.**Ra:** número total de reclamos o quejas atendidas.

Los límites establecidos que deberán cumplirse mensualmente son los siguientes:

*Subetapa 1: 8 días**Subetapa 2: 4 días*

Los índices de calidad de la CENTROSUR para los años 2009 y 2010 se observan en la Tabla 4.5:

Tabla 4.5: Tiempo promedio de procesamiento de reclamos [28]

	Período	Tiempo promedio de procesamiento de reclamos en días
	ene-09	2.424
😊	feb-09	5.123
	mar-09	2.402
😊	abr-09	7.944
	may-09	4.396
😡	jun-09	8.135
	jul-09	5.417
😊	ago-09	7.847
😊	sep-09	7.863
	oct-09	2.985
😊	nov-09	6.347
😡	Dic-09	8.684
😊	ene-10	6.356
	feb-10	3.380
	mar-10	2.854
	abr-10	3.234
	may-10	4.193
	jun-10	3.646
😊	jul-10	5.842
	ago-10	2.461
	sep-10	4.539
😊	oct-10	5.674
	nov-10	5.925
😊	dic-10	7.008



Influencia del sistema AMI: En este caso, en la mayoría de meses analizados el índice cumple con los límites establecidos para la Subetapa 1, salvo los meses de Junio y Diciembre de 2009. Además se tiene niveles críticos en Febrero, Abril, Agosto, Septiembre y Noviembre de 2009; Enero, Julio, Octubre y Diciembre de 2010. Con miras a la Subetapa 2 donde el límite de este índice solamente es de cuatro días, la mayor confiabilidad y disponibilidad de la información de las lecturas de los medidores inteligentes pueden ayudar a agilizar los reclamos por procesos comerciales. Lo cual también incide positivamente la calidad de facturación.

- c) **Porcentaje de resolución (PRR):** Se define como el porcentaje que representa el número de casos de reclamos resueltos con respecto al número de reclamos recibidos.

Unidad de medida: Porcentaje.

Objetivos y metas: Evaluar la resolución de reclamos o quejas recibidas.

Método de medición: Se utiliza la siguiente fórmula:

$$PRR = \frac{Nr}{Ra} * 100 \quad (10)$$

Donde:

PRR: Porcentaje de Resolución.

Nr: Número de casos de reclamos y quejas resueltas dentro del límite establecido.

Ra: Número total de reclamos o quejas atendidas.

Los límites establecidos que deberán cumplirse mensualmente son los siguientes:

Subetapa 1: 95%

Subetapa 2: 98%

Los índices de calidad para los años de 2009 y 2010 de la CENTROSUR se encuentran en la Tabla 4.6:

**Tabla 4.6:** Porcentaje de resolución [28]

	Período	Resolución %
	ene-09	95.24
☹	feb-09	79.25
☹	mar-09	93.75
☹	abr-09	76.92
☹	may-09	85.25
☹	jun-09	82.35
☹	jul-09	87.30
☹	ago-09	77.65
☹	sep-09	81.40
☹	oct-09	88.64
☹	nov-09	82.35
☹	dic-09	84.29
☹	ene-10	84.09
☹	feb-10	91.49
☹	mar-10	89.66
☹	abr-10	92.31
☹	may-10	85.19
☹	jun-10	91.55
☹	jul-10	83.33
☹	ago-10	89.47
☹	sep-10	83.05
☹	oct-10	77.27
☹	nov-10	78.43
☹	dic-10	69.51

Influencia del sistema AMI: Según los datos de la tabla anterior el promedio de resolución de reclamos es de 84% y en la mayoría de meses analizados no se cumple con el límite establecido, el cual indica 95% en la resolución de reclamos dentro de los 8 días establecidos durante la Subetapa 1. En la Subetapa 2 la exigencia será del 98%. La ejecución del proyecto AMI podría ayudar a que el porcentaje de resolución de reclamos aumente, ya que podrá disponer información más confiable y oportuna para facilitar los correspondientes trámites.



✓ **Rehabilitaciones de Suministro**

“Se considera el porcentaje de rehabilitaciones de suministros suspendidos por falta de pago que, como mínimo, deben ser realizados por el Distribuidor dentro de los plazos establecidos como índices individuales para cada consumidor”³⁶, como se observa en la Tabla 4.7:

Tabla 4.7: Porcentaje de rehabilitaciones de suministros suspendidos por falta de pago [15]

ÁREA GEOGRÁFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta	95 %	97 %
Densidad Demográfica Baja	92 %	95 %

Unidad de medida: Porcentaje.

Objetivos y metas: Evaluar el tiempo tomado por la empresa para restablecer el servicio suspendido por falta de pago.

Método de medición: Se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{REHABILITACIONES DEL SUMINISTRO} = \frac{\text{Nrp}}{\text{Nrs}} * 100 \quad (11)$$

Donde:

Nrp: Número de rehabilitaciones de suministro que se realizaron dentro de los plazos establecidos

Nrs: Número total de rehabilitaciones de suministro realizadas en el mes.

Los valores de los índices de calidad de la CENTROSUR para los años 2009 y 2010 se aprecian en la siguiente Tabla 4.8:

³⁶ REGULACIÓN N° 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Página 23.
Ver bibliografía [15]



Tabla 4.8: Porcentaje de rehabilitaciones de suministro suspendido por falta de pago año 2009 y 2010 [28]

	Período	Zona Urbana %	Zona Rural %
☹	ene-09	75.87	88.47
☹	feb-09	78.88	89.88
☹	mar-09	83.64	80.03
☹	abr-09	80.17	80.34
☹	may-09	81.35	85.91
☹	jun-09	77.34	89.53
☹	jul-09	87.21	97.11
☹	ago-09	84.20	82.43
☹	sep-09	84.72	94.30
☹	oct-09	79.76	91.75
☹	nov-09	81.46	91.84
☹	dic-09	80.60	92.80
☹	ene-10	84.41	90.26
☹	feb-10	83.85	87.36
☹	mar-10	84.78	90.38
☹	abr-10	80.48	91.27
☹	may-10	84.01	88.79
☹	jun-10	82.81	94.24
☹	jul-10	80.05	91.70
☹	ago-10	85.47	81.41
☹	sep-10	83.82	87.06
☹	oct-10	81.16	91.83
☹	nov-10	77.37	91.02
☹	dic-10	74.76	81.94

Influencia del sistema AMI: En la tabla anterior se observa los porcentajes de reconexiones del servicio, que a nivel urbano se cuenta con un promedio de 81% y a nivel rural con 88%, lo cual indica el incumplimiento con los límites establecidos.

La implementación del sistema AMI tendría un impacto directo en la optimización de este índice, ya que las rehabilitaciones del servicio por falta de pago se cumplirían en los plazos establecidos, debido a la automatización de las tareas de corte y reconexión del suministro que se efectuarían de forma remota y en tiempo real o cercano a este rango.

Mediante el estudio realizado se puede afirmar que la implementación de AMI a más de poseer beneficios propios de los sistemas de Medición Inteligente, adicionalmente se puede optimizar otras áreas importantes de las empresas distribuidoras.

Para CENTROSUR la calidad del servicio eléctrico de distribución se considera importante con la finalidad de brindar un mejor servicio y cumplir



eficientemente con las regulaciones vigentes. Además el incumplimiento de índices de calidad representa costosas multas económicas para la Empresa, que se podrían evitar o disminuir con la implementación de sistemas inteligentes que ayuden al control y ofrezcan valiosa información para soportar decisiones adecuadas sobre los índices de calidad y mejoras.



CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO AMI EN CENTROSUR



Introducción

En este capítulo se realiza un análisis sobre las distintas y variadas ofertas tecnológicas que se dispone a nivel mundial referidas a los sistemas de Medición Inteligente. Para propósitos informativos se describe brevemente los mayores proveedores de estos sistemas y su posición en el mercado sobre la industria de las empresas de servicios eléctricos del sector de la distribución de energía.

Además, se efectúa un estudio económico sobre la viabilidad del proyecto AMI, lo cual involucra conocer dos métodos económicos que son muy utilizados en el análisis de proyectos de inversión, para determinar su viabilidad o no desde el punto de vista rentable.

Por otra parte, se detalla las consideraciones más importantes de la Ley de Contratación Pública y su Reglamento, esto con la finalidad de poder plantear un proyecto de pliego de contratación para el proyecto de Medición Inteligente.

Dicho proyecto de pliego podrá servir en el futuro para basar las especificaciones técnicas que se requieran para la implementación de AMI en la CENTROSUR.



5.1 Alternativas Tecnológicas

En la actualidad, existen muchas alternativas sobre Smart Grid y específicamente en los sistemas AMI la oferta es grande. A continuación se presenta los vendedores considerados más importantes dentro de la industria eléctrica dedicados a los sistemas de Medición Inteligente:



Es una compañía que compete con una solución AMI y su infraestructura de comunicaciones se basa en la tecnología PLC. La solución de Echelon se llama Red de Servicios de Energía (Networked Energy Services NES), y se basa en medidores inteligentes que soportan el intercambio de información bidireccional a través de la comunicación en malla sobre la línea eléctrica y concentrador de datos. Echelon ofrece un conjunto de sofisticados equipos de infraestructura de red como, routers, interfaces de red, equipos transmisores y receptores, entre otros.

Opera principalmente en U.S.A., China, Francia, Alemania, Hong Kong, Italia, Japón, Corea, Países Bajos y el Reino Unido. La compañía Echelon se fundó en 1988 y tiene su sede en San José, California.

Los despliegues más importantes de Echelon han sido en Europa, ha instalado aproximadamente 1,5 millones de medidores inteligentes y posee contratos para mayores despliegues en dicho continente. La implementación más importante prevé la instalación de 30 millones de medidores inteligentes en la empresa de servicios italiana Enel SAP. Echelon no ha tenido grandes despliegue en U.S.A. debido a que en este país existe preferencia por las soluciones basadas en RF.



Es uno de los principales vendedores de soluciones AMI, tanto en medidores inteligentes y software de soporte. La solución de Elster se llama EnergyAxis y utiliza contadores inteligentes REX (medidor inteligente electrónico que permite la fijación de precios a las tarifas en rangos horarios, registro de perfiles de carga, entre otras capacidades) que utilizan redes de radio frecuencia (RF) en malla de 900 MHz sin licencia, soporta la comunicación bidireccional entre la empresa de servicio y los



medidores. La compañía Elster está interesada en plantear soluciones integrales que involucra al sector eléctrico, gas y agua potable. Esta compañía está enfocada también en programas de respuesta de la demanda, aplicaciones Smart Grid y eficiencia operativa. Opera en 38 países con sede en U.S.A.

El despliegue más importante es con la empresa Arizona Public Services (APS) con 800.000 medidores inteligentes, sin embargo este contrato no llega a ser de los más importantes en U.S.A.

GE
Energy

General Electric es una de las compañías más reconocidas en sistemas AMI a nivel mundial, solamente ofrece los medidores inteligentes que soportan la comunicación bidireccional y no proporciona la infraestructura de comunicaciones. Con sede en Georgia GE Energy se enfoca y desarrolla soluciones para toda la industria eléctrica, gas natural, petróleo, entre otros sectores energéticos.

La compañía GE ha ganado los mayores contratos en U.S.A. para implementar la tecnología AMI, incluyendo una parte de la implementación de 5,3 millones de medidores inteligentes en la empresa de servicios Pacific Gas and Electric PC&E, además de 5,0 millones de medidores con American Electric Power (AEP) y grandes acuerdos con las empresas Florida Power & Light y Oklahoma Gas & Electric.

Uno de los despliegues más interesantes de GE se realiza con la empresa Texas Centerpoint, utilizando tecnología WiMax ya que con esta tecnología se espera velocidades de transmisión de información de 1,2 Mbits por segundo lo cual es mucho más rápido que los 50 a 100 kbits por segundo de las redes de RF.



Es considerada una de las tres mejores compañías vendedoras de la solución AMI a nivel mundial, Itron ofrece una solución integral, es decir medidores inteligentes y la infraestructura de comunicaciones. Itron fue incorporada en 1977, ofrece productos y servicios a las empresas de servicios públicos de agua potable y electricidad. La empresa compete en 60 países y más de 3.000 empresas de servicios utilizan sus productos y servicios.



Esta compañía está incursionando en las redes HAN a través del protocolo ZigBee, lo cual se considera como una puerta de enlace para la comunicación a los aparatos electrodomésticos.

Proporciona una solución de sistema OpenWay basada en una arquitectura abierta que ayuda a las empresas de servicios a gestionar sus sistemas.

Los mayores despliegues de Itron involucra acuerdos con grandes empresas como Southern California Edison (SCE), Sempra Energy de San Diego Gas & Electric, Center Point Energy (Houston) y Energy Detroit Edison (DTE).

El acuerdo con Southern California Edison (SCE) es el más importante con la implementación de 4,8 millones de medidores inteligentes y la infraestructura de comunicaciones para el año 2012, por un total de 480 millones de dólares.



Landis+Gyr es considerada una de las tres mejores empresas que proporcionan soluciones AMI a nivel mundial, esta compañía ha implementado más de 300 millones de medidores inteligentes incluyendo el sistema AMR y soluciones de antigua generación. Landis+Gyr ofrece tanto los medidores inteligentes como la infraestructura de comunicación bidireccional, dispone de medidores residenciales, comerciales e industriales, mantiene operaciones en 30 países en los cinco continentes. Esta empresa proporciona soluciones integrales y productos adaptables a los equipos de nueva generación de Smart Grid y también se involucra en sistemas de optimización de la red.

Landis+Gyr ha conseguido cuatro grandes contratos relacionados con implementaciones AMI, el primero con la empresa de servicios Texas Oncor Energy en un acuerdo por 360 millones de dólares, el segundo con Pacific Gas & Electric por la implementación de 2,5 millones de medidores inteligentes a un costo de 250 millones de dólares. El tercer contrato fue anunciado en marzo de 2009 con Introduction to Pepco Holdings (PHI), con una cantidad cercana al millón de medidores inteligentes y el cuarto gran contrato fue con la empresa AEP Texas por 700.000 medidores inteligentes.



Es la compañía líder en soluciones AMI en U.S.A. y realiza proyectos a gran escala con empresas de servicios como: Pacific Gas & Electric, Florida Power & Light, Pepco Holdings, Oklahoma Gas & Electric y dos empresas en Australia. En conjunto estos proyectos suman alrededor de 10 millones de medidores inteligentes incluyendo la red de comunicaciones.

Esta compañía se enfoca en proveer sistemas de comunicación bidireccionales, en tiempo real entre los dispositivos finales del cliente y las empresas de servicios. La solución se llama Smart Energy Network y se basa en el protocolo de Internet IP, acotando que Silver Spring Networks no es un fabricante de medidores inteligentes.

Esta empresa está involucrada en el desarrollo de sistemas de medición inteligente, respuesta de la demanda, automatización de la distribución y generación distribuida, en una sola red unificada.

Otros grandes vendedores sobre todo en tecnología de redes, telecomunicaciones y sistemas informáticos están interesados en los proyectos Smart Grid y AMI, empresas como Cisco, IBM, Microsoft, Oracle considerados gigantes en la industria de redes de telecomunicaciones entrarán en la competencia del mercado Smart Grid.



5.2 Análisis Económico

Las finanzas de una compañía o empresa son consideradas como uno de los temas más importantes a nivel gerencial, por lo que sus activos deben ser capaces de generar rendimientos, de esta manera las decisiones de invertir en proyectos tienen que estar direccionadas en aquellos activos que sean capaces de generar valor.

Para realizar la evaluación de proyectos de inversión existen varios métodos financieros los cuales han ido evolucionando con el tiempo. En la actualidad para iniciar un proyecto que requiere de una fuerte inversión, es necesario saber si este es rentable o no, y cuan rentable es. Para ello se puede aplicar dos métodos, los cuales son indispensables en una evaluación de proyectos. Estos métodos se describen a continuación.

5.2.1 Valor Actual Neto (VAN)

“Se define como el valor que resulta de la diferencia entre el valor presente de los futuros ingresos netos esperados (son descontados a una tasa k que representa el costo de oportunidad del capital) y el desembolso inicial de la inversión (FF_0).”³⁷ A continuación se expresa la fórmula del VAN:

$$VAN = -FF_0 + \frac{FF_1}{(1+k)} + \frac{FF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FF_n}{(1+k)^n} \quad (12)$$

O también se puede expresar:

$$VAN = -FF_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1+k)^j} \quad (13)$$

Teniendo presente que FF_j son los flujos de efectivo que se tienen cada mes o año (es decir todos los valores positivos, considerados como ingresos).

La forma de interpretar este valor determina si un proyecto es realizable o no, de esta manera la regla de decisión del VAN es la siguiente:

³⁷ Finanzas Corporativas – Guillermo L. Dumrauf. Página N° 292. Ver bibliografía [21]



Figura 5.1: Regla de decisión del VAN [21]

Es decir, que se debe realizar el proyecto cuando el VAN es positivo y rechazarlo cuando el VAN es negativo, entendiendo que las expectativas de rendimiento del proyecto superen la ganancia absoluta de la tasa de interés k . Si el valor del VAN es igual a cero o cercano a este, se tendrá que realizar un análisis de las opciones que me brinda el proyecto, ya que si este dispone de opciones tiene un valor agregado referido a otro que no las tenga, las cuales pueden tornar positivo el valor del VAN.

5.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

“La tasa interna de retorno TIR se define como aquella tasa que descuenta el valor de los futuros ingresos netos esperados igualándolos con el desembolso inicial de la inversión.”³⁸ Matemáticamente esta definición es equivalente a decir que la TIR es aquella tasa de interés que satisface la ecuación que iguala el VAN a cero, es decir que se iguala el valor presente del flujo de efectivo futuro al gasto inicial de la inversión.

$$-FF_0 + \frac{FF_1}{(1+TIR)} + \frac{FF_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{FF_n}{(1+TIR)^n} \quad (14)$$

Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$FF_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1+TIR)^j} \quad (15)$$

³⁸FinanzasCorporativas – Guillermo L. Dumrauf. Página N° 296. Ver bibliografía [21]

La TIR es una medida de rentabilidad periódica de la inversión. Las ecuaciones matemáticas aún no aclaran el verdadero significado económico, de esta manera la TIR a diferencia del VAN se mide en términos relativos y no absolutos, es decir que indica cual es el “porcentaje de rentabilidad que se obtiene por cada moneda invertida en el proyecto.”³⁹

El título de interna se debe a que es la tasa implícita del proyecto en particular y es la incógnita a resolver. La TIR se compara directamente con la tasa de interés k que representa el costo de oportunidad del capital, esto se hace con el objetivo de verificar si un proyecto es realizable o no, por lo cual:



Figura 5.2: Regla de decisión del TIR [21]

No se debe confundir la TIR con la tasa de interés k con la que se calcula el VAN, la cual representa el costo de oportunidad del capital. Si la TIR es muy próxima a k , el VAN sería muy próximo a cero, por lo cual nuevamente se tiene que realizar un análisis sobre si el proyecto tiene opciones y cuál es su valor, con el objetivo de encontrar un plus que torne realizable al proyecto.

5.3 Rentabilidad del Proyecto de Medición Inteligente

La rentabilidad del proyecto se analizará basándose en los conceptos del VAN y TIR. Para calcular estos dos indicadores, se debe considerar los **Flujos de Efectivo (FFj)** que el proyecto generaría como rendimiento sobre una proyección de 15 años.

Para ello se debe efectuar un estudio que consiste en valorar económicamente el impacto de AMI sobre los procesos que la Empresa viene desempeñando en la

³⁹FinanzasCorporativas – Guillermo L. Dumrauf. Página N° 296. Ver bibliografía [21]



actualidad, además se debe considerar y estimar un valor económico a todas las actividades y potenciales oportunidades que sugieran la recuperación económica del proyecto.

También se debe examinar el costo de la inversión inicial (**FFo**) y el efecto de la implementación de AMI en la CENTROSUR, sobre temas adicionales en los cuales potencialmente existiría un impacto positivo. De esta manera a continuación se detallan los costos que involucra la implementación del proyecto de Medición Inteligente.

5.3.1 Costos de Toma de Lecturas

Es el costo que representa la toma de lecturas de los clientes dentro del área de cobertura de AMI, esta evaluación se aprecia en la siguiente Tabla 5.1:

Tabla 5.1: Costo de la toma de lecturas [30]

Costo mensual de lectura por ruta US\$	Número de rutas	US\$ Mes	US\$ Año
16,47	31	510,57	6.126,84

En consecuencia anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de **US\$ 6.126,84** por concepto del ahorro de toma de lecturas.

5.3.2 Costo de Gestión de Cartera

Pertenece a los costos relacionados con las actividades de corte y reconexión correspondientes a la gestión de cartera, donde se proceden con notificaciones y acciones coercitivas para clientes en mora, la valoración se observa en la siguiente Tabla 5.2:

Tabla 5.2: Costo de gestión de cartera [31]

Costo mensual de gestión de cartera por cliente US\$	Número estimado de clientes involucrados en un mes	US\$ Mes	US\$ Año
1,87	735	1.374,45	16.493,4

Indicando que el número de clientes estimado (735) se obtuvo al realizar una relación directamente proporcional entre la cantidad total de clientes de la Empresa, que es aproximadamente 296.000 y el promedio mensual de clientes sujetos a gestión que es



de 15.5548, esta información se obtuvo del Departamento de Recaudación y Gestión de Cartera, y se utilizó para proyectar sobre el número de clientes del área de cobertura que es cerca de 14.000, por lo cual se procedió de la siguiente manera:

$$\begin{array}{r} 296.000 \\ \times 14.000 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{r} 15.548 \\ \times X \\ \hline \end{array}$$

$$X = \frac{14.000 * 15.548}{296.000}$$

$$X = 735$$

En consecuencia se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de **US\$ 16,493.40** por concepto de ahorro de gestión de cartera.

5.3.3 Costo de Energía Fuera de Servicio EFS

Corresponde al costo directo de la energía que no se suministra al cliente durante el lapso de tiempo que dura el corte del servicio por falta de pago hasta el restablecimiento del mismo, es decir que esta energía fuera de servicio representa los costos que la Empresa deja de recaudar durante este tiempo. El cálculo realizado se expresa en la siguiente Tabla 5.3:

Tabla 5.3: Costo de la EFS [31]

Promedio mensual estimado de clientes para corte por falta de pago	Promedio estimado de consumo diario de área urbana [kWh]*	Tiempo promedio fuera de servicio [h]	Costo neto del kWh en ¢tv **	US\$ Mes	US\$ Año
100	8,3	24	2,95	587,43	7.049,11

* El promedio de consumo diario se considera sobre un total mensual de 250kWh para el sector comercial.

** El costo neto de 2,95 ¢/kWh se obtiene realizando la diferencia entre el costo promedio del cargo tarifario energético de la categoría residencial y comercial, el cual es de 8 ¢/kWh) y el costo promedio de la energía contratada que se obtuvo a través de las diez últimas liquidaciones del Mercado eléctrico Mayorista de 2010, el cual es de 5,05 ¢/kWh.

En consecuencia se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de **US\$ 7.049,11** por concepto de EFS que la Empresa recaudaría.

5.3.4 Costo del Grupo de Trabajo de Construcción

Este valor se refiere directamente al costo de mano de obra de actividades de



construcción ejecutadas en acciones coercitivas sobre el corte del suministro por falta de pago de clientes del Centro Histórico. Debido a las dificultades de acceso físico al medidor se tiene que realizar el corte a nivel de la acometida subterránea del cliente, lo cual implica en muchas ocasiones romper la vereda para tener acceso. El cálculo de este valor se presenta en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Costo de los grupos de trabajo de construcción [31]

Costo de mano de obra US\$	Número estimado de clientes involucrados	Costo mensual US\$	Costo anual US\$
37	10	370	4.440

En consecuencia se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de **US\$ 4.440** por ahorro de este rubro.

5.3.5 Costo Plan de Mantenimiento de Medidores

Involucra el costo de recuperación de energía por modernización de medidores. La clase de precisión de los equipos de medición instalados tiende a disminuir, debido a que la exactitud y calibración del medidor decrece por la antigüedad de los equipos, además con el pasar del tiempo los niveles de consumo energético del propio medidor aumentan, esta situación genera que los registros de consumos no sean precisos. Generalmente la energía registrada por medidores que ya han cumplido su vida útil, no representa los verdaderos consumos de los clientes, lo cual repercute en la facturación y recaudación como pérdidas económicas para la Empresa.

Cuando se realiza el cambio de medidores antiguos por nuevos, se recupera una cierta cantidad de energía que será facturada por la Empresa, esto se demuestra en un estudio realizado por la Empresa en el año 2002, en donde sobre una muestra de clientes residenciales y comerciales, se realizaron mediciones de los consumos antes y después del cambio de medidor. Los resultados muestran que se logra una recuperación de energía del 4,8% en clientes residenciales y del 10% en clientes comerciales. Basándose en estos resultados se puede estimar la proyección de recuperación de energía para los clientes residenciales y comerciales del Centro Histórico que estén involucrados en el proyecto de Medición Inteligente, este análisis y el estudio realizado se observa en el [Anexo III](#).



En consecuencia para los clientes dentro del área de cobertura del sistema de Medición Inteligente, podemos contar con una recuperación de energía neta anual de 263.713,26 kWh, lo cual representa un flujo de efectivo de **US\$ 253.164,73** al año.

5.3.6 Costo Recuperación de Energía por Pérdidas no Técnicas

En la actualidad, el sector del Centro Histórico no cuenta con equipos de medición instalados en las cabinas de transformación subterráneas, lo cual dificulta realizar balances energéticos precisos. Se requiere entonces instalar un sistema de medición especial para detectar pérdidas no técnicas en el sector, por lo cual se debe estimar la recuperación de energía por este concepto, refiriéndose a los índices generales de la Empresa, proporcionados por el Departamento de Control de la Medición que indican un 1,4% de pérdidas negras en el año 2010. En la Tabla 5.5 se realiza esta proyección.

Tabla 5.5: Costo de recuperación de energía por pérdidas no técnicas [29]

Cantidad de clientes	Consumo mes de Marzo 2011 kWh	Porcentaje de pérdidas	Energía recuperada mensual kWh	Costo kWh US\$	Recuperación económica US\$ Mes	Recuperación económica US\$ Año
13.795	3.137.912	1,4%	43.930,77	0,08	3.514,46	42.173,54

En consecuencia se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de **US\$ 42.173,54** por concepto de recuperación de energía de pérdidas no técnicas.

5.3.7 Costo por Facturación de Demanda

La facturación de demanda representa el costo de la potencia máxima instalada que dispone el cliente, se mide en kW y está regulada según el plan tarifario vigente el cual estipula lo siguiente:

- ✓ Todos los clientes con tarifa **No Residencial** servidos en BT están obligados a pagar la tarifa de demanda desde consumos mayores a 10kW. La penalización procede si el cliente ha excedido el valor de 10kW como demanda máxima, a partir de este valor se cobrará US\$ 4,57 por cada kW del valor total registrado de demanda.
- ✓ Para los clientes con tarifa **No Residencial** servidos en MT, todos están sujetos a la facturación de demanda máxima y sin ningún límite. De esta



manera se cobra directamente US\$ 4,57 por cada kW de demanda registrada.

Pero en la actualidad, los sistemas de medición instalados en el predio de los clientes del Centro Histórico no permiten tener un registro y control preciso sobre la tarifa de demanda máxima, debido principalmente a las limitadas capacidades de registro y medición de los medidores electromecánicos instalados.

El análisis para estimar los costos que representa la facturación de demanda que se facilitaría mediante el proyecto de Medición Inteligente se muestra en el [Anexo IV](#).

De esta manera se estima que el proyecto generaría un flujo de efectivo anual de **US\$ 14.854,25** por este concepto.

5.3.8 Costo de Penalización por Bajo Factor de Potencia (Fp)

Para todos los clientes con tarifa **No Residencial** existe una penalización cuando no se mantiene el nivel adecuado de factor de potencia, el cual es de 0,92. Por lo tanto todos los clientes que estén por debajo de este límite deben cumplir una penalización económica la cual se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Factor de penalización} = \frac{0.92}{Fp \text{ del cliente}} \quad (16)$$

Este factor se multiplica directamente por el costo total de la energía consumida.

Para estimar este rubro se ha realizado un estudio sobre un determinado número de clientes dentro del área de cobertura AMI. El análisis se muestra en el [Anexo V](#).

Los resultados estiman que el proyecto generaría un flujo de efectivo de **US\$ 82.783,95** en penalizaciones por bajo factor de potencia, este valor solamente se aplica para el primer año, pues se supone que el cliente en el corto plazo corregiría el bajo factor de potencia de sus instalaciones.

5.3.9 Valoración del Impacto Positivo

Adicionalmente se debe tomar en cuenta el potencial impacto positivo de la implementación del sistema de Medición Inteligente en la CENTROSUR. En la



Tabla 5.6 se detalla algunas las partes interesadas a las que podría afectar positivamente el proyecto.

Tabla 5.6: Impacto positivo de la implementación AMI

Interesados	Impacto	Motivo
Beneficios al cliente	+	Mejora la calidad de servicio comercial. Mejor servicio al cliente.
Departamento de Control de la Medición	+	Optimización del control de pérdidas no técnicas.
Departamento de Lectura y Facturación	+	Lecturas confiables de los consumos, aumenta la calidad de facturación al cliente.
Cumplimiento de la Regulación N° 001/04	+	Mejora de varios índices de calidad.
Área de Planificación	+	Perfiles de carga y balances energéticos más precisos.
Red de distribución	+	Información inmediata sobre el estado de la red.
Desarrollo tecnológico de la CENTROSUR	+	Facilita la integración con sistemas inteligentes OMS, GIS, SCADA.
Imagen	+	Empresa brinda novedosos servicios inteligentes.
Mejora operativa de la empresa	+	Optimización de procesos (lectura, corte y reconexión de medidores).
Otros proveedores de servicios públicos Agua, Gas	+	Posibilidad de proveerse de la red de comunicaciones AMI.

La tabla anterior muestra el impacto positivo en los ámbitos señalados, estos beneficios adicionales deberían valorarse económicamente, pero debido a la gran cantidad de variables y dificultades para establecer un precio, se ha creído conveniente estimar este impacto positivo en 1% del valor de la inversión inicial, en consecuencia esto representaría un flujo de efectivo de **US\$ 21.673,97** anual.

5.3.10 Costos de la Inversión Inicial

La parte más costosa de la inversión inicial corresponde al precio de los medidores inteligentes debido al gran número de equipos que se instalarán. Según la Tabla 5.7, la cual corresponde a un estudio internacional que involucra a varios países que han



implementado sistemas de Medición Inteligente, en ella se detalla los costos por medidor incluyendo el software de gestión empresarial, que en promedio se sitúa en torno a los **US\$ 100** por punto de medida con capacidad de comunicación. Estos precios corresponden al año 2009.

Tabla 5.7: Costos de medidores inteligentes a nivel mundial [99]

Lugar	US\$/medidor
Italia	102,93
Países Bajos	151,47
Victoria	114,70
Ontario	100,00
Southern California Edison	115,62
Ofgem (RU)	107,42
San Diego Gas & Electric	94,30

Teniendo en cuenta este costo promedio de US\$ 100 por cada medidor inteligente incluyendo el software de gestión, en la Tabla 5.8 se calcula el costo de la adquisición de los equipos.

Tabla 5.8: Costo promedio de medidores inteligentes incluyendo el software de gestión

Costo por medidor inteligente incluido el software de gestión US\$	Cantidad de medidores inteligentes	Costo total US\$
100	13.793	1.379.300

También se debe considerar los costos de mano de obra por la instalación de medidores, debido a que este valor varía de acuerdo al número de medidores instalados en la misma propiedad del cliente, se debe obtener un costo promedio de esta actividad que realiza la Empresa, como se muestra en la siguiente tabla 5.9:

Tabla 5.9: Costo promedio de instalación de medidores [29]

ITEM	Costo US\$
SUSTIT.CABLE Y PARTES EQUIPO MEDICION CONCEN. MANT.Y REP.INF.(DICO PM)	29,25
CENTRALIZAR 2 MEDIDORES CONCEN. MANT. Y REPORTE DE INFORM. (DICO PM)	34,64
CENTRALIZAR 3 MEDIDORES CONCEN. MANT. Y REPORTE DE INFORM. (DICO PM)	42,33

**PROMEDIO****35,41**

En la Tabla 5.10 se estima el costo total de la mano de obra basándose en el costo promedio de instalación de medidores de CENTROSUR. Se debe indicar que este trabajo de instalación lo realizará el personal de la Empresa.

Tabla 5.10: Costo de la instalación de medidores inteligentes [29]

Costo promedio de instalación US\$	Cantidad de medidores inteligentes	Total mano de obra US\$
35,41	13.793	488.410,13

Por otra parte y siguiendo la tendencia mundial, es usual que en paralelo a la implementación de AMI se instale la Plataforma MDM como servicios para la gestión e integración de datos, de esta manera se recomienda la adquisición de estas dos soluciones en conjunto como un sistema inteligente integral.

“En base a la retroalimentación de los vendedores, ejecutivos de las empresas de servicio, esencialmente se puede esperar que los componentes de un sistema MDM abarcara el 10% de los costos de AMI”.⁴⁰ Con esta información se puede estimar el costo de la Plataforma MDM para el despliegue que se pretende, como se observa en la siguiente Tabla 5.11.

Tabla 5.11: Costo estimado de la Plataforma MDM

Costo por medidor inteligente incluido el software de gestión US\$	Componentes MDM abarcara el 10% de los costos de AMI	Costo estimado Plataforma MDM US\$
1.379.300	10%	137.930

Por otra parte, dentro del área de cobertura se cuenta con 38 Cabinas de transformación subterráneas, las cuales contienen 286 circuitos trifásicos que son empleados para alimentar a todos los clientes de este sector. En cada circuito se deberá instalar tres transformadores de corriente TC, para permitir la conexión de un medidor electrónico por circuito. En consecuencia en la Tabla 5.12 se detalla los costos de la implementación del sistema de medición especial en las cabinas de transformación.

⁴⁰<http://www.kema.com/services/consulting/utility-future/smart-grid/meter-data-management.aspx>
Ver bibliografía [79]

**Tabla 5.12:** Costo del sistema de medición especial en las cabinas de transformación [29]

Número de cabinas de transformación	Número de circuitos	Número de TC por circuito	Número total de TC	Costo estimado por cada TC US\$*	Costo total TC US\$
38	286	3	858	60	51.480

Número de cabinas de transformación	Número de circuitos	Número de medidores electrónicos por circuito	Número total de medidores	Costo por cada medidor electrónico US\$*	Costo total medidor inteligente US\$
38	286	1	286	400	114.400

Total					165.880
--------------	--	--	--	--	----------------

* Los costos del TC y medidor electrónico son estimados en base a los precios de materiales promedio del sistema de inventarios de CENTROSUR.

Para disponer de un presupuesto referencial y permitir el análisis económico del proyecto en la siguiente Tabla 5.13 se estima el costo total de la inversión inicial del proyecto.

Tabla 5.13: Costo total inversión inicial proyecto

ITEM	Costos US\$
Costo por medidor inteligente incluido el software de gestión	1.379.300
Costo de mano de obra de instalación de medidores	488.410
Costo estimado Plataforma MDM	137.930
Costo sistema de medición especial	165.880
TOTAL INVERCION INICIAL PROYECTO	2.171.520

5.3.11 Calculo de VAN y TIR del Proyecto de Medición Inteligente

Una vez que se ha calculado y estimado todos los costos que involucran la implementación del proyecto, se debe proyectar y calcular los valores del VAN y TIR para determinar la factibilidad de la implementación. Para ello es necesario proyectar la recuperación económica a 15 años, con una tasa de interés $k = 6\%$, la cual se emplea para proyectos eléctricos, es así que en el Anexo VI se detalla el análisis de la rentabilidad del proyecto de Medición Inteligente que se pretende.



Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

VAN= US\$ 1.308.700,65

TIR= 15%

Si nos basamos en estos indicadores y sus reglas de decisión se determina que el proyecto es totalmente viable, ya que el valor absoluto de VAN es mayor a cero y la TIR es mayor a la tasa de interés k . Además este proyecto dispone de muchas opciones lo cual genera un plus de rentabilidad.

5.4 Ley de Contratación Pública y Normativas

La **LEY ORGANICA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACION PUBLICA (SNCP)**, fue elaborada por la **EL PLENO DE LA ASAMBLEA CONSTITUYENTE** en el año 2008, la cual pretende “determinar los principios y normas para regular los procedimientos de contratación para la adquisición o arrendamiento de bienes, ejecución de obras y prestación de servicios, incluidos los de consultoría”⁴¹ que realicen los diferentes organismos del estado ecuatoriano y demás entidades que se especifica en esta ley, incluyendo a todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica del país.

5.4.1 Consideraciones Generales de la Ley

Esta ley establece la creación del Instituto Nacional de Contratación Pública **INCOP** “como organismo de derecho público, técnico y autónomo, con personalidad jurídica propia y autonomía administrativa, técnica, operativa, financiera y presupuestaria”.⁴⁴ El cual se encarga de desarrollar y administrar lo concerniente al SNCP y demás atribuciones y funciones detalladas en la ley.

El “Sistema Nacional de Contratación Pública articula todas las instancias, organismos e instituciones en los ámbitos de planificación, programación, presupuesto, control, administración y ejecución de las adquisiciones de bienes y

⁴¹LEY ORGANICA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACION PÚBLICA.
Ver bibliografía [94]



servicios así como en la ejecución de obras públicas que se realicen con recursos públicos.”⁴²

En varios capítulos y artículos de la ley se establece normas comunes a todos los procedimientos de contratación pública, tales como: la contratación para la ejecución de obras, adquisición de bienes, prestación de servicios, ejecución de consultoría, compras por catálogo, subasta inversa, licitaciones y otros procedimientos que se detalla en la ley.

5.4.2 Normativa General de la Ley

Se refiere al REGLAMENTO GENERAL DE LA LEY ORGÁNICA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACIÓN PÚBLICA, el cual “tiene por objeto el desarrollo y aplicación de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, en adelante la Ley, que crea el Sistema Nacional de Contratación Pública, SNCP, de aplicación obligatoria por las entidades previstas en el Art. 1 de la Ley”.⁴⁵

5.5 Proyecto de Pliegos de Contratación

El pliego para la contratación pública es un documento con un formato establecido, en el cual se realiza la invitación a todos los proveedores calificados e inscritos en el INCOP, para el concurso de la adjudicación de un proyecto específico que desee emprender cualquier empresa pública del país. Los pliegos se dividen en seis secciones que son:

- 1. SECCIÓN I: CONVOCATORIA**
- 2. SECCIÓN II: OBJETO DE LA CONTRATACIÓN**
- 3. SECCIÓN III: CONDICIONES GENERALES**
- 4. SECCIÓN IV: CONDICIONES ESPECÍFICAS**
- 5. SECCIÓN V: PROYECTO DE CONTRATO**

⁴²LEY ORGANICA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACION PÚBLICA.
Ver bibliografía [94]



6. SECCIÓN VI: MODELOS DE FORMULARIOS

La **SECCIÓN IV** es la más importante ya que contiene las especificaciones técnicas propias del proyecto que se pretende desplegar, estas son realizadas por la empresa pública que desea adquirir los servicios y/o bienes. Todos los pliegos de contratación pública se suben al portal Web del INCOP para que los interesados dispongan de la información necesaria para el concurso.

Dependiendo del proyecto a ejecutar y al monto económico del mismo el proceso puede tener varias modalidades:

- ✓ Licitación de obras
- ✓ Licitación de bienes y servicios.
- ✓ Subasta inversa electrónica.
- ✓ Subasta Electrónica.
- ✓ Contratación directa o consultoría.
- ✓ Lista corta consultoría.
- ✓ Concurso publico consultoría.
- ✓ Menor cuantía obras.
- ✓ Menor bienes y servicios.
- ✓ Cotización obras.
- ✓ Cotización bienes y servicios.
- ✓ Compas por catalogo

En el caso del proyecto de Medición Inteligente se pretende ejecutar el proceso mediante la modalidad de Licitación de Bienes y Servicios.

El modelo del pliego de Licitación sugerido para la implementación de “**MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA**” se detalla en el [Anexo II](#), sobre el cual se ha puesto énfasis en la realización de la **Sección IV:CONDICIONES ESPECÍFICAS**, en donde se definen varias especificaciones técnicas requeridas por CENTROSUR para el sistema a implementar, tales como:

- ✓ Especificaciones generales para el sistema en su conjunto.



- ✓ Especificaciones técnicas de medidores y concentrador.
 - Medidor monofásico.
 - Medidor bifásico.
 - Medidor trifásico.
 - Medidores con medición especial.
 - Concentradores o Gate-way.
- ✓ Especificaciones técnicas Software de Gestión y MDM.
- ✓ Especificaciones red de comunicación.
- ✓ Condiciones de seguridad.
- ✓ Servicios adicionales que deben incluirse
- ✓ Capacitación a nivel local
- ✓ Presentación de Informes

Además se plantea los plazos de ejecución y un método de evaluación de las ofertas que concursen para la adjudicación del proyecto.



CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



6.1 Conclusiones

Para finalizar el presente trabajo a continuación se citan varias conclusiones que se han elaborado en base a la investigación realizada, la cual se ha dividido principalmente en tres partes:

1. **Investigación teórica.** Conforme a la información bibliográfica conseguida y presentada en las Referencias Bibliográficas, los aspectos de mayor relevancia en el presente estudio corresponde a:
 - ✓ La forma de gestionar la red eléctrica no ha sufrido cambios sustanciales desde su creación pero esta situación definitivamente está por cambiar, conforme fue demostrada en los capítulos iniciales, que indica una clara tendencia en la implementación de sistemas inteligentes sobre la industria de las empresas de servicios públicos, las cuales se encargan de la administración y control de la Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía.
 - ✓ Sin duda toda la industria relacionada con la electricidad apunta en un futuro a un manejo de Red Inteligente; alrededor del mundo existen grandes e importantes iniciativas relacionadas con la interoperabilidad de los sistemas empresariales, con el objetivo de optimizar la gestión de activos y promover la eficiencia energética. De igual manera, la Red Inteligente brinda las soluciones necesarias para mitigar gran parte de los problemas ambientales.
 - ✓ Las potenciales aplicaciones que se generan con la implementación de la Red Inteligente, definen una nueva manera conceptual de operar la red, con novedosos servicios para la sociedad.
 - ✓ El desarrollo de las energías renovables y eficiencia energética se verá sumamente apoyado con la implementación de la Red Inteligente.
 - ✓ Los sistemas de Medición Inteligente constituyen el primer paso hacia la transición de la Red Inteligente, ya que estos posibilitan la integración con el cliente a través de la comunicación bidireccional, lo cual ha sido considerado el eslabón perdido dentro de la cadena de suministro de energía. Es justamente este el motivo por el cual la Infraestructura de Medición



Avanzada (AMI) es de suma importancia en el proceso de evolución de la red de distribución.

- ✓ Uno de los grandes retos de las empresas de servicios eléctricos dentro de los próximos 10 años, es conocer y ejecutar la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) como una plataforma empresarial, que sea solución para la integración con el cliente y sirva de base en la transición a la Red Inteligente.
- ✓ Según lo analizado, otros países que han ejecutado despliegues de sistemas de Medición Inteligente, promueven la ejecución de proyectos a nivel masivo, con el objeto de obtener mayores beneficios y mitigar el problema de las iniciativas dispersas.

2. Estudio para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en CENTROSUR. El análisis de la información proporcionada por los diferentes departamentos de la Empresa y entrevistas con los Ingenieros a cargo, facilitaron la realización de este estudio y la investigación sobre su impacto. A continuación se presentan las conclusiones al respecto:

- ✓ La implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) como un sistema empresarial de Medición Inteligente, optimizaría varios de los procesos comerciales, relacionados con la venta de energía, lo cual tendría un impacto positivo directamente sobre las actividades de: Lectura de Medidores y Gestión de Cartera, a través de la lectura a distancia de los consumos de los clientes, corte/reconexión del servicio por falta de pago vía remota. La situación anterior repercute directamente en la calidad de facturación, reduciendo la cantidad de re-facturaciones y estimaciones, lo cual afecta positivamente la imagen, eliminación de reclamos, eficiencia en la recaudación (reducción de cartera vencida) y satisfacción del cliente.
- ✓ Se ofrece una solución eficiente sobre los problemas de acceso físico a los medidores instalados en el Centro Histórico de la ciudad de Cuenca, eliminando todas las dificultades, costos incurridos y molestias adicionales relacionadas.



- ✓ Los análisis relacionados con la superación de varios índices de calidad de la Regulación No. 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de la Distribución, demuestran que en efecto existiría un mayor cumplimiento y optimización, principalmente de los índices correspondientes a la calidad del Servicio Técnico y Servicio Comercial. Además, con la información recolectada se podrán tomar mejores decisiones sobre el control de estos índices, apuntando a la puesta en marcha de la Subetapa 2 de la regulación, en donde las exigencias son mayores para las empresas distribuidoras e indicadores a nivel del cliente.
- ✓ La disponibilidad de información facilitará la caracterización y estudios sobre la carga, facilitando las tareas relacionadas con la planificación de la red de distribución.
- ✓ La tecnología a implementar referida al sistema de comunicación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), para la transmisión de datos podría ser un sistema híbrido, ya que, por una parte la Empresa dispone de opciones tecnológicas en telecomunicación inalámbrica sobre el área de cobertura, y por otra se tiene habilitado la provisión de Internet y transmisión de datos a través Comunicaciones de Banda Ancha por la Línea Eléctrica BPL Broadband Power Line, lo cual se considera una ventaja.
- ✓ La globalización de la tecnología posibilitará la adquisición de equipos de medición compatibles, los cuales sin duda serán más económicos en el futuro próximo debido a la gran demanda y fuerte competencia de los proveedores por ofrecer soluciones.
- ✓ Si bien las necesidades específicas de CENTROSUR son cubiertas con la instalación de AMI, los beneficios de la Medición Inteligente proveerá de otros servicios adicionales para la optimización de la operación del sistema y relacionamiento con el cliente, pudiendo fácilmente integrarse a los proyectos de automatización de la red y Smart Grid.
- ✓ Una vez realizado el análisis de factibilidad económica del proyecto con una vida útil de 15 años, se concluye que su implementación es totalmente factible y rentable, pues sus indicadores financieros dan los siguientes resultados: la **TIR=15%** y un **VAN=US\$ 1.308.700,65**.



3. Elaboración de un modelo de pliego para la contratación del proyecto.

Una vez analizada la Ley de Contratación Pública, descargado los modelos de pliego, examinar otros procesos similares y sugerencias de los funcionarios de la Empresa se elaboró un modelo de pliego para la contratación bajo la modalidad de licitación, sobre el cual se puede anotar las siguientes conclusiones:

- ✓ El modelo de pliego elaborado constituirá una referencia para CENTROSUR en el proyecto de Medición Inteligente en el Centro Histórico de Cuenca, así como para otros proyectos similares.
- ✓ Las especificaciones generales y técnicas que se plantean en la Sección IV del modelo de pliego elaborado, presenta las mejores condiciones y alternativas para la adquisición de hardware y servicios vinculados, acordes a la actual tecnología y mercado internacional.

La experiencia desarrollada en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. la considero excelente y enriquecedora como un complemento de mi formación profesional. Debo indicar, que a través del contacto directo con el ambiente laboral se aprendió valiosas prácticas en el campo social, profesional y cultural, lo cual me brindó la gran oportunidad de ampliar mis horizontes y observar desde una posición privilegiada el desempeño profesional del personal de la Empresa, que siempre me ofreció su ayuda.

Me permitió además aprender y desarrollar el tema de tesis planteado “ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”, lo cual me sirvió para adquirir conocimientos, aptitudes y capacidades útiles sobre todos los temas abordados en la presente tesis, perfeccionado la utilización de herramientas informáticas, redacción y traducción de documentos, y otros talentos desarrollados. De esta manera, me proyecto sobre el aprendizaje continuo de temas similares con miras a futuro poder plasmar todo lo aprendido en el despliegue proyectos similares.



Finalmente me permito informar que mediante el trabajo realizado, se ha podido cumplir con todos los objetivos y la confirmación de las hipótesis planteadas en este proyecto de tesis.

6.2 Recomendaciones

A continuación se precisan varias recomendaciones a tener en cuenta:

- ✓ Se sugiere plantear estudios similares de investigación sobre la Red Inteligente y los beneficios que se conseguirían en nuestro medio con la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).
- ✓ Las empresas, reguladores y otros organismos de control deberían comenzar a conocer, debatir y plantear la transición hacia el manejo más adecuado y eficiente de los activos de la red de distribución, con miras a la consecución de una Red Inteligente, que tarde o temprano llegará como una necesidad eminente.
- ✓ Deberá tomarse las medidas pertinentes para que los proyectos relacionados con la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), puedan ser fácilmente escalables para ampliar su cobertura y despliegue principalmente en centros comerciales, edificios habitacionales, clínicas, mercados, entre otros.
- ✓ Los sistemas de Medición Inteligente deberían ser priorizados sobre el sector industrial, teniendo en cuenta que en la CENTROSUR aproximadamente el 2% de clientes se encuentran en esta categoría y demandan el 33% de la energía consumida. Lo cual permitirá un monitoreo y mayor control para estos grandes consumidores.
- ✓ Los proyectos de Medición Inteligente facilitan la ejecución de sistemas PRE-PAGO, los cuales son recomendados y empleados principalmente para viviendas destinadas a arrendamiento, vacacionales y sectores con alta morosidad, mejorando el ingreso y flujo de efectivo para la Empresa.
- ✓ La información recolectada por los medidores inteligentes, no solo servirá para propósitos comerciales (lectura, facturación, gestión de cartera), también deberá ser gestionada de tal manera, permitir la creación de novedosas aplicaciones, sofisticados análisis en tiempo real sobre el comportamiento de la red de distribución y proyectar la implementación de otros sistema



relacionados, que proporcionen más inteligencia al sistema empresarial (Ejemplo: Sistema de Gestión de Interrupciones OMS, respuesta de la demanda, tarifas de Tiempo de Uso TOU, entre otros).

- ✓ Desde el punto de vista económico se recomienda la ejecución de proyectos de este tipo en lugares en donde se necesite realizar el plan de mantenimiento de medidores, es decir zonas en donde ya se ha cumplido la vida útil de los medidores instalados, evitando una inversión que a corto tiempo podría ser desplazada por la nueva tecnología.
- ✓ Reconociendo la tendencia mundial de los sistemas de Medición Inteligente, se recomienda que la implementación de estos proyectos sea a nivel masivo o que ésta sea la visión o política a seguir a nivel de país, ya que al incrementar la magnitud del proyecto se pueden obtener mejores réditos económicos y beneficios sociales.
- ✓ Debido a la importancia de la implementación de este tipo de proyectos, se recomienda investigar sobre las publicaciones de normas y documentos relacionados con la Red Inteligente, tales como Marco y Plan de Trabajo para la Interoperabilidad de Smart Grid, y el establecimiento o adopción de estándares.
- ✓ Se recomienda revisar las nuevas publicaciones de las organizaciones más importantes y líderes sobre estos temas como el Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica – EPRI, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos – IEEE, entre otras.
- ✓ Los proyectos a ejecutar deberán cumplir con estándares aceptados internacionalmente que garanticen su longevidad para evitar una temprana obsolescencia tecnológica.
- ✓ Es significativo que en las especificaciones técnicas del modelo de pliego se indique, que la infraestructura que se requiere facilite su adaptación con sistemas inteligentes pretendiendo en un futuro a cercano ser parte de una Red Inteligente.
- ✓ Es importante realizar varias campañas publicitarias las cuales son esenciales para dar a conocer los proyectos a ejecutarse, comprometiendo a la ciudadanía su participación y futuros beneficios.



ANEXOS



ANEXO I

Medición Especial en las Cabinas de Transformación

Medición Especial en las Cabinas de Transformación

Dentro del área de cobertura señalada existen 38 cabinas de transformación subterráneas, que al momento no cuentan con ningún sistema de medición instalado, por lo cual las acciones operativas del control de pérdidas no técnicas son complejas y poco eficientes para este lugar específicamente.

En la siguiente figura, se muestra el sistema de red de distribución subterránea de media tensión trifásico en donde se observan las cabinas de transformación con niveles de tensión primario de 6,3kV y secundario de 220V con conexiones estrella-triángulo. También se visualizan todos los transformadores de propiedad de la CENTROSUR y particulares, totalizando 112 transformadores dentro del área de cobertura delimitada, con un promedio de 33 clientes por cada transformador de distribución.

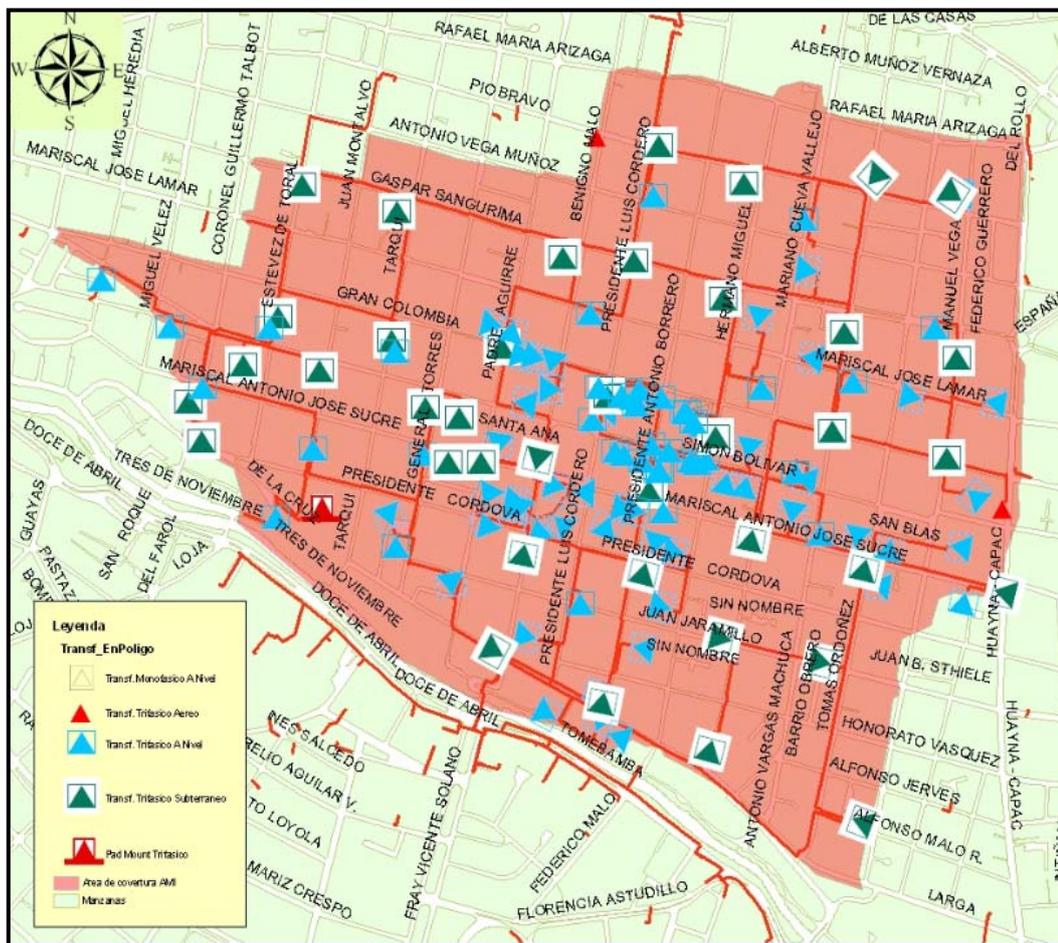


Figura I.1: Sistema de red de distribución subterránea [32]

Mayores referencias sobre el sistema de distribución eléctrica de Cuenca, pueden



encontrarse en la siguiente dirección electrónica:

<http://www.mapas.CENTROSUR.com.ec/website/sigade/viewer.htm>

La Empresa requiere sistemas inteligentes para medir y monitorear los parámetros eléctricos para las 38 cabinas de transformación con la finalidad de detectar pérdidas energéticas de tipo no técnicas que actualmente se estiman en el orden de 3%.

Las características técnicas de mencionado sistema inteligente de medición son especiales ya que requiere un tipo de conexión indirecta para el medidor inteligente (mediante transformadores de corriente TC y transformadores de tensión TP) de tal manera se puede efectuar una medición fase por fase, es decir que las lecturas y el monitoreo de los contadores de energía sean independientes entre fases.

Al disponer de un sistema de distribución trifásico se contarán con tres grupos de lecturas (uno por cada fase), de esta forma se puede efectuar balances energéticos, dimensionamiento, reportes de fallas y analizar la calidad de la energía.



ANEXO II

MODELO DE PLIEGOS LICITACIÓN DE BIENES Y SERVICIOS



MODELO DE PLIEGOS

LICITACIÓN DE BIENES Y SERVICIOS

EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.

LICITACIÓN N° 2011

**“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA
CIUDAD DE CUENCA”**

Cuenca Mayo de 2011



LICITACIÓN N° 2011

“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”

ÍNDICE

SECCIÓN I CONVOCATORIA

SECCIÓN II OBJETO DE LA CONTRATACIÓN

- 2.1 Introducción
- 2.2 Objetivo
- 2.3 Alcance
- 2.4 Descripción del servicio

SECCIÓN III CONDICIONES GENERALES

- 3.1 Ámbito de aplicación
- 3.2 Comisión Técnica
- 3.3 Participantes
- 3.4 Presentación y apertura de ofertas
- 3.5 Inhabilidades
- 3.6 Modelos obligatorios de pliegos
- 3.7 Obligaciones del Oferente
- 3.8 Preguntas, Respuestas y Aclaraciones
- 3.9 Modificación de los Pliegos
- 3.10 Convalidación de errores de forma
- 3.11 Causas de Rechazo
- 3.12 Adjudicación y Notificación
- 3.13 Garantías
- 3.14 Cancelación del Procedimiento
- 3.15 Declaratoria de Procedimiento Desierto
- 3.16 Adjudicatario Fallido
- 3.17 Proyecto del Contrato
- 3.18 Precios Unitarios y Reajuste
- 3.19 Moneda de Cotización y Pago
- 3.20 Reclamos
- 3.21 Administración del Contrato
- 3.22 Control ambiental
- 3.23 Auto invitación

SECCIÓN IV CONDICIONES ESPECÍFICAS

- 4.1 Información general del proyecto
- 4.2 Vigencia de la oferta
- 4.3 Plazo de Ejecución
- 4.4 Precio de la Oferta
- 4.5 Forma de Pago



- 4.6 Método de evaluación
 - 4.6.1 Evaluación experiencia del oferente
 - 4.6.2 Evaluación técnica
 - 4.6.3 Evaluación económica
 - 4.6.4 Informe
 - 4.6.5 Adjudicación
- 4.7 Obligaciones del contratista
- 4.8 Obligaciones de la contratante
- 4.9 Forma de presentar la oferta
 - 4.9.1 Requisitos mínimos
 - 4.9.1.1 Oferta técnica
 - 4.9.1.2 Oferta económica
- 4.10 Cronograma del procedimiento de Licitación
- 4.11 Condiciones Específicas
 - 4.11.1. Especificaciones Generales
 - 4.11.2. Especificaciones Técnicas
 - 4.11.2.1. Especificaciones técnicas de medidores y concentrador
 - 4.11.2.2. Especificaciones técnicas Software de Gestión y MDM
 - 4.11.2.3. Especificaciones red de comunicación
 - 4.11.2.4 Condiciones de Seguridad
 - 4.11.2.5 Servicios Adicionales que Deben Incluirse

SECCIÓN V PROYECTO DE CONTRATO

SECCIÓN VI MODELOS DE FORMULARIOS

- FORMULARIO N° 1:** Carta de presentación y compromiso
- FORMULARIO N° 2:** Datos generales del oferente
- FORMULARIO N° 3:** Detalles del sistema que será implementado
- FORMULARIO N° 4:** Carta de Confidencialidad
- FORMULARIO N° 5:** Tabla Resumen de los Precios Ofertados
- FORMULARIO N° 6:** Garantía técnica de tres años
- FORMULARIO N° 7:** Referencia resolución INCOP 037-09 en caso de que el oferente sea persona jurídica
- FORMULARIO N° 8:** Declaración de Agregado Nacional
- FORMULARIO N° 9:** Experiencia Del Oferente

ANEXOS

- Anexo N° A:** Información General del Proyecto
- Anexo N° B:** Imágenes de los actuales sistemas de medición en el Centro Histórico de la ciudad de Cuenca

**LICITACIÓN N° 2011****“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”****SECCIÓN I****CONVOCATORIA**

De acuerdo con los pliegos de licitación elaborados por La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., aprobados por Ing. Carlos Delgado Garzón, Presidente Ejecutivo mediante Resolución N°, se convoca a las personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras, asociaciones de éstas o consorcios o compromisos de asociación o consorcio, legalmente capaces para contratar, a que presenten sus ofertas para prestación de servicios técnicos especializados para la **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”** lo cual incluye la implementación de alrededor de catorce mil (14.000) medidores inteligentes. Las tareas estarán dirigidas principalmente en la automatización de la toma de lecturas, gestión de cartera mediante las acciones de corte y reconexión del servicio de los clientes involucrados dentro del área de cobertura determinada, posibilitando aplicaciones inteligentes con el objetivo de mejorar la gestión de activos de la red de distribución. Además la solución AMI que se oferte deberá estar orientada hacia un manejo futuro de Red Inteligente (Smart Grid).

Los oferentes que participen individualmente o en asociación deberán estar inscritos y habilitados como proveedores en el Instituto Nacional de Contratación Pública (INCOP) y contar con el Registro Único de Proveedores -RUP-, conforme lo dispone el artículo 18 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública (LOSNCPP).

El Presupuesto Referencial es de \$ 2.171.520 (dos millones ciento sesenta y un mil quinientos veinte dólares de los Estados Unidos de América 00/100), sin incluir el IVA.

Las condiciones generales de esta convocatoria son las siguientes:

1.- Los Pliegos están disponibles, sin ningún costo, en el portal www.compraspublicas.gov.ec, de conformidad con lo previsto en el inciso 4 del artículo 31 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública – LOSNCPP.

2.- Los interesados podrán formular preguntas en el término máximo de 3 (tres) días. La Comisión Técnica absolverá las preguntas y realizará las aclaraciones necesarias, en un término máximo de 3 (tres) días subsiguientes a la conclusión del período establecido para formular preguntas y aclaraciones.



3.- La oferta técnica se presentará en la Secretaría General de la Empresa ubicada en sexto piso del edificio localizado en la Av. Max Uhle y Pumapungo de la ciudad de Cuenca, hasta la hora y fecha establecidos en el Cronograma y de acuerdo a lo establecido en el Reglamento General de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública; adicionalmente, se incluirá el formulario impreso que contendrá la oferta económica, la que previamente deberá subirse a través del portal www.compraspublicas.gov.ec, hasta la hora y fecha en la que se cierre el plazo para la presentación de la oferta. La apertura de las ofertas se realizará una hora más tarde de la prevista para la recepción de las ofertas técnicas.

4.- La evaluación de las ofertas se realizará aplicando los parámetros de calificación previstos en los Pliegos, conforme lo dispone el artículo 54 del Reglamento General de la LOSNCP.

5.- Los pagos del contrato se realizarán con fondos propios provenientes del Presupuesto de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. con cargo a la partida presupuestaria N°, de acuerdo con el Certificado constante en memorando emitido el por el Director Administrativo Financiero. Se otorgará un anticipo de hasta el 5% del valor contratado, amortizable en las cuatro primeras planillas de pago mensual.

6.- El procedimiento se ceñirá a las disposiciones de la LOSNCP, su Reglamento General, las resoluciones del INCOP y los presentes Pliegos.

Cuenca..... de 2011

Ing. CARLOS DELGADO GARZÓN
**PRESIDENTE EJECUTIVO DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.**



LICITACIÓN N° 2011

“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”

SECCIÓN II

OBJETO DE LA CONTRATACIÓN

2.1 Introducción

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR) de acuerdo a lo establecido en su contrato de concesión, sirve a la región comprendida por las provincias de: Azuay, excepto las zonas Ponce Enríquez y Zhumiral con sus respectivos alrededores; Cañar, excepto los cantones Azogues, Déleg y La Troncal; y, Morona Santiago, excepto los cantones Gualaquiza, Huamboya y Palora. El área de concesión alcanza los 28.960 km².

La Empresa tiene como objetivo social, entre otros, la distribución y comercialización de la energía eléctrica, contando en la actualidad con aproximadamente 296.000 clientes. La principal fuente de ingreso económico de la CENTROSUR, es la venta de energía, por tanto este ingreso tiene una significativa importancia en el desempeño económico de la empresa.

Es requisito que el proponente obtenga por su cuenta la información necesaria para definir el costo de los trabajos y evaluar su influencia en la elaboración de su oferta y por consiguiente su aceptación sin inconvenientes sobre el ámbito de trabajo, área de injerencia, condiciones naturales, climáticas, topográficas, accesos, etc.

La falta de conocimiento de los documentos del concurso, no exime al proponente la responsabilidad de su cumplimiento, por tanto, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. se reserva el derecho de rechazar las propuestas presentadas que no cumplan los requisitos exigidos.

2.2 Objetivo

El propósito principal de este documento es seleccionar la(s) oferta(s) más adecuadas(s) para la implementación de “MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”

2.3 Alcance

El servicio a contratar deberá prestarse de acuerdo a las especificaciones que se proporcionan en lo posterior, pudiendo aceptarse alternativas siempre que se demuestren las ventajas sobre lo solicitado.



El sector objeto de la implementación se encuentran dentro del Centro Histórico del cantón Cuenca, el cual está declarado por la UNESCO como PATRIMONIO CULTURAL de la HUMANIDAD.

2.4 Descripción del servicio

La CENTROSUR, inicialmente requiere contar con los servicios de TELEMEDICIÓN y TELEGESTIÓN, mediante la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), para brindar los servicios que comprende las acciones de lectura, corte y reconexión del suministro de forma remota para un sector dentro del Centro Histórico de Cuenca.

Adicionalmente, la infraestructura que se instale, tanto de software como hardware, deberá ser capaz de soportar:

- La comunicación bidireccional entre la Empresa y los medidores inteligentes.
- Recolección y almacenamiento de la información de medidores.
- La compatibilidad con tecnologías futuras, acerca de Smart Grid.

El proyecto constará de dos etapas: Etapa 1: Plan piloto; Etapa 2: Implementación Total.

LICITACIÓN N° 2011

“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”

SECCIÓN III

CONDICIONES GENERALES

3.1 Ámbito de aplicación: El procedimiento de licitación de bienes y servicios deberá utilizarse en los siguientes casos:

- Cuando se trata de adquirir o de contratar un bien o servicio no normalizado, atendiendo a la definición establecida en el numeral 2 del artículo 6 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública LOSNCP, y en el artículo 42 de su Reglamento General.
- Cuando se trate de la adquisición o contratación de bienes y servicios normalizados que no constan en el Catálogo Electrónico y cuya adquisición a través del procedimiento de Subasta Inversa Electrónica haya sido declarada desierta por la entidad contratante, de conformidad con la LOSNCP y su Reglamento General, si tal entidad contratante no ha iniciado un nuevo proceso de Subasta Inversa Electrónica.

En el caso de la adquisición de bienes, en la calificación técnica, la máxima autoridad de la entidad contratante, deberá determinar si los componentes de los bienes son de



producción nacional, aplicando los criterios de producción nacional establecidos en estos pliegos. En este caso, solo participarán oferentes que se consideren productores nacionales.

Solo en caso de ausencia de producción nacional, podrán participar oferentes que no sean productores nacionales.

3.2 Comisión Técnica: Todo proceso de licitación presupone la conformación obligatoria de una Comisión Técnica, integrada de acuerdo al artículo 18 del Reglamento General de la LOSNCP, encargará del trámite del proceso y la elaboración de los pliegos, de acuerdo a lo previsto en el artículo 49 de la LOSNCP. Esta comisión analizará las ofertas, incluso en el caso de haberse presentado una sola, considerando los parámetros de calificación establecidos en estos pliegos y recomendará a la máxima autoridad de la entidad contratante la adjudicación o la declaratoria de procedimiento desierto.

3.3 Participantes: La convocatoria está abierta para las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, asociaciones de éstas o consorcios, que tengan interés en participar en este procedimiento y que se encuentren habilitadas en el Instituto Nacional de Contratación Pública, INCOP.

Cuando exista un compromiso de asociación o consorcio, para la participación en cualquier procedimiento de licitación, todos los miembros de la asociación deberán estar habilitados en el INCOP (RUP) al tiempo de presentar la oferta y estar calificados para la prestación del servicio, designando un Procurador Común de entre ellos, que actuará a nombre de los comprometidos. En caso de ser adjudicados, los comprometidos deberán constituirse en asociación o consorcio e inscribir tal persona jurídica en el INCOP (RUP), previa la firma del contrato, dentro del término previsto para la firma; en caso contrario, se declarará a los integrantes del compromiso de asociación o consorcio como adjudicatarios fallidos.

3.4 Presentación y apertura de ofertas: La oferta técnica, incluida la impresión de la oferta económica, la cual se deberá subir a través del portal www.compraspublicas.gov.ec, se presentará en un sobre único en la Secretaría General de la Entidad Contratante, ubicada en el sexto piso del edificio localizado en la Av. Max Uhle y Pumapungo de la ciudad de Cuenca, hasta la hora y fecha indicadas en la convocatoria.

No se exigirá a los oferentes la entrega de documentos que previamente hayan sido entregados para efectos de habilitarse en el Registro Único de Proveedores. Tampoco se exigirá que la documentación presentada por los oferentes sea notariada; únicamente el oferente adjudicatario deberá cumplir con la entrega notariada de documentos, según corresponda.

Una hora más tarde de fenecido el plazo para la presentación del sobre único, se procederá a la apertura de las ofertas recibidas. El acto de apertura de ofertas será público.



3.5 Inhabilidades: No podrán participar en el presente procedimiento precontractual, por sí o por interpuesta persona, las personas que incurran en las inhabilidades generales y especiales, de acuerdo a los artículos 62 y 63 de la LOSNCP y 110 y 111 del Reglamento General de la LOSNCP.

Los funcionarios de la Entidad Contratante que han participado en la etapa precontractual de este proceso de Licitación son los siguientes:

Ingenieros:.....

De manera obligatoria, los oferentes deberán llenar el formulario establecido en la Resolución INCOP No.037-09, de 27 de noviembre de 2009 (que sustituye a la Resolución INCOP No. 028-09).

3.6 Modelo obligatorio de pliegos: El oferente, de forma obligatoria, presentará su oferta utilizando el modelo de formularios establecidos en estos pliegos.

3.7 Obligaciones del Oferente: Los oferentes deberán revisar cuidadosamente los pliegos y cumplir con todos los requisitos solicitados en ellos. La omisión o descuido del oferente al revisar los documentos no le relevará de sus obligaciones con relación a su oferta.

3.8 Preguntas, Respuestas y Aclaraciones: Si el interesado, luego del análisis de los pliegos detecta un error, omisión o inconsistencia, o necesita una aclaración específica sobre una parte de los documentos, deberá solicitarla a la Comisión Técnica a través del portal. La CENTROSUR responderá las aclaraciones solicitadas a través del portal, de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 de la convocatoria.

3.9 Modificación de los Pliegos: La Comisión Técnica podrá emitir aclaraciones o modificaciones de los pliegos, por propia iniciativa o a pedido de los participantes, siempre que éstas no alteren el presupuesto referencial ni el objeto del contrato, modificaciones que deberán ser publicadas en el portal www.compraspublicas.gov.ec., hasta el término máximo de responder preguntas o realizar aclaraciones.

Así mismo, la máxima autoridad de la Contratante o su delegado, podrá cambiar el cronograma con la motivación respectiva; el cambio será publicado en el portal www.compraspublicas.gov.ec y podrá realizarse hasta la fecha límite de la etapa de respuestas y aclaraciones.

3.10 Convalidación de errores de forma: Si se presentaren errores de forma, las ofertas podrán ser convalidadas por el oferente en un término de entre 2 a 5 días, contado a partir de la fecha de notificación, a criterio de la entidad contratante. Así mismo, dentro del período de convalidación, los oferentes podrán integrar a su oferta documentos adicionales que no impliquen modificación del objeto de la misma, conforme al artículo 23 del Reglamento General de la LOSNCP. En este caso, la entidad contratante podrá recibir físicamente los documentos correspondientes.

La entidad contratante está obligada a analizar en profundidad cada una de las ofertas presentadas en la etapa de calificación, a fin de determinar todos los errores de forma



existentes en ellas, respecto de los cuales notificará a través del portal www.compraspublicas.gov.ec en el mismo día y hora a cada uno de los oferentes, el requerimiento de convalidación respectivo. Los oferentes notificados podrán convalidar tales errores para efectos de ser calificados.

Si la entidad contratante, al analizar las ofertas presentadas, determina la existencia de uno o más errores de forma, se deberá reprogramar el cronograma del proceso, en función del término concedido a los oferentes para efectos de que convaliden los errores de forma notificados.

3.11 Causas de Rechazo: Luego de evaluados los documentos del Sobre Único, la Comisión Técnica rechazará una oferta por las siguientes causas:

3.11.1 Si no cumpliera los requisitos exigidos en las condiciones generales, especificaciones técnicas y formularios de estos pliegos.

3.11.2 Si se hubiera entregado la oferta en lugar distinto al fijado o después de la hora establecida para ello.

3.11.3 Cuando las ofertas contengan errores sustanciales, y/o evidentes, que no puedan ser convalidados por no se errores de forma. Los errores de forma deberán ser obligatoriamente notificados al oferente respectivo, para que pueda convalidarlos.

3.11.4 Si el contenido de los formularios presentados difiere del solicitado en los pliegos, condicionándolos o modificándolos, de tal forma que se alteren las condiciones previstas para la ejecución del contrato.

3.11.5 Si se presentaren documentos con tachaduras o enmiendas no salvadas cuando no puedan ser convalidadas de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 23 del Reglamento General de la LOSNCP.

Una oferta será descalificada en cualquier momento del proceso, si se comprobare falsedad o adulteración de la información presentada.

La adjudicación se circunscribirá a las ofertas calificadas. No se aceptarán ofertas. Ningún oferente podrá intervenir con más de una oferta

3.12 Adjudicación y Notificación: La máxima autoridad de la Contratante, con base en los resultados de la evaluación, adjudicará el contrato a la oferta más conveniente conforme a los términos establecidos en el numeral 18 del artículo 6 de la LOSNCP, mediante resolución motivada, de acuerdo a lo establecido en el Art. 8 de la Resolución INCOP N° 022-09 de 12 de mayo de 2009.

La adjudicación podrá ser total o parcial, de acuerdo al interés institucional y con base en los méritos del proceso, sin que esto implique la adjudicación de un mismo rubro a más de un oferente.



La notificación de la adjudicación se la realizará a través del portal www.compraspublicas.gov.ec, con la respectiva resolución de adjudicación emitida por la máxima autoridad, o su delegado, de la entidad contratante.

3.13 Garantías: En este contrato se deberán presentar las garantías previstas en los artículos 73, 74, 75 y 76 de la LOSNCP.

3.13.1 La garantía de fiel cumplimiento del contrato, que se rendirá por un valor igual a 5% del monto total del contrato. No se exigirá esta garantía en el caso de adquisición de bienes muebles que se entreguen al momento de efectuarse el pago.

3.13.2 La garantía del anticipo que respalde el 100% del valor recibido por este concepto.

3.13.3 Las garantías técnicas, en el caso de que se contemple la provisión o instalación de equipos a los bienes y/o servicios.

Las garantías serán entregadas en cualquiera de las formas establecidas en el Artículo 73 de la LOSNCP. Sin embargo, para la garantía de fiel cumplimiento del contrato, únicamente se rendirá en las formas establecidas en los numerales 1, 2 y 5 del artículo 73 de la LOSNCP.

La garantía técnica cumplirá las condiciones establecidas en el artículo 76 de la LOSNCP, caso contrario se la reemplazará por una de las garantías señaladas en el artículo 73 de la LOSNCP, por el valor total de los bienes.

Las garantías se devolverán conforme lo previsto en el Artículo 77 de la LOSNCP.

3.14 Cancelación del Procedimiento: En cualquier momento comprendido entre la convocatoria y hasta 24 horas antes de la fecha de presentación de las ofertas, la máxima autoridad de la entidad contratante podrá declarar cancelado el procedimiento, mediante resolución debidamente motivada, de acuerdo a lo establecido en el artículo 34 de la LOSNCP.

3.15 Declaratoria de Procedimiento Desierto: La máxima autoridad de la Entidad Contratante, antes de resolver la adjudicación, podrá declarar desierto el procedimiento de manera total o parcial, en los casos previstos en los numerales 1, 2 y 4 el artículo 33 de la LOSNCP.

Dicha declaratoria se realizará mediante resolución motivada de la máxima autoridad de la Entidad Contratante. Una vez declarado desierto el procedimiento, la máxima autoridad podrá disponer su archivo o su reapertura.

3.16 Adjudicatario Fallido: En caso de que el adjudicatario no celebre el contrato dentro del término de 15 días, por causas que le sean imputables, la máxima autoridad de la Entidad Contratante le declarará adjudicatario fallido y una vez que notifique de esta condición al INCOP, procederá de conformidad con los artículos 35 y 98 de la LOSNCP.



Así mismo, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 114 del Reglamento General de la LOSNCP, la entidad contratante podrá llamar al oferente que ocupó el segundo lugar en el orden de prelación para que suscriba el contrato, el cual deberá cumplir con los requisitos establecidos para el oferente adjudicatario, incluyendo la obligación de mantener su oferta hasta la suscripción del contrato. Si el oferente llamado como segunda opción no suscribe el contrato, la entidad declarará desierto el proceso, sin perjuicio de la sanción administrativa aplicable al segundo adjudicatario fallido.

3.17 Proyecto de Contrato: Notificada la adjudicación, dentro de un término de 15 días contado a partir de dicha notificación, la entidad contratante formalizará el proyecto de contrato que es parte integrante de estos pliegos, de acuerdo a lo establecido en los artículos 68 y 69 de la LOSNCP y 112 y 113 de su Reglamento General.

En caso de que el adjudicatario sea un consorcio o asociación tendrá quince días adicionales para la formalización de dicha asociación.

3.18 Precios Unitarios y Reajuste: El precio de la oferta consistirá en el precio unitario equivalente de los trabajos a ser contratados (ver Sección IV, numeral 4.5.6) y que se ejecutarán en el área de cobertura señalada de la ciudad de Cuenca; incluirá los costos directos, indirectos, administrativos, utilidad e impuestos, de tal manera que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., no tenga que realizar pago adicional alguno por éstos ni por otros conceptos. El precio no incluirá el IVA, el cual será cancelado por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., de conformidad con la Ley.

No habrá reajuste de precios, es decir el Contrato será a precio fijo.

Los precios unitarios de cada ítem se expresarán en dólares de Estados Unidos de América y centavos (no más de dos decimales). La oferta se presentará por rubro de acuerdo con lo solicitado en el formulario N° 5 “Tabla Resumen de los Precios Ofertados”.

3.19 Moneda de Cotización y Pago: Las ofertas deberán presentarse en dólares de los Estados Unidos de América. Los pagos se realizarán en la misma moneda.

3.20 Reclamos: Para el evento de que los oferentes o adjudicatarios presenten reclamos relacionados con su oferta, se deberá considerar lo establecido en los artículos 102 y 103 de la LOSNCP, según el procedimiento que consta en los artículos 150 al 159 de su Reglamento General.

3.21 Administración del Contrato: La entidad contratante designará de manera expresa un administrador para el contrato, quien velará por el cabal y oportuno cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones derivadas de él. Adoptará las acciones que sean necesarias para conseguir que se cumpla el objeto del contrato e impondrá las multas y sanciones a que hubiere lugar.



3.22 Control ambiental.- El contratista deberá observar las normas ambientales vigentes aplicables al objeto de esta contratación.

3.23 Autoinvitación: El proveedor que a la fecha de la convocatoria no se encuentra habilitado en el Registro Único de Proveedores, RUP, en la categoría correspondiente al objeto del proceso de contratación, y tenga las condiciones legales para participar en él, podrá re categorizarse en la actividad respectiva, para lo cual deberá acudir a las oficinas del RUP y presentar los documentos respectivos. La autoinvitación es una opción del Portal www.compraspublicas.gov.ec que aparecerá una vez realizada la re categorización, y que podrá utilizarse hasta la fecha límite de entrega de ofertas, según el cronograma del proceso.



LICITACIÓN N° 2011

“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”

SECCIÓN IV

CONDICIONES ESPECÍFICAS

4.1 Información General del Proyecto: Para conocer las características y constitución del Centro Histórico de la Ciudad de Cuenca, área de cobertura, sistema de telecomunicaciones y sistema comercial de CENTROSUR refiérase al Anexo A.

4.2 Vigencia de la oferta: Las ofertas se entenderán vigentes por 60 días contados desde la fecha límite de entrega de las ofertas.

4.3 Plazo de Ejecución: El plazo para la implementación total de la Infraestructura de Medición Avanzada AMI será de (24) meses a partir de la firma del contrato, constituido por dos etapas conforme se detalla a continuación:

Etapas 1 Plan piloto: Considerando la cantidad de medidores a instalar, inicialmente se propone realizar un plan piloto que incluye: la implementación del sistema AMI con una cantidad de 1000 medidores inteligentes en un lapso de tres (3) meses; y un periodo de prueba del sistema implementado por un lapso de tres (3) meses. Durante estos tres (3) meses se realizarán la totalidad de las pruebas correspondientes a la verificación del cumplimiento total de las condiciones de funcionamiento, operación y control especificadas en este pliego. Si los resultados de estas pruebas demuestran el cumplimiento de las especificaciones generales y técnicas, se dará paso a la ejecución de la Etapa 2 (Implementación Total), caso contrario y de creerlo conveniente la Empresa podrá prorrogar hasta un (1) mes adicional para los ajustes que se requieran. Una vez cumplido este plazo, si no existe conformidad con la CONTRATANTE la Empresa no estará obligada a continuar con la implementación del proyecto y finalizará la relación contractual, sin que esta amerite reclamo alguno por parte de la CONTRATISTA.

Etapas 2 Implementación Total del Sistema AMI: Se dará paso a la instalación de 12973 medidores inteligentes adicionales, estipulando como plazo máximo para su despliegue diez y ocho (18) meses contados a partir del inicio de la Etapa 2.

4.4 Precios de la Oferta: El precio total de la oferta deberá cubrir todas las actividades y costos necesarios para que el oferente preste los servicios objeto de la contratación, en cumplimiento de las especificaciones correspondientes técnicas y a plena satisfacción de la entidad contratante, de tal manera que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. no tenga que realizar pago por concepto adicional alguno.



Los precios presentados por el oferente son de su exclusiva responsabilidad. Cualquier omisión se interpretará como voluntaria y tendiente a conseguir precios que le permitan presentar una oferta más ventajosa.

4.5 Forma de Pago: Los pagos se realizarán de la manera prevista en el Numeral 6 de la Convocatoria y en el Proyecto de Contrato.

4.6 Método de evaluación: De manera general, la evaluación de las ofertas se encaminará a proporcionar una información imparcial sobre si una oferta debe ser rechazada y cuál de ellas cumple con el concepto de mejor costo, en los términos establecidos en el numeral 18 del artículo 6 de la LOSNCP. Se revisará que las ofertas presentadas cumplan con los requisitos mínimos, evaluando tanto la propuesta técnica como la económica en función de los parámetros de calificación previstos en los pliegos, los que deberán ser objetivos.

Los parámetros de evaluación para la valoración de las ofertas, se considera en la siguiente Tabla N°1:

Tabla N°1: Parámetros de Evaluación y Puntaje

ITEM	PARÁMETROS DE EVALUACIÓN	PUNTAJE
1.1	EXPERIENCIA DEL OFERENTE	20
1.2	OFERTATECNICA	40
1.3	OFERTA ECONÓMICA	30
1.4	PARTICIPACIÓN NACIONAL	10*
	TOTAL	100

* Un servicio se entiende como nacional cuando el oferente es una persona natural o jurídica domiciliada en el territorio nacional, y más del 60% de su oferta representa el costo de la mano de obra, materias primas e insumos nacionales.

4.6.1 Evaluación Experiencia del Oferente 20 (veinte) puntos

Se considerará la experiencia de los oferentes sobre la ejecución de trabajos relacionados con la implementación de sistemas de tele-medición y tele-gestión (despliegues AMR y AMI), donde el software de gestión y el hardware a proponerse deben comprender sistemas que se encuentren internacionalmente operativos, probados y aceptados (al menos 3 implementaciones), que sobre un máximo de 20 puntos se adjudicará la calificación conforme la Tabla N°2, por cada despliegue concluido con éxito en los últimos 10 años.

Tabla N°2: Puntaje Experiencia del Oferente

Despliegue por número de clientes	Puntaje por cada implementación
>10000 y < 20000	5
≥ 20000 y < 50000	10
Mayor que 50000	20

Únicamente puntuaran los proyectos a nombre del oferente, en función de la información presentada en el Formulario N° 9 Experiencia del oferente.



4.6.2 Evaluación oferta técnica

La Oferta Técnica se evaluará sobre un máximo de cuarenta (40) puntos, para ello se considera lo siguiente:

Especificaciones generales: Que son de cumplimiento obligatorio y se detallan en la Tabla N° 5: Especificaciones generales obligatorias en el 4.11.1. Especificaciones Generales, siendo su valoración máxima diez (10) puntos siempre y cuando exista un cumplimiento total.

Especificaciones técnicas: Las cuales serán evaluadas sobre un total de treinta (30) puntos conforme la valoración del cumplimiento de los siguientes requisitos técnicos:

Tabla N°3: Evaluación de Especificaciones Técnicas

Item	Especificaciones técnicas	Puntaje
3.1	Especificaciones técnicas medidor monofásico (Tabla N° 6)	2
3.2	Especificaciones técnicas medidor bifásico (Tabla N° 7)	2
3.3	Especificaciones técnicas medidor trifásico (Tabla N° 8)	2
3.4	Especificaciones técnicas medidor especial (Tabla N° 10)	2
3.5	Especificaciones técnicas concentrador o Gate-way (Tabla N° 11)	2
3.6	Especificaciones técnicas Software de Gestión y MDM (Tabla N°12)	10
3.7	Especificaciones de red de comunicación (Tabla N° 13)	2
3.8	Condiciones de Seguridad (Tabla N° 14)	4
3.9	Servicios Adicionales que Deben Incluirse (Tabla N° 15)	4
	TOTAL	30

La valoración específica de los ítems 3.1 al 3.9 de la tabla anterior, se establece en las tablas en donde se especifican los requisitos correspondientes, siendo su valoración puntuable siempre que el oferente cumpla con lo requerido.

De ser el caso, se evaluará de manera objetiva la **alternativa tecnológica ofertada** realizando una comparación entre las ofertas presentadas.

4.6.3 Evaluación oferta económica

Se valorará con treinta (30) puntos, a la oferta que cuya valoración total económica ofertada por la implementación de AMI sea la más baja. Para la calificación de las demás ofertas se realizará una valoración directamente proporcional, considerando la oferta de monto más bajo.

4.6.4. Informe

La Comisión Técnica encargada, elaborará un informe en donde se detallará las comparaciones de las ofertas y lo remitirá a la máxima autoridad de Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. para su análisis y correspondiente resolución.



4.6.5 Adjudicación

La adjudicación del Proyecto será total, a la oferta que presente las mejores condiciones obteniendo el mayor puntaje de la Valoración Total de los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 de la Tabla N°1. Indicando que las ofertas que no alcancen una calificación técnica de 40 puntos, serán descalificadas.

4.7 Obligaciones del Contratista: El contratista debe asegurar una correcta y legal ejecución del contrato en los términos establecidos. Deberá cumplir con la legislación ecuatoriana en la materia relacionada con la ejecución del contrato.

4.8 Obligaciones de la Contratante

4.8.1. De ser el caso, dar solución a las peticiones y problemas que se presenten en la ejecución del Contrato, en un plazo de 30 días contados a partir de la petición escrita formulada por el Contratista.

4.8.2. Designar al Administrador del contrato.

4.9. Forma de presentar la oferta: El oferente incluirá en su oferta la información sobre las Especificaciones Generales y Técnicas que se requiere, que constan en las Tablas N°5, N°6, N°7, N°8, N°10, N°11, N°12, N°13, N°14, N°15. Pueden utilizarse formatos elaborados en ordenador a condición que la información sea la que se solicita.

4.9.1. Requisitos mínimos:

4.9.1.1. Oferta técnica: El oferente, para ser considerado, deberá como mínimo presentar los siguientes requisitos:

- Carta de Presentación y Compromiso (Formulario N° 1).
- Datos Generales del oferente (Formulario N° 2).
- Detalles del Sistema que Será Implementado: sistema de comunicación, medidores inteligentes, indicar que normas cumple, listado de personal, equipos y herramientas (Formulario N° 3).
- Carta de Confidencialidad (Formulario N° 4).
- Tabla de Precios Unitarios del Sistema a Implementar (Formulario N° 5).
- Los precios no deberán incluir el Impuesto al Valor Agregado - IVA.
- Garantía Técnica de Tres Años (Formulario No. 6).
- Información de Accionistas de Personas Jurídicas (Resolución INCOP N° 37-09 (Formulario N° 7).
- Declaración de Agregado Nacional: (Formulario N° 8)
- Experiencia del oferente (Formulario N° 9).
- Se solicita al oferente una demostración de las capacidades y características técnicas del sistema a implementar, tanto del software de gestión y medidor inteligente a instalar, conforme lo establecido en el cronograma.
- Certificado del distribuidor autorizado emitido por el fabricante de los medidores inteligentes sobre las características y especificaciones técnicas



indicadas para el objeto de la contratación. Si el oferente es el fabricante directo de los medidores (no es necesario este documento).

4.9.1.2 Oferta económica: Se entenderá por oferta económica al formulario que consta en el portal www.compraspublicas.gov.ec, a fin de que el oferente establezca el precio unitario de la oferta. Este formulario debidamente lleno debe subirse al portal y una impresión de éste, se adjuntará a la oferta técnica.

4.10 Cronograma del procedimiento de licitación: El que constará en el portal www.compraspublicas.gov.ec es el siguiente:

Tabla N°4: Cronograma de ejecución

Concepto	Día	Hora
Fecha de Publicación		
Fecha Límite de Preguntas		
Fecha Límite de Respuestas y Aclaraciones		
Fecha Límite de: Entrega de la Oferta Técnica (<i>como parte de la oferta técnica, el oferente deberá enviar un técnico a las instalaciones de CENTROSUR para la demostración del software de gestión y medidor inteligente</i>) y Entrega Oferta Económica (<i>a través del portal Web del INCOP</i>)		
Fecha de Apertura de Ofertas		
Fecha Límite para solicitar convalidación de errores		
Fecha Límite para convalidación de errores		
Fecha Límite para evaluación ofertas		
Fecha estimada de Adjudicación		

La carátula de la oferta técnica será la siguiente:

LICITACIÓN (N°.)
“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”
SOBRE ÚNICO
Señor Ingeniero: Carlos Delgado Garzón Presidente Ejecutivo Presente.-
PRESENTADA POR: _____
(EN CASO DE CONSORCIO O ASOCIACIÓN IDENTIFICAR CLARAMENTE A SUS INTEGRANTES)

No se tomarán en cuenta las ofertas entregadas en otro lugar o después del día y hora fijados para su entrega-recepción.

El Secretario de la Comisión Técnica recibirá (de ser el caso) y conferirá comprobantes de recepción por cada oferta entregada y anotará, tanto en los recibos como en el sobre de la oferta, la fecha y hora de recepción.



4.11. Condiciones Específicas:

4.11.1. Especificaciones Generales:

Se requiere preferiblemente propuestas integrales, que optimicen la infraestructura existente, debiendo tratar en lo máximo que sea posible el adoptar las características e infraestructura descrita en el Anexo A, sin embargo podrían considerarse ofertas separadas o alianzas entre empresas en lo que corresponde a la provisión de la infraestructura de (AMI) por un lado y por otro lo que respecta al software de gestión y solución Meter Data Management (MDM).

El proceso de montaje de los dispositivos de medición estará a cargo de CENTROSUR, para lo cual el oferente deberá capacitar al personal operativo para los trabajos de instalación.

El sistema en su conjunto deberá cumplir con las especificaciones y requerimientos que se presentan a continuación en la Tabla N° 5:

Tabla N°5: Especificaciones generales obligatorias

	Especificaciones generales obligatorias	SI/NO	Alternativa tecnológica ofertada (Pagina)
1	El software de gestión y el hardware a proponerse deben comprender sistemas que se encuentren internacionalmente operativos, probados y aceptados (al menos 3 implementaciones).		
2	El sistema en su conjunto deberá contener una arquitectura que cumpla con el modelo CIM de la norma IEC 61968, en cuanto a interfaz, información y mensajes.		
3	Actualización remota del software de gestión, configuraciones, credenciales de seguridad, firmware, de manera confiable, segura y auditable.		
4	Permitir el registro de consumos en intervalos predefinidos de tiempo durante el día para aplicaciones tarifarias por periodos horarios.		
5	Capacidad de desconectar y conectar el servicio eléctrico de forma remota, bajo condiciones adecuadas de seguridad para el cliente.		
6	Capacidades para diagnosticar, monitorear y controlar el estado de la red de comunicación.		
7	Capacidad de auto – detectar, reconfigurar y reparar problemas de comunicación, con el objetivo de garantizar la total disponibilidad del sistema.		
8	Permitir acceso a múltiples usuarios autorizados para aplicaciones como control de carga a distancia, acceso a lectura de contadores de otras empresas (entes reguladores), entre otros.		
9	Medición y reporte de eventos y parámetros de calidad de energía (interrupciones, perfil de carga y voltaje valores mínimos y máximos), con capacidades de monitorización en tiempo real.		
10	Debe permitir el crecimiento y detección automática de adición de medidores y no estar limitado a restricciones de algún componente o equipo en particular, permitiendo el reemplazo gradual de componentes y su escalabilidad.		
11	Permitir análisis, reportes y diagnóstico de balances energéticos para la detección de hurto de energía en alimentadores de baja		



	tensión y transformadores de distribución.		
12	Adaptables a sistemas PRE-PAGO de energía con capacidades para adecuarse a al sistema AMI. Incluyendo funcionalidades para efectuar el cambio de un cliente del sistema PRE-PAGO A POS-PAGO y viceversa con solo realizar cambios en el software comercial de CENTROSUR.		
13	De ser necesario, implementar un interfaz para con el sistema comercial de CENTROSUR, con la información necesaria para facturación.		
14	El oferente en la fecha establecida en el cronograma, y como parte de su oferta deberá enviar un técnico para que realice la demostración del software de gestión, medidor inteligente y otros equipos a implementar.		
15	El sistema que se implemente debe facilitar y brindar opciones para compartir recursos de comunicación con medidores de agua y gas. El oferente deberá garantizar la existencia de medidores de agua y gas que sean totalmente compatibles con el sistema a proponer.		
<p>NOTA: -El cumplimiento total de estos 15 requisitos se valorará con diez (10) puntos, como parte de la oferta técnica. -De no cumplir positivamente con los 15 requisitos presentados, el oferente será descalificado.</p>			

4.11.2. Especificaciones Técnicas

4.11.2.1. Especificaciones técnicas de medidores y concentrador

Con la finalidad de evitar en lo posible afección física y alteraciones de las instalaciones actuales de los puntos de medición, se pretende que los equipos de reemplazo conserven las características de tamaño, evitando al máximo modificación de la infraestructura actual.

Los contadores de energía en su mayoría se encuentran dentro de tableros metálicos, de dimensiones y características físicas normalizadas por CENTROSUR, en donde se preferiría mantener la forma de conexionado de los equipos. Para tener una referencia sobre esta particular situación referirse al Anexo B.

Si la tarjeta de transmisión de datos de los medidores a ofertarse se basa en la tecnología RF, la comunicación debe realizarse sobre frecuencias de uso libre y deberá seguir los reglamentos de la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.

Los medidores que se oferten deben cumplir con las siguientes normas:

- Norma de medición ANSI C 12.1 y ANSI C1220 (Estándares de medición internacionales).
- Norma de calidad del producto IP52 y NEMA 4X o mejor.
- Todos los equipos que se suministren deberán ser pre calibrados de fábrica.
- Programación con fácil parametrización con software propietario suministrado a la CENTROSUR.

**Medidor monofásico: Cantidad 11.752****Tabla N°6:** Especificaciones técnicas medidor monofásico

REQUISITOS OBLIGATORIOS				
N°	DESCRIPCIÓN	NO CUMPLE DESCALIFICA	SOLICITADO POR LA EMPRESA	OFERENTE
1	PROCEDENCIA	*1	Especificar:	
2	MARCA	*1	Especificar:	
3	MODELO	*1	Especificar:	
4	AÑO DE FABRICACIÓN	*1	Especificar:	
5	NÚMERO DE FASES	*1	1	
6	NÚMERO DE HILOS	*1	2	
7	NÚMERO DE ELEMENTOS DE MEDICIÓN	*1	1	
8	TENSIÓN NOMINAL (FASE) DE OPERACIÓN	*1	1x120V	
9	RANGO DE OPERACIÓN DE TENSIÓN NOMINAL	*1	-20% a +10%.	
10	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	*1	-15°C y 50°C.	
11	CALENDARIO BISIESTO	*1	Si	
12	FRECUENCIA NOMINAL	*1	60 Hz	
13	CORRIENTE NOMINAL (CORRIENTE BASE IB)	*1	5A	
14	CORRIENTE MÁXIMA	*1	100 A	
15	TIPO DE MEDICION	*1	Directa	
16	TIPO DE MONTAJE	*1	Bornera	
17	CLASE DE PRECISIÓN	*1	1 o mejor	
18	CORRIENTE DE ARRANQUE	*1	40 mA o menor	
19	PERMITIR EL ESTAMPADO DE FECHA Y HORA SINCRONIZABLE	*1	Si	
20	CANTIDADES DE REGISTRO	*1	Energía activa (KWh), Energía reactiva (kVARh), Potencia máxima (kW)	
21	MULTIPLICADOR DE LOS REGISTROS	*1	1	
22	CONSUMO MAXIMO PROPIO DEL EQUIPO (W)	*1 *2	Máximo 1.8W, incluyendo: elemento de tensión, elemento de corriente y display.	
23	CON RESETEO AUTOMÁTICO DE DEMANDA EL PRIMER DÍA DE CADA MES.	*1	Incluir reportes de reset de demanda.	
24	CON DESPLIEGUE DE LECTURAS PREVIAS DEL ÚLTIMO MES	*1	Si	
25	CARCASA DE MEDIDOR	*1	Con protección UV, mínimo grado de protección al medio ambiente IP52	



26	DISPLAY O VISUALIZADOR	*1	Pantalla LCD (display) de alta definición y buen contraste, mínimo 6 dígitos para registros de valores de energía. tamaño mínimo de los números del registro 7mm x 4 mm.	
27	SEÑAL VISUAL PARA CONTRASTACIÓN (EMULADOR DE DISCO O LED)	*1	De fácil acceso frontal	
28	TAPA CUBREBORNES PARA COLOCACIÓN INDEPENDIENTE DE SELLOS	*1	Si	
29	BORNES CON DOBLE TORNILLO DE SUJECIÓN PARA CONDUCTORES	*1	Si	
30	DIAMETRO MINIMO DE LA BORNERA	*1	Para alojar conductores de cobre de diámetro mínimo calibre N° 2 AWG.	
31	NÚMERO DE MEDIDOR VISUAL Y EN CÓDIGO DE BARRAS	*1	Si	
32	VIDA ÚTIL GARANTIZADA POR EL PROVEEDOR	*1 *3	Garantizar una vida útil de mínimo 20 años y que se mantenga el rango de precisión dentro del establecido.	
33	TIEMPO DE GARANTÍA TÉCNICA	*1	Mínima 3 años	
TOTAL /33				
NOTAS: *1 Los medidores que no cumplan con estos factores serán descalificados *2 Especificar valores de pérdidas y condiciones de la medición, incluyendo el nivel de tensión y de corriente a las que fueron medidas. *3 Adjuntar estudios o certificaciones sobre la vida útil esperada del medidor.				
REQUISITOS A EVALUAR				
Nº	DESCRIPCIÓN	SI/NO	SOLICITADO POR LA EMPRESA	PUNTAJE
34	TIEMPO DE USO	*4	Posibilitar la definición de mínimo 4 tarifas, considerando 3 para días laborables y 1 para feriados. Incluir calendario para fijar fechas periódicas y no periódicas, con acciones programables de reset, auto lectura, etc.	
35	RELOJ	*4	Disponer de un reloj en tiempo real (Precisión de 0.005%), con oscilador interno de frecuencia estándar.	
36	DETECCIÓN DE MANIPULACIONES Y FRAUDE	*4	Informar en tiempo real sobre: cambio de medidor, registro inverso, suspensiones no programadas y manipulaciones no autorizadas.	



37	PILA O BATERÍA DE RESPALDO	*4	Que garantice un funcionamiento continuo de mínimo 4 meses sin energía eléctrica normal, y una vida útil de la batería o pila igual a la del medidor.	
38	DISPOSITIVO PARA CORTE Y RECONEXION DEL SUMINISTRO	*4	Dispositivo debe ser <i>enclosed</i> (instalado dentro del medidor) que permita el corte y reconexión del servicio a distancia en tiempo real, bajo condiciones adecuadas de seguridad para el cliente. Capacidad máxima de 100 A.	
39	PUERTO DE COMUNICACIÓN	*4	Puerto óptico.	
40	MANUALES	*4	El oferente entregará tres manuales originales de los medidores, catálogos y descripción de principios técnicos y funcionamiento del medidor en castellano, incluyendo imágenes descriptivas del equipo.	
41	MUESTRA	*4	Se deberá entregar una muestra con la oferta para el análisis de ésta. Sería necesario esto si es que el oferente nos hace una presentación de su sistema	
CARACTERÍSTICAS DE COMUNICACIÓN DEL MEDIDOR				
Nº	DESCRIPCIÓN	SI/NO	SOLICITADO POR LA EMPRESA	Puntaje
42	TARJETA DE COMUNICACIÓN <i>ENCLOSED</i>	*4	Instalada dentro del medidor, sin necesidad de ningún tipo de adaptador.	
43	CONSUMO MAXIMO PROPIO DE LA TARJETA DE COMUNICACIÓN (W)	*4 *5	Máximo 1W, durante el tiempo de transmisión de datos	
44	INTERFERENCIA		No debe interferir con el normal funcionamiento del medidor.	
45	COMPLETA SEGURIDAD Y ROBUSTA ENCRIPCIÓN	*4	Disponer de seguridades informáticas: Password de acceso y robusta encriptación. Especificar estándar que cumple.	
46	CAPASIDAD DE TRANSMISION	*4	Codificar y reportar hasta seis dígitos de lectura	
47	TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN	*4	Extraer la siguiente información desde los medidores: -Datos de facturación -Energía activa, reactiva, TOU -Interrupción del servicio y su restauración -Sincronización del reloj -Capacidad para recolectar la información en periodos programables (mínimo cada 15 minutos) -Reporte de 96 registros diarios del perfil de carga hasta los concentradores.	
48	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	*4	Especificar	
49	COMPARTIR RECURSOS DE COMUNICACIÓN	*4	Capacidad para compartir recursos de comunicación con medidores de agua y gas.	



50	PERMITIR LA PROGRAMACION DEL MEDIDOR Y ACTUALIZACIONES DE FIRMWARE	*4	De forma remota, desde una unidad administrativa de CENTROSUR	
				TOTAL /17
NOTA: *4 Cada respuesta positiva valdrá un (1) punto, otorgando la equivalencia máxima de dos (2) puntos como puntuación total sobre estos 17 requisitos a evaluar. *5 Adjuntar estudios o certificaciones sobre el consumo propio de la tarjeta de comunicación del medidor.				

Placa característica:

La impresión será en alto o en bajo relieve, laser o con pintura indeleble con protección UV, se debe indicar la siguiente información con los detalles indicados:

- CENTROSUR (en la parte central superior)
- Medidor monofásico, 2 hilos, 1 elemento
- Marca
- Modelo
- Número de serie (propio del fabricante)
- País de origen
- Año de fabricación (No inferior al 2009)
- Número del medidor (Dimensiones: alto 8.0 mm; ancho 4.0 mm; espesor de la línea 1.0 mm). La numeración será proporcionada al oferente adjudicado, una vez firmado el contrato.
- Diagrama de conexión
- Voltaje Nominal
- Frecuencia
- Clase de precisión
- Constante en impulsos por kWh (imp/kWh)
- Intensidad base (Ib)
- Intensidad máxima (Imáx)
- Registro de kW, kWh, kVArh

**Medidor bifásico: Cantidad 440****Tabla N°7:** Especificaciones técnicas medidor bifásico

REQUISITOS OBLIGATORIOS				
N°	DESCRIPCIÓN	NO CUMPLE DESCALIFICA	SOLICITADO POR LA EMPRESA	OFERENTE
1	PROCEDENCIA	*1	Especificar:	
2	MARCA	*1	Especificar:	
3	MODELO	*1	Especificar:	
4	AÑO DE FABRICACIÓN	*1	Especificar:	
5	NÚMERO DE FASES	*1	3	
6	NÚMERO DE HILOS	*1	3	
7	NÚMERO DE ELEMENTOS DE MEDICIÓN	*1	3	
8	TENSIÓN NOMINAL (FASE) DE OPERACIÓN	*1	2x220V	
9	RANGO DE OPERACIÓN DE TENSIÓN NOMINAL	*1	-20% a +10%.	
10	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	*1	-15°C y 50°C.	
11	CALENDARIO BISIESTO	*1	Si	
12	FRECUENCIA NOMINAL	*1	60 Hz	
13	CORRIENTE NOMINAL (CORRIENTE BASE IB)	*1	5A	
14	CORRIENTE MÁXIMA	*1	100 A	
15	TIPO DE MEDICIÓN	*1	Directa	
16	TIPO DE MONTAJE	*1	Bornera	
17	CLASE DE PRECISIÓN	*1	1 o mejor	
18	CORRIENTE DE ARRANQUE	*1	40 mA o menor	
19	PERMITIR EL ESTAMPADO DE FECHA Y HORA SINCRONIZABLE	*1	Si	
20	CANTIDADES DE REGISTRO	*1	Energía activa (KWh), Energía reactiva (kVARh), Potencia máxima (kW)	
21	MULTIPLICADOR DE LOS REGISTROS	*1	1	
22	CONSUMO MAXIMO PROPIO DEL EQUIPO (W)	*1 *2	Máximo 1.8W, incluyendo: elemento de tensión, elemento de corriente y display.	
23	CON RESETEO AUTOMÁTICO DE DEMANDA EL PRIMER DÍA DE CADA MES.	*1	Incluir reportes de reset de demanda.	
24	CON DESPLIEGUE DE LECTURAS PREVIAS DEL ÚLTIMO MES	*1	Si	
25	CARCASA DE MEDIDOR	*1	Con protección UV, mínimo grado de protección al medio ambiente IP52	



26	DISPLAY O VISUALIZADOR	*1	Pantalla LCD (display) de alta definición y buen contraste, mínimo 6 dígitos para registros de valores de energía. tamaño mínimo de los números del registro 7mm x 4 mm.	
27	SEÑAL VISUAL PARA CONTRASTACIÓN (EMULADOR DE DISCO O LED)	*1	De fácil acceso frontal	
28	TAPA CUBREBORNES PARA COLOCACIÓN INDEPENDIENTE DE SELLOS	*1	Si	
29	BORNES CON DOBLE TORNILLO DE SUJECIÓN PARA CONDUCTORES	*1	Si	
30	DIAMETRO MINIMO DE LA BORNERA	*1	Para alojar conductores de cobre de diámetro mínimo calibre N° 2 AWG.	
31	NÚMERO DE MEDIDOR VISUAL Y EN CÓDIGO DE BARRAS	*1	Si	
32	VIDA ÚTIL GARANTIZADA POR EL PROVEEDOR	*1 *3	Garantizar una vida útil de mínimo 20 años y que se mantenga el rango de precisión dentro del establecido.	
33	TIEMPO DE GARANTÍA TÉCNICA	*1	Mínima 3 años	
TOTAL /33				
NOTAS: *1 Los medidores que no cumplan con estos factores serán descalificados *2 Especificar valores de pérdidas y condiciones de la medición, incluyendo el nivel de tensión y de corriente a las que fueron medidas. *3 Adjuntar estudios o certificaciones sobre la vida útil esperada del medidor.				
REQUISITOS A EVALUAR				
Nº	DESCRIPCIÓN	SI/NO	SOLICITADO POR LA EMPRESA	PUNTAJE
34	TIEMPO DE USO	*4	Posibilitar la definición de mínimo 4 tarifas, considerando 3 para días laborables y 1 para feriados. Incluir calendario para fijar fechas periódicas y no periódicas, con acciones programables de reset, auto lectura, etc.	
35	RELOJ	*4	Disponer de un reloj en tiempo real (Precisión de 0.005%), con oscilador interno de frecuencia estándar.	
36	DETECCIÓN DE MANIPULACIONES Y FRAUDE	*4	Informar en tiempo real sobre: cambio de medidor, registro inverso, suspensiones no programadas y manipulaciones no autorizadas.	



37	PILA O BATERÍA DE RESPALDO	*4	Que garantice un funcionamiento continuo de mínimo 4 meses sin energía eléctrica normal, y una vida útil de la batería o pila igual a la del medidor.	
38	DISPOSITIVO PARA CORTE Y RECONEXION DEL SUMINISTRO	*4	Dispositivo debe ser <i>enclosed</i> (instalado dentro del medidor) que permita el corte y reconexión del servicio a distancia en tiempo real, bajo condiciones adecuadas de seguridad para el cliente. Capacidad máxima de 100 A.	
39	PUERTO DE COMUNICACIÓN	*4	Puerto óptico.	
40	MANUALES	*4	El oferente entregará tres manuales originales de los medidores, catálogos y descripción de principios técnicos y funcionamiento del medidor en castellano, incluyendo imágenes descriptivas del equipo.	
41	MUESTRA	*4	Se deberá entregar una muestra con la oferta para el análisis de ésta. Sería necesario esto si es que el oferente nos hace una presentación de su sistema	
CARACTERÍSTICAS DE COMUNICACIÓN DEL MEDIDOR				
Nº	DESCRIPCIÓN	SI/NO	SOLICITADO POR LA EMPRESA	Puntaje
42	TARJETA DE COMUNICACIÓN <i>ENCLOSED</i>	*4	Instalada dentro del medidor, sin necesidad de ningún tipo de adaptador.	
43	CONSUMO MAXIMO PROPIO DE LA TARJETA DE COMUNICACIÓN (W)	*4 *5	Máximo 1W, durante el tiempo de transmisión de datos	
44	INTERFERENCIA		No debe interferir con el normal funcionamiento del medidor.	
45	COMPLETA SEGURIDAD Y ROBUSTA ENCRIPCIÓN	*4	Disponer de seguridades informáticas: Password de acceso y robusta encriptación. Especificar estándar que cumple.	
46	CAPASIDAD DE TRANSMISION	*4	Codificar y reportar hasta seis dígitos de lectura	
47	TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN	*4	Extraer la siguiente información desde los medidores: -Datos de facturación -Energía activa, reactiva, TOU -Interrupción del servicio y su restauración -Sincronización del reloj -Capacidad para recolectar la información en periodos programables (mínimo cada 15 minutos) -Reporte de 96 registros diarios del perfil de carga hasta los concentradores.	
48	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	*4	Especificar	
49	COMPARTIR RECURSOS DE COMUNICACIÓN	*4	Capacidad para compartir recursos de comunicación con medidores de agua y gas.	



50	PERMITIR LA PROGRAMACION DEL MEDIDOR Y ACTUALIZACIONES DE FIRMWARE	*4	De forma remota, desde una unidad administrativa de CENTROSUR	
				TOTAL /17
NOTA: *4 Cada respuesta positiva valdrá un (1) punto, otorgando la equivalencia máxima de dos (2) puntos como puntuación total sobre estos 17 requisitos a evaluar. *5 Adjuntar estudios o certificaciones sobre el consumo propio de la tarjeta de comunicaciones del medidor.				

Placa característica:

La impresión será en alto o en bajo relieve, laser o con pintura indeleble con protección UV, se debe indicar la siguiente información con los detalles indicados:

- CENTROSUR (en la parte central superior)
- Medidor bifásico, 3 hilos, 2 elementos
- Marca
- Modelo
- Número de serie (propio del fabricante)
- País de origen
- Año de fabricación (No inferior al 2009)
- Número del medidor (Dimensiones: alto 8.0 mm; ancho 4.0 mm; espesor de la línea 1.0 mm). La numeración será proporcionada al oferente adjudicado, una vez firmado el contrato.
- Diagrama de conexión
- Voltaje Nominal
- Frecuencia
- Clase de precisión
- Constante en impulsos por kWh (imp/kWh)
- Intensidad base (Ib)
- Intensidad máxima (Imáx)
- Registro de kW, kWh, kVArh

**Medidor trifásico: Cantidad 1.566****Tabla N°8:** Especificaciones técnicas medidor trifásico

REQUISITOS OBLIGATORIOS				
N°	DESCRIPCIÓN	NO CUMPLE DESCALIFICA	SOLICITADO POR LA EMPRESA	OFERENTE
1	PROCEDENCIA	*1	Especificar:	
2	MARCA	*1	Especificar:	
3	MODELO	*1	Especificar:	
4	AÑO DE FABRICACIÓN	*1	Especificar:	
5	NÚMERO DE FASES	*1	3	
6	NÚMERO DE HILOS	*1	4	
7	NÚMERO DE ELEMENTOS DE MEDICIÓN	*1	3	
8	TENSIÓN NOMINAL (FASE) DE OPERACIÓN	*1	3x220V	
9	RANGO DE OPERACIÓN DE TENSIÓN NOMINAL	*1	-20% a +10%.	
10	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	*1	-15°C y 50°C.	
11	CALENDARIO BISIESTO	*1	Si	
12	FRECUENCIA NOMINAL	*1	60 Hz	
13	CORRIENTE NOMINAL (CORRIENTE BASE IB)	*1	5A	
14	CORRIENTE MÁXIMA	*1	100 A	
15	TIPO DE MEDICIÓN	*1	Directa	
16	TIPO DE MONTAJE	*1	Bornera	
17	CLASE DE PRECISIÓN	*1	1 o mejor	
18	CORRIENTE DE ARRANQUE	*1	40 mA o menor	
19	PERMITIR EL ESTAMPADO DE FECHA Y HORA SINCRONIZABLE	*1	Si	
20	CANTIDADES DE REGISTRO	*1	Energía activa (KWh), Energía reactiva (kVARh), Potencia máxima (kW)	
21	MULTIPLICADOR DE LOS REGISTROS	*1	1	
22	CONSUMO MAXIMO PROPIO DEL EQUIPO (W)	*1 *2	Máximo 1.8W, incluyendo: elemento de tensión, elemento de corriente y display.	
23	CON RESETEO AUTOMÁTICO DE DEMANDA EL PRIMER DÍA DE CADA MES.	*1	Incluir reportes de reset de demanda.	
24	CON DESPLIEGUE DE LECTURAS PREVIAS DEL ÚLTIMO MES	*1	Si	
25	CARCASA DE MEDIDOR	*1	Con protección UV, mínimo grado de protección al medio ambiente IP52	



26	DISPLAY O VISUALIZADOR	*1	Pantalla LCD (display) de alta definición y buen contraste, mínimo 6 dígitos para registros de valores de energía. tamaño mínimo de los números del registro 7mm x 4 mm.	
27	SEÑAL VISUAL PARA CONTRASTACIÓN (EMULADOR DE DISCO O LED)	*1	De fácil acceso frontal	
28	TAPA CUBREBORNES PARA COLOCACIÓN INDEPENDIENTE DE SELLOS	*1	Si	
29	BORNES CON DOBLE TORNILLO DE SUJECIÓN PARA CONDUCTORES	*1	Si	
30	DIAMETRO MINIMO DE LA BORNERA	*1	Para alojar conductores de cobre de diámetro mínimo calibre N° 2 AWG.	
31	NÚMERO DE MEDIDOR VISUAL Y EN CÓDIGO DE BARRAS	*1	Si	
32	VIDA ÚTIL GARANTIZADA POR EL PROVEEDOR	*1 *3	Garantizar una vida útil de mínimo 20 años y que se mantenga el rango de precisión dentro del establecido.	
33	TIEMPO DE GARANTÍA TÉCNICA	*1	Mínima 3 años	
TOTAL /33				
NOTAS: *1 Los medidores que no cumplan con estos factores serán descalificados *2 Especificar valores de pérdidas y condiciones de la medición, incluyendo el nivel de tensión y de corriente a las que fueron medidas. *3 Adjuntar estudios o certificaciones sobre la vida útil esperada del medidor.				
REQUISITOS A EVALUAR				
Nº	DESCRIPCIÓN	SI/NO	SOLICITADO POR LA EMPRESA	PUNTAJE
34	TIEMPO DE USO	*4	Posibilitar la definición de mínimo 4 tarifas, considerando 3 para días laborables y 1 para feriados. Incluir calendario para fijar fechas periódicas y no periódicas, con acciones programables de reset, auto lectura, etc.	
35	RELOJ	*4	Disponer de un reloj en tiempo real (Precisión de 0.005%), con oscilador interno de frecuencia estándar.	
36	DETECCIÓN DE MANIPULACIONES Y FRAUDE	*4	Informar en tiempo real sobre: cambio de medidor, registro inverso, suspensiones no programadas y manipulaciones no autorizadas.	



37	PILA O BATERÍA DE RESPALDO	*4	Que garantice un funcionamiento continuo de mínimo 4 meses sin energía eléctrica normal, y una vida útil de la batería o pila igual a la del medidor.	
38	DISPOSITIVO PARA CORTE Y RECONEXION DEL SUMINISTRO	*4	Dispositivo debe ser <i>enclosed</i> (instalado dentro del medidor) que permita el corte y reconexión del servicio a distancia en tiempo real, bajo condiciones adecuadas de seguridad para el cliente. Capacidad máxima de 100 A.	
39	PUERTO DE COMUNICACIÓN	*4	Puerto óptico.	
40	MANUALES	*4	El oferente entregará tres manuales originales de los medidores, catálogos y descripción de principios técnicos y funcionamiento del medidor en castellano, incluyendo imágenes descriptivas del equipo.	
41	MUESTRA	*4	Se deberá entregar una muestra con la oferta para el análisis de ésta. Sería necesario esto si es que el oferente nos hace una presentación de su sistema	
CARACTERÍSTICAS DE COMUNICACIÓN DEL MEDIDOR				
Nº	DESCRIPCIÓN	SI/NO	SOLICITADO POR LA EMPRESA	Puntaje
42	TARJETA DE COMUNICACIÓN <i>ENCLOSED</i>	*4	Instalada dentro del medidor, sin necesidad de ningún tipo de adaptador.	
43	CONSUMO MAXIMO PROPIO DE LA TARJETA DE COMUNICACIÓN (W)	*4 *5	Máximo 1W, durante el tiempo de transmisión de datos	
44	INTERFERENCIA		No debe interferir con el normal funcionamiento del medidor.	
45	COMPLETA SEGURIDAD Y ROBUSTA ENCRIPCIÓN	*4	Disponer de seguridades informáticas: Password de acceso y robusta encriptación. Especificar estándar que cumple.	
46	CAPASIDAD DE TRANSMISION	*4	Codificar y reportar hasta seis dígitos de lectura	
47	TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN	*4	Extraer la siguiente información desde los medidores: -Datos de facturación -Energía activa, reactiva, TOU -Interrupción del servicio y su restauración -Sincronización del reloj -Capacidad para recolectar la información en periodos programables (mínimo cada 15 minutos) -Reporte de 96 registros diarios del perfil de carga hasta los concentradores.	
48	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	*4	Especificar	
49	COMPARTIR RECURSOS DE COMUNICACIÓN	*4	Capacidad para compartir recursos de comunicación con medidores de agua y gas.	



50	PERMITIR LA PROGRAMACION DEL MEDIDOR Y ACTUALIZACIONES DE FIRMWARE	*4	De forma remota, desde una unidad administrativa de CENTROSUR	
				TOTAL /17
NOTA: *4 Cada respuesta positiva valdrá un (1) punto, otorgando la equivalencia máxima de dos (2) puntos como puntuación total sobre estos 17 requisitos a evaluar. *5 Adjuntar estudios o certificaciones sobre el consumo propio de la tarjeta de comunicaciones del medidor.				

Placa característica:

La impresión será en alto o en bajo relieve, laser o con pintura indeleble con protección UV, se debe indicar la siguiente información con los detalles indicados:

- CENTROSUR (en la parte central superior)
- Medidor trifásico, 4 hilos, 3 elementos
- Marca
- Modelo
- Número de serie (propio del fabricante)
- País de origen
- Año de fabricación (No inferior al 2009)
- Número del medidor (Dimensiones: alto 8.0 mm; ancho 4.0 mm; espesor de la línea 1.0 mm). La numeración será proporcionada al oferente adjudicado, una vez firmado el contrato.
- Diagrama de conexión
- Voltaje Nominal
- Frecuencia
- Clase de precisión
- Constante en impulsos por kWh (imp/kWh)
- Intensidad base (Ib)
- Intensidad máxima (Imáx)
- Registro de kW, kWh, kVArh

**Medidores con medición especial: Cantidad 37**

Estos medidores pertenecen a sistemas de medición con conexión indirecta, es decir utilizan transformadores corriente para realizar mediciones en media tensión. La cantidad y distribución de estos 37 medidores especiales se muestra en la siguiente Tabla N° 9:

Tabla N°9: Cantidad y distribución de medidores con medición especial

Conexión	Forma	Tipo	Cantidad
Indirecto	10A	A1RLQ+	20
Indirecto	10A	A1RLCQ+	3
Indirecto	4S	A1RLQ+	1
Indirecto	4S	A1R	1
Indirecto	5S	A1RLQ+	2
Indirecto	5S	A1RAL	1
Indirecto	9S	A1R	8
Indirecto	9S	A1RLCQ+	1

Las especificaciones técnicas se listan a continuación:

Tabla N°10: Especificaciones técnicas medidor indirecto

REQUISITOS OBLIGATORIOS				
N°	DESCRIPCIÓN	NO CUMPLE DESCALIFICA	SOLICITADO POR LA EMPRESA	OFERENTE
1	PROCEDENCIA	*1	Especificar:	
2	MARCA	*1	Especificar:	
3	MODELO	*1	Especificar:	
4	AÑO DE FABRICACIÓN	*1	Especificar:	
5	NÚMERO DE FASES	*1	3	
6	NÚMERO DE HILOS	*1	4	
7	NÚMERO DE ELEMENTOS DE MEDICIÓN	*1	3	
8	TENSIÓN NOMINAL (FASE) DE OPERACIÓN	*1	3x57.7V/220V	
9	RANGO DE OPERACIÓN DE TENSIÓN NOMINAL	*1	-20% a +10%.	
10	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	*1	-15°C y 50°C.	
11	CALENDARIO BISIESTO	*1	Si	
12	FRECUENCIA NOMINAL	*1	60 Hz	
13	CORRIENTE NOMINAL (CORRIENTE BASE IB)	*1	2.5A	
14	CORRIENTE MÁXIMA	*1	100 A	
15	TIPO DE MEDICIÓN	*1	Indirecta	
16	CLASE DE PRECISIÓN	*1	0.2	
17	CORRIENTE DE ARRANQUE	*1	40 mA o menor	
18	PERMITIR EL ESTAMPADO DE FECHA Y HORA SINCRONIZABLE	*1	Si	
19	CANTIDADES DE REGISTRO	*1	Energía activa (KWh), Energía reactiva (kVARh), Potencia máxima (kW),	



			en rangos horarios.	
20	MULTIPLICADOR DE LOS REGISTROS	*1	1	
21	CONSUMO MAXIMO PROPIO DEL EQUIPO (W)	*1 *2	Máximo 1.8W, incluyendo: elemento de tensión, elemento de corriente y display.	
22	CON RESETEO AUTOMÁTICO DE DEMANDA EL PRIMER DÍA DE CADA MES.	*1	Incluir reportes de reset de demanda.	
23	CON DESPLIEGUE DE LECTURAS PREVIAS DEL ÚLTIMO MES	*1	Si	
24	CARCASA DE MEDIDOR	*1	Con protección UV, mínimo grado de protección al medio ambiente IP52	
25	DISPLAY O VISUALIZADOR	*1	Pantalla LCD (display) de alta definición y buen contraste, mínimo 6 dígitos para registros de valores de energía. tamaño mínimo de los números del registro 7mm x 4 mm.	
26	SEÑAL VISUAL PARA CONTRASTACIÓN (EMULADOR DE DISCO O LED)	*1	De fácil acceso frontal	
27	TAPA CUBREBORNES PARA COLOCACIÓN INDEPENDIENTE DE SELLOS	*1	Si	
28	BORNES CON DOBLE TORNILLO DE SUJECIÓN PARA CONDUCTORES	*1	Si	
29	DIAMETRO MINIMO DE LA BORNERA	*1	Para alojar conductores de cobre de diámetro mínimo calibre N° 2 AWG.	
30	NÚMERO DE MEDIDOR VISUAL Y EN CÓDIGO DE BARRAS	*1	Si	
31	VIDA ÚTIL GARANTIZADA POR EL PROVEEDOR	*1 *3	Garantizar una vida útil de mínimo 20 años y que se mantenga el rango de precisión dentro del establecido.	
32	TIEMPO DE GARANTÍA TÉCNICA	*1	Mínima 3 años	
TOTAL				/32
NOTAS: *1 Los medidores que no cumplan con estos factores serán descalificados				
*2 Especificar valores de pérdidas y condiciones de la medición, incluyendo el nivel de tensión y de corriente a las que fueron medidas.				
*3 Adjuntar estudios o certificaciones sobre la vida útil esperada del medidor.				



REQUISITOS A EVALUAR				
Nº	DESCRIPCIÓN	SI/NO	SOLICITADO POR LA EMPRESA	PUNTAJE
33	TIEMPO DE USO	*4	Posibilitar la definición de mínimo 4 tarifas, considerando 3 para días laborables y 1 para feriados. Incluir calendario para fijar fechas periódicas y no periódicas, con acciones programables de reset, auto lectura, etc.	
34	RELOJ	*4	Disponer de un reloj en tiempo real (Precisión de 0.005%), con oscilador interno de frecuencia estándar.	
35	DETECCIÓN DE MANIPULACIONES Y FRAUDE	*4	Informar en tiempo real sobre: cambio de medidor, registro inverso, suspensiones no programadas y manipulaciones no autorizadas.	
36	PILA O BATERÍA DE RESPALDO	*4	Que garantice un funcionamiento continuo de mínimo 4 meses sin energía eléctrica normal, y una vida útil de la batería o pila igual a la del medidor.	
37	DISPOSITIVO PARA CORTE Y RECONEXION DEL SUMINISTRO	*4	Dispositivo debe ser <i>enclosed</i> (instalado dentro del medidor) que permita el corte y reconexión del servicio a distancia en tiempo real, bajo condiciones adecuadas de seguridad para el cliente. Capacidad máxima de 100 A.	
38	PUERTO DE COMUNICACIÓN	*4	Puerto óptico.	
39	MANUALES	*4	El oferente entregará tres manuales originales de los medidores, catálogos y descripción de principios técnicos y funcionamiento del medidor en castellano, incluyendo imágenes descriptivas del equipo.	
40	MUESTRA	*4	Se deberá entregar una muestra con la oferta para el análisis de ésta. Sería necesario esto si es que el oferente nos hace una presentación de su sistema	
CARACTERÍSTICAS DE COMUNICACIÓN DEL MEDIDOR				
Nº	DESCRIPCIÓN	SI/NO	SOLICITADO POR LA EMPRESA	Puntaje
41	TARJETA DE COMUNICACIÓN <i>ENCLOSED</i>	*4	Instalada dentro del medidor, sin necesidad de ningún tipo de adaptador.	
42	CONSUMO MAXIMO PROPIO DE LA TARJETA DE COMUNICACIÓN (W)	*4 *5	Máximo 1W, durante el tiempo de transmisión de datos	
43	INTERFERENCIA		No debe interferir con el normal funcionamiento del medidor.	
44	COMPLETA SEGURIDAD Y ROBUSTA ENCRIPCIÓN	*4	Disponer de seguridades informáticas: Password de acceso y robusta encriptación. Especificar estándar que cumple.	
45	CAPASIDAD DE TRANSMISION	*4	Codificar y reportar hasta seis dígitos de lectura	



46	TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN	*4	Extraer la siguiente información desde los medidores: -Datos de facturación -Energía activa, reactiva, TOU -Interrupción del servicio y su restauración -Sincronización del reloj -Capacidad para recolectar la información en periodos programables (mínimo cada 15 minutos) -Reporte de 96 registros diarios del perfil de carga hasta los concentradores.	
47	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	*4	Especificar	
48	COMPARTIR RECURSOS DE COMUNICACIÓN	*4	Capacidad para compartir recursos de comunicación con medidores de agua y gas.	
49	PERMITIR LA PROGRAMACION DEL MEDIDOR Y ACTUALIZACIONES DE FIRMWARE	*4	De forma remota, desde una unidad administrativa de CENTROSUR	
				TOTAL /17
<p>NOTA: *4 Cada respuesta positiva valdrá un (1) punto, otorgando la equivalencia máxima de dos (2) puntos como puntuación total sobre estos 17 requisitos a evaluar. *5 Adjuntar estudios o certificaciones sobre el consumo propio de la tarjeta de comunicaciones del medidor.</p>				

Placa característica:

La impresión será en alto o en bajo relieve, laser o con pintura indeleble con protección UV, se debe indicar la siguiente información con los detalles indicados:

- CENTROSUR (en la parte central superior)
- Medidor trifásico medición indirecta, 4 hilos, 3 elementos
- Marca
- Modelo
- Número de serie (propio del fabricante)
- País de origen
- Año de fabricación (No inferior al 2009)
- Número del medidor (Dimensiones: alto 8.0 mm; ancho 4.0 mm; espesor de la línea 1.0 mm). La numeración será proporcionada al oferente adjudicado, una vez firmado el contrato.
- Diagrama de conexión.
- Forma, Tipo.
- Voltaje Nominal
- Frecuencia
- Clase de precisión
- Constante en impulsos por kWh (imp/kWh)
- Intensidad base (I_b)
- Intensidad máxima (I_{máx})
- Registro de kW, kWh, kVArh, en rangos horarios.



Concentradores o Gate-way

Estos equipos son concentradores de los datos que se extraen desde los medidores inteligentes. Si la red de comunicación de los concentradores se basa en la tecnología RF, esta debe funcionar sobre frecuencias de uso libre y deberá seguir los reglamentos de la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.

A continuación se detallan condiciones específicas básicas que se deben cumplir:

Tabla N°11: Especificaciones técnicas concentrador o Gate-way

Nº	DESCRIPCIÓN	SI/NO	SOLICITADO POR LA EMPRESA	PUNTAJE
1	TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN	*4	120V/240V	
2	RANGO DE OPERACIÓN DE TENSIÓN NOMINAL	*4	-20% a +10%.	
3	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	*4	-15°C y 50°C.	
4	FRECUENCIA NOMINAL	*4	60 Hz ± 5%	
5	FUNCIONAMIENTO AUTÓNOMO	*4	En caso de falta comunicación con sus servidores, las capacidades de estos equipos deberán garantizar el normal funcionamiento durante el tiempo necesario para restablecer la comunicación.	
6	CARCASA	*4	Robustas capacidades para garantizar su uso a la intemperie, soportando las inclemencias del clima. IP 52	
7	SEGURIDAD	*4	Disponer de seguridades contra vandalismo e intrusos.	
8	ALARMAS	*4	Alarmas contra vandalismo, manipulaciones no autorizadas, falta de energía	
9	BATERÍA O PILA DE RESPALDO	*4	Garantizar el funcionamiento continuo por al menos 4 días sin energía de la red y una vida útil de 5 años.	
10	ALMACENAMIENTO	*4	Capacidades suficientes de memoria para almacenar la información necesaria de los medidores para salvar los datos críticos durante una posible falta o pérdida de comunicación.	
11	SOPORTE DE COMUNICACIÓN A MEDIDORES	*4	Especificar la cantidad máxima de medidores que soporta el concentrador bajo condiciones adecuadas de comunicación.	
12	REGISTROS Y AUDITORIA	*4	Capacidad para generar registros sobre la calidad de comunicación para analizar las rutas de comunicación, para fines de auditoria.	
13	RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	*4	De forma programada en intervalos mínimos de 15 minutos (96 lecturas diarias todos los días calendario desde su implementación). Además se podrá requerir información de un concentrador en cualquier momento.	



14	PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN	*4	Protocolo TCP/IP	
15	PUERTO DE COMUNICACIÓN	*4	Los concentradores deberán disponer de un puerto de comunicación RS-232 y/o ethernet RJ-45, para que en caso de falta de comunicación descargar la información en el sitio.	
TOTAL				/15
NOTA: *4 Cada respuesta positiva valdrá un (1) punto, otorgando la equivalencia máxima de dos (2) puntos como puntuación total sobre estos 15 requisitos a evaluar.				

4.11.2.2. Especificaciones técnicas Software de Gestión y MDM

Se requiere contar con un software para la gestión y control de medidores inteligentes, indicando que la solución que se instale será administrada y custodiada por CENTROSUR. La visión y alcance del proyecto es disponer de una plataforma MDM (Meter Data Management) para realizar la gestión de datos a nivel masivo, conforme se amplió el área de cobertura en el mediano plazo.

El software de gestión en lo que corresponda deberá proporcionar las siguientes funciones y requisitos técnicos básicos:

Tabla N°12: Especificaciones técnicas Software de Gestión y MDM

ESPECIFICACIONES		SI/NO	Alternativa tecnológica ofertada (Pagina)	PUNTAJE
SOFTWARE DE GESTIÓN				
1	El software de gestión debe ser preferentemente en español.	*4		
2	El software de gestión debe funcionar bajo el sistema operativo Microsoft Windows XP, 7.	*4		
3	El software de aplicación debe ser flexible para adoptar rápidamente los cambios en las políticas y reglas futuras de comercialización.	*4		
4	El software de aplicación debe ser personalizable sin necesidad de escribir código.	*4		
5	Funcionamiento continuo 24/7/ los 365 días a través de Internet ilimitado.	*4		
6	Permitir acciones de corte y reconexión del suministro eléctrico a distancia, bajo condiciones de seguridad al cliente, además se requiere registros de estas acciones de conexión y desconexión para fines de auditoría.	*4		
7	Con el objetivo de generar perfiles de consumo y análisis de carga debe disponer de sofisticadas herramientas gráficas para visualizar el comportamiento a nivel individual o por grupos de clientes, de los siguientes parámetros eléctricos: voltaje, energía activa en [kWh], energía reactiva en [kVARh], potencia en [kW], factor de potencia, en periodos diarios y mensuales, indicando los máximos y mínimos de cada valor. Esta característica debe incluir a los clientes con medición especial (Indirecta) para facilitar el análisis en periodos horarios (07H00 a 18H00, de 18H00 a 22H00 y de 22H00 a 07H00) y sobre lista de tarifas.	*4		



8	Disponer de herramientas graficas: zoom, cambio de atributos como colores, texto, leyendas, escala de ejes y demás aplicaciones que se oferten para facilitar el análisis de información.	*4		
9	La presentación de graficas deberá basarse en modelos tales como: barras, líneas, pasteles, entre otras.	*4		
10	Permitir la exportación de tales graficas en archivos tipo mapa de bits.	*4		
11	Permitir el registro y monitoreo de las interrupciones del servicio y tiempo de duración a nivel de cliente.	*4		
12	Permitir la descargar de la información medida en un archivo plano para realizar el análisis correspondiente.	*4		
13	Permitir realizar balances energéticos a nivel de circuito, fase y transformador con el objetivo de descubrir y determinar posibles fraudes o hurtos.	*4		
14	Verificación del estado del medidor inteligente, en cualquier instante y en tiempo real con posibilidad de programación remota.	*4		
15	Controlar la hora del reloj del medidor, permitiendo su ajuste.	*4		
16	Permitir la programación y configuración de alarmas sobre la superación de un umbral (voltaje, factor de potencia, variaciones de consumos de energía, entre otros).	*4		
17	Posibilidad para habilitar un portal WEB para clientes, en el cual se pueda ofrecer la siguiente información: -Consumo actual, diario y mensual en unidades de energía y USD. -Perfil de carga diario y mensual.	*4		
18	Posibilidad de aplicaciones con la telefonía móvil a través de un interfaz para monitoreo, corte y reconexión del suministro.	*4		
19	Opciones para integra lecturas de medidores de agua y gas sobre la misma plataforma.	*4		
20	Capacidades para en cualquier instante obtener la lectura de un medidor con un límite de tiempo de 60 segundos.	*4		
21	Permitir la verificación del estado de los medidores, con una capacidad de respuesta de: 1 minuto para 1 medidor 2 minutos para 10 medidores 5 minutos para 250 medidores 10 minutos para 1000 medidores	*4		
22	El software de gestión deberá disponer capacidades para soportar mínimo 50000 medidores.	*4		
23	Soporte para instalar multiusuarios	*4		
24	Se requiere una interfaz para la total integración con el sistema comercial de CENTROSUR, para garantizar el continuo proceso de facturación. Integración con el sistema GIS de CENTROSUR.	*4		
25	Se requiere una interfaz para la total integración con el sistema GIS de CENTROSUR.	*4		
26	Adaptables a sistemas pre-pago de energía con capacidades para adaptar un sistema prepago integrado al sistema AMI. Incluyendo funcionalidades para efectuar el cambio de un cliente del sistema PRE-PAGO A POS-PAGO y viceversa con solo realizar cambios en el software comercial de CENTROSUR.	*4		



METER DATA MANAGEMENT MDM				
27	Debe almacenar los datos medidos en repositorio (mínimo por los últimos 5 años) y actuar como un servicio de otras aplicaciones, usuarios y clientes.	*4		
28	Toda los datos almacenados deberán ser organizados con una adecuada estructura para permitir la búsqueda y consulta parametrizable de clientes por: código, marca y modelo de medidor, nombre y número de cedula del cliente. Además proyectar cualquier periodo por fecha (día, mes, año), desde un día hasta varios años (mínimo por los últimos 5 años). Además la solución a implementar deberá disponer de funcionalidades para crear y aplicar el control de filtros con la finalidad de manejar la base de datos.	*4		
29	Fuerte relación integral con los dispositivos AMI bajo infraestructura y comunicación bidireccional.	*4		
30	Debe tener procesos automatizados de Validación Estimación y Edición (VEE), para garantizar que sistemas dependientes obtengan los datos necesarios.	*4		
31	El rendimiento del proceso programado de validación de lectura y almacenamiento de los datos del medidor deberá ser mínimo del 99.5%, para fines de facturación. Este proceso será máximo de 24 horas para obtener lecturas a nivel masivo.	*4		
32	Los reportes deberán mostrar cuántas lecturas de medición han fallado y cuantas han pasado la validación.	*4		
33	El reporte debe presentar que medidor cuenta con datos reemplazados y a qué periodo de tiempo corresponde.	*4		
34	Debe mantener una ruta o registro auditable de todos los cambios realizados.	*4		
35	Debe tener sofisticadas herramientas de análisis gráfico para comparar los datos brutos con los datos editados, y hacer el seguimiento de cualquier cambio manual de los usuarios.	*4		
36	Las estimaciones deben incluir rutinas de reconstrucción de datos perdidos, utilizando técnicas de estimación tales como interpolación lineal e históricos diarios y mensuales.	*4		
37	La interfaz de usuario deberá dar la posibilidad de configurar las normas y reglas de negocio (comercialización) y su validación, así como la aplicación de otras reglas para preparar la información de aplicaciones como la facturación; esto sin tener que aplicar código de programación.	*4		
38	Permitir a los clientes finales tener acceso directo a sus datos vía web.	*4		
39	Permitir notificaciones de eventos críticos por correo electrónico	*4		
40	La solución MDM debe incluir la funcionalidad de detección contra manipulación mediante el uso de reglas para comprobar una potencial baja en la medición o hurto.	*4		
41	Debe tener fuertes características de seguridad para el control de usuario y acceso al sistema.	*4		
42	Debe soportar un escalamiento directo para apoyar el incremento de clientes y cualquier modificación de la tecnología del medidor convencional por medidores inteligentes.	*4		
43	Debe proporcionar capacidades de estudio de carga por periodos de uso de la energía y sobre lista de tarifas.	*4		



44	Debe permitir la realización de estudios de proyección de demanda, en el que se incluyan procesos por defecto para: consumos diarios y mensuales, así como la posibilidad de añadir nuevos procesos de proyección de ser deseados.	*4		
45	El sistema debe tener capacidad para realizar un seguimiento histórico del agregado de carga para la solución de controversias.	*4		
46	Debería ser posible ejecutar rutinas programables durante la noche, o incluso los fines de semana, según sea lo más conveniente.	*4		
47	Manejar eventos de fallas de suministro y reposición.	*4		
48	Incluir tres manuales de usuario, licencias y permisos respectivos del software de gestión y MDM en idioma castellano.	*4		
MÓDULO DE ALARMAS				
49	Alarmas por falta de comunicación, de acuerdo a la persistencia del tiempo de no comunicación, con registros históricos para su análisis.	*4		
50	Alarma por pérdida de una o dos fases.	*4		
51	Alarmar por problemas internos en el medidor, tales como: batería baja, desfase del reloj interno, manipulaciones no autorizadas, entre otras.	*4		
52	Alarma para detectar fraudes debido a reducciones de consumo.	*4		
53	Alarma sobre la interrupción del suministro eléctrico, alarma de última hora (last gasp).	*4		
54	Alarma de consumo en reversa.	*4		
55	Alarma para detectar cambio de medidor o apagado	*4		
56	Identificación y visualización del tipo de alarma que ha ocurrido.	*4		
57	Adicionales alarmas y otras aplicaciones que se ofrezca, especificar cuáles.	*4		
TOTAL /57				
NOTA: *4 Cada respuesta positiva valdrá un (1) punto, otorgando la equivalencia máxima sobre diez (10) puntos como puntuación total sobre estos 57 requisitos.				

4.11.2.3. Especificaciones red de comunicación

Será de exclusiva responsabilidad del oferente plantear un sistema para la comunicación bidireccional entre la Empresa y los medidores inteligentes, se podrá ofertar varias tecnologías para la transmisión de datos (Ej: vía Radio Frecuencia RF o Power Line Comunicación PLC, entre otras), siempre y cuando se demuestre sus ventajas.

El servicio que se requiere es en línea, es decir que en cualquier momento, el personal de CENTROSUR podrá ingresar y obtener información de los medidores inteligentes, a través del software de gestión que se implemente.

Opciones tecnológicas: El oferente será responsable sobre la tecnología a proponer que considere o estime como la mejor opción, pudiendo presentar una sola propuesta tecnológica o un sistema de comunicación híbrido por razones de cobertura. Es de real importancia que la implementación de AMI preste un servicio eficiente, confiable, con



tiempos de respuesta y soporte adecuado, lo cual deberá ser comprobado y justificado respectivamente.

Además el oferente deberá realizar la implementación de AMI con opciones tecnológicas actualizadas e instalar todos los equipos necesarios con protocolos normalizados. Por otra parte, el oferente deberá instalar todas las seguridades necesarias para garantizar la comunicación bidireccional requerida y adjuntar las licencias necesarias para los organismos reguladores, dependiendo de la tecnología que se implemente.

Si la red de comunicación que se oferte utiliza la tecnología de RF, su comunicación deberá emplear bandas de frecuencias de uso libre y cumplir con los reglamentos de la Superintendencia de Telecomunicaciones de Ecuador.

A continuación se detallan los requisitos técnicos y condiciones de funcionamiento básicas de la red de comunicación:

Tabla N°13: Especificaciones de la red de comunicación

	Especificaciones	SI/NO	Alternativa tecnológica ofertada (Pagina)	Puntaje
1	Disponibilidad del sistema AMI del 99 %	*4		
2	Comunicación bidireccional entre la Empresa y los medidores inteligentes.	*4		
3	Recolección de información en rangos de tiempo establecidos (mínimo en 15 minutos).	*4		
4	El tiempo máximo sin comunicación, exclusivamente de los equipos AMI será de 12 horas.	*4		
5	Incluir las licencias de todos los equipos necesarios	*4		
6	Funcionamiento siempre bajo las condiciones de seguridad que se establecen en el numeral 4.11.2.4. en la Tabla N°14	*4		
7	Disponer de sofisticadas herramientas que permitan el análisis y solución de problemas de la comunicación.	*4		
8	Debe tener alarmas para detectar fallas de comunicación.	*4		
9	Capacidades para soportar el escalamiento de medidores.	*4		
10	La red de comunicación debe ser auto programable y detectar automáticamente la agregación de concentradores y medidores inteligentes.	*4		
11	Todos los equipos hardware deberán disponer de robustas capacidades físicas para soportar su continuo funcionamiento a la intemperie.	*4		
TOTAL /11				
NOTA: *4 Cada respuesta positiva valdrá un (1) punto, otorgando la equivalencia máxima sobre cuatro (4) puntos como puntuación total sobre estos 11 requisitos a evaluar.				



4.11.2.4 Condiciones de seguridad

Debido a la importancia de la transmisión de datos, que en el caso de los consumos de energía ahora representa una transacción económica, el oferente será responsable de proporcionar las condiciones y mecanismos de seguridad, especificar todos los protocolos, normas, encriptación y algoritmos de seguridad, que cumple el sistema a implementar garantizando su completa seguridad y correcto funcionamiento.

Las principales condiciones de seguridad que se requieren para el sistema AMI se detallan a continuación:

Tabla N°14: Condiciones de seguridad

	Protección contra las siguientes amenazas:	SI/NO	Alternativa tecnológica ofertada (Página)	Puntaje
1	Divulgación: El acceso no autorizado a la información.	*4		
2	Engaño: La aceptación de datos falsos.	*4		
3	Interrupción: La interrupción o la desconfianza de información correcta.	*4		
4	Usurpación: El control no autorizado de una parte del sistema	*4		
5	Bypass: La anulación de las funciones del sistema y mecanismos de seguridad.	*4		
6	Negación del Servicio: Sobrecarga de la red de comunicaciones y/o recursos del sistema.	*4		
7	Piratería: Cuando se comanda una conexión existente sin autorización. Manipulación para obtener información privilegiada o acceso a ella.	*4		
8	Ataques Informáticos: Implementación de software maliciosos desarrollados con fines dañinos para a un sistema informático o red (tales como virus, troyanos, entre otros).	*4		
9	Acceso no autorizado: Cuando un determinado personal tiene acceso no autorizado a cierta información que está restringida.	*4		
10	Copia: Creación de una copia no autorizada del tráfico de información.	*4		
11	Falsificación: Hacerse pasar por un usuario autorizado.	*4		
12	Sabotaje: Modificar, de forma no autorizada, los datos del sistema, datos de la empresa de servicios o la información de configuración.	*4		
TOTAL /12				
NOTA: *4 Cada respuesta positiva valdrá un (1) punto, otorgando la equivalencia máxima sobre cuatro (4) puntos como puntuación total sobre estos 12 requisitos a evaluar.				



4.11.2.5 Servicios adicionales que deben incluirse

La CENTROSUR requiere servicios adicionales que complementen la propuesta del oferente con el objetivo de asegurar la correcta ejecución del proyecto y garantizar su correcto funcionamiento. Los servicios deben incluir pero no limitarse a:

Tabla N°15: Servicios adicionales

Servicios adicionales		SI/NO	Alternativa ofertada (Página)	Puntaje
1.	Mantenimiento: durante el primer año de funcionamiento del sistema, contados a partir del inicio de operación del sistema. El mantenimiento incluye acciones preventivas y correctivas en todo el sistema para corregir el funcionamiento inadecuado y funcionalidades no deseadas.	*4		
2.	Servicio técnico: durante el primer año de funcionamiento del proyecto, lo cual incluye disponer de los siguientes medios: -Teléfono sin adicional y con número de incidentes ilimitados -Vía correo electrónico -Vía WEB mediante sesiones de chat en vivo	*4		
3.	Actualización: del software de gestión y firmware de forma gratuita durante el primer año.	*4		
4.	Capacitación a nivel local*	*4		
5.	Provisión de repuestos: de todos los equipos que se implementen como parte de la solución al menos por 20 años garantizado.	*4		
6.	Atención y asistencia: para guiar a la Empresa sobre la implementación del sistema.	*4		
7.	Presentación de informes**: en periodos mensuales sobre el avance de la implementación del proyecto.	*4		
TOTAL /7				
NOTA: *4 Cada respuesta positiva valdrá un (1) punto, otorgando la equivalencia máxima sobre cuatro (4) puntos como puntuación total sobre estos 7 requisitos a evaluar.				

Además se deberá incluir en la oferta económica el costo de estos servicios adicionales.

Capacitación a nivel local*

La oferta debe incluir un curso de capacitación local y proponer las condiciones de la capacitación a personal de la CENTROSUR, la cual deberá ser en idioma Castellano y en las instalaciones de la Empresa en la ciudad de Cuenca.

Para esto es necesario plantear los siguientes contenidos de la capacitación que debe incluir pero no limitarse a:

- Diseño, configuración e implementación de todo el sistema.
- Instalación de medidores inteligentes.
- Manejo y funcionalidades del software de gestión y plataforma MDM.
- Operación de la red de comunicación.
- Descripción de la base de datos.



- Aplicaciones adicionales: sistemas OMS, control de carga, entre otras.
- Resolución de problemas (Trouble-shooting).
- Mantenimiento de la red de comunicación, medidores y concentrador (preventivo y correctivo).

En cuanto a la capacitación referida a la Instalación, se indica que la CENTROSUR a través de su personal realizará la total instalación de los medidores inteligentes, para ello se requiere la completa capacitación para ejecutar dicha actividad. Por consiguiente en la propuesta económica se deberá excluir los costos de instalación de medidores.

La propuesta de capacitación debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- La persona encargada de la capacitación debe contar con una experiencia de 5 años sobre implementaciones relacionadas con AMR/AMI (Se requiere adjuntar su hoja de vida).
- Número de personas a capacitar.
- Cronograma y fecha de inicio de la capacitación
- Desglose de contenidos a cubrir en la capacitación.
- Costo de la capacitación.
- Material didáctico que se proporcionará durante la capacitación.
- Número de horas de la capacitación.
- Perfil técnico-profesional requerido por el personal a ser capacitado.

La CENTROSUR requiere que la capacitación de su personal sea del tipo on the job training y en la ciudad de Cuenca.

Presentación de Informes**

Se requiere informes mensuales durante los veinte y cuatro meses (24) de plazo para la total implantación del proyecto, en los cuales se detallen los avances sobre los trabajos realizados por el oferente. El formato de estos informes lo proporcionará la CENTROSUR.

**LICITACIÓN N°****“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”****SECCIÓN V****PROYECTO DE CONTRATO**

Comparecen a la celebración del presente contrato, por una parte, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., representada por el Ing. Carlos Delgado Garzón, en su calidad de Presidente Ejecutivo, a quien en lo posterior se le denominará la Empresa; y, por otra,, representada por, en calidad de, de acuerdo a la documentación que se adjunta, a quien en lo posterior se le denominará la Contratista y convienen en celebrar el presente contrato, contenido en las siguientes cláusulas:

PRIMERA.- ANTECEDENTES

1.01.- De conformidad con los artículos 22 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública –LOSNCP- , y 25 y 26 de su Reglamento General, el Plan Anual de Contrataciones de (la CONTRATANTE), contempla la ejecución de: **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”**

1.02.- Previos los informes y los estudios respectivos, la máxima autoridad de (CONTRATANTE) resolvió aprobar los pliegos de la LICITACIÓN (LBS No.) para la **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”**

1.03.- Se cuenta con la existencia y suficiente disponibilidad de fondos en la partida presupuestaria (No.....), conforme consta en la certificación conferida por (*funcionario competente*), mediante documento (*identificar certificación*).

1.04.- Se realizó la respectiva convocatoria el (día) (mes) (año), a través del portal www.compraspublicas.gov.ec.

1.05.- Luego del proceso correspondiente, la máxima autoridad de (la CONTRATANTE, o su delegado), mediante resolución (No...) de (día) de (mes) de (año), adjudicó la adquisición de los bienes y/o la prestación de servicios de **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD”** al oferente (*nombre del adjudicatario y de ser el caso la representación legal y el nombre*).



SEGUNDA.- DOCUMENTOS DEL CONTRATO

Forman parte integrante del Contrato los siguientes documentos:

- a) Los Pliegos incluyendo las especificaciones técnicas y anexos de los bienes y/o servicios a contratarse.
- b) La oferta presentada por el CONTRATISTA.
- c) Los demás documentos de la oferta del adjudicatario.
- d) Las garantías presentadas por el CONTRATISTA.
- e) La resolución de adjudicación.
- f) Las certificaciones de (Dirección Financiera o dependencia a la que le corresponde certificar), que acrediten la existencia de la partida presupuestaria y disponibilidad de recursos, para el cumplimiento de las obligaciones derivadas del contrato.

Los documentos que acreditan la calidad de los comparecientes y su capacidad para celebrar el contrato deberán protocolizarse conjuntamente con el contrato.

TERCERA.- INTERPRETACION Y DEFINICION DE TERMINOS

3.01.- Los términos del Contrato deben interpretarse en su sentido literal, a fin de revelar claramente la intención de los contratantes. En todo caso su interpretación sigue las siguientes normas:

- 1) Cuando los términos estén definidos en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, LOSNCP, o en este contrato, se atenderá su tenor literal.
- 2) Si no están definidos se estará a lo dispuesto en el contrato en su sentido natural y obvio, de conformidad con el objeto contractual y la intención de los contratantes. De existir contradicciones entre el contrato y los documentos del mismo, prevalecerán las normas del contrato,
- 3) El contexto servirá para ilustrar el sentido de cada una de sus partes, de manera que haya entre todas ellas la debida correspondencia y armonía.
- 4) En su falta o insuficiencia se aplicarán las normas contenidas en el Título XIII del Libro IV de la codificación del Código Civil, De la Interpretación de los Contratos.

3.02.- Definiciones: En el presente contrato, los siguientes términos serán interpretados de la manera que se indica a continuación:

- a) "Adjudicatario", es el oferente a quien la máxima autoridad de la (Nombre de la CONTRATANTE) le adjudica el contrato.
- b) "Comisión Técnica", es la responsable de llevar adelante el proceso licitatorio, a la que le corresponde actuar de conformidad con la LOSNCP, su



Reglamento General, los pliegos aprobados, y las disposiciones administrativas que fueren aplicables.

c) “INCOP”, Instituto Nacional de Contratación Pública.

d)“LOSNCP”, Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública.

e) "Oferente", es la persona natural o jurídica, asociación o consorcio que presenta una "oferta", en atención al llamado a licitación.

f) "Oferta", es la propuesta para contratar, ceñida a los pliegos, presentada por el oferente a través de la cual se obliga, en caso de ser adjudicada, a suscribir el contrato y a la ejecución del proyecto para la **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”**

CUARTA.- OBJETO DEL CONTRATO

4.01.- El contratista se obliga con la (CONTRATANTE) a proveer los servicios requeridos para la **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”**, a entera satisfacción de la CONTRATANTE, en el área de cobertura señalada, según las características y especificaciones técnicas constantes en la oferta, que se agrega y forma parte integrante de este contrato.

QUINTA.- PRECIO DEL CONTRATO

5.01.- El precio del Contrato, que la CONTRATANTE pagará al CONTRATISTA es el de....., dólares de los Estados Unidos de América, valor que se desglosa como se indica a continuación:.....

5.02Los precios acordados en el contrato por los trabajos especificados, constituirán la única compensación al CONTRATISTA por todos sus costos, inclusive cualquier impuesto, derecho o tasa que tuviese que pagar.

SEXTA.- FORMA DE PAGO

6.01.- La forma de pago de la Contratante a la Contratista será al contado, con cargo a la partida presupuestaria N....., **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”**.

6.02.- Se cancelará conforme a lo siguiente:



1) La de fiel cumplimiento del contrato:

- a) Cuando la CONTRATANTE declare anticipada y unilateralmente terminado el contrato por causas imputables al CONTRATISTA;
- b) Si la CONTRATISTA no la renovare cinco días antes de su vencimiento;

2) La del anticipo:

- a) Si el CONTRATISTA no la renovare cinco días antes de su vencimiento; y,
- b) En caso de terminación unilateral del contrato y que el CONTRATISTA no pague a la CONTRATANTE el saldo adeudado del anticipo, después de diez días de notificado con la liquidación del contrato.

3) La técnica:

- a) Cuando se incumpla con el objeto de esta garantía, de acuerdo con lo establecido en los pliegos y este contrato.

OCTAVA.- PLAZO

8.01.- El plazo para la entrega y ejecución de la totalidad de los bienes y servicios prestados contratados, instalados, puestos en funcionamiento, así como la capacitación, a entera satisfacción de la CONTRATANTE es de veinte y cuatro (25) meses, contados a partir de fecha de entrega del anticipo o suscripción del contrato.

NOVENA.- PRÓRROGAS DE PLAZO

9.01.- El CONTRATANTE prorrogará el plazo total o los plazos parciales, sólo en los siguientes casos, y siempre que el CONTRATISTA así lo solicite, por escrito, justificando los fundamentos de aquella, dentro de las cuarenta y ocho horas subsiguientes a la fecha de producido el hecho que motiva la solicitud:

- Por causa de fuerza mayor o caso fortuito, aceptados como tales por la CONTRATANTE. La CONTRATISTA tiene la responsabilidad de actuar con toda la diligencia razonable para superar la imposibilidad producida por causa de fuerza mayor o caso fortuito. En estos casos, el plazo se prorrogará por un período igual al tiempo de duración de las causas indicadas.
- Por suspensiones ordenadas por la CONTRATANTE y que no se deban a causas imputables al CONTRATISTA.
- Si la CONTRATANTE no hubiera cancelado el anticipo (de ser el caso) contractual dentro del plazo establecido para ello.

9.02.- Cuando las prórrogas de plazo modifiquen el plazo total, se necesitará la autorización de *(la máxima autoridad de la Entidad Contratante o su delegado)*.



DÉCIMA.- MULTAS

DÉCIMA PRIMERA.- DEL REAJUSTE DE PRECIOS

11.1 El valor del contrato es fijo y no realizará ningún tipo de reajuste de precios por concepto alguno.

DÉCIMA SEGUNDA.- CESIÓN DE CONTRATOS Y SUBCONTRATACIÓN

12.01.- El CONTRATISTA no podrá ceder, asignar o transferir en forma alguna ni todo ni parte de este Contrato.

DÉCIMA TERCERA.- OTRAS OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

13.01.- A más de las obligaciones ya establecidas en el presente contrato y en las Condiciones Específicas, el CONTRATISTA está obligado a cumplir con cualquiera otra que se derive natural y legalmente del objeto del contrato y sea exigible por constar en cualquier documento del mismo o en norma legal específicamente aplicable.

13.02.- El CONTRATISTA se obliga al cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Código del Trabajo y en la Ley del Seguro Social Obligatorio, adquiriendo, respecto de sus trabajadores, la calidad de patrono, sin que la CONTRATANTE tenga responsabilidad alguna por tales cargas, ni relación con el personal que labore en la ejecución de los trabajos, ni con el personal de la subcontratista.

DÉCIMA CUARTA.- OBLIGACIONES DE LA CONTRATANTE

14.01.- Son obligaciones de la CONTRATANTE las establecidas en el numeral 4.8 de las Condiciones Específicas de los pliegos, que son parte del presente contrato.

DÉCIMA QUINTA.- RECEPCIÓN DE LOS BIENES

Se realizará conforme lo estipule la CONTRATISTA dentro del plazo de..... días que se establezca.

La CONTRATANTE realizará la prueba de conformidad de los bienes recibidos inmediatamente después de la entrega y recepción. Si se determina que los bienes recibidos son defectuosos, incompletos o no cumplen con las especificaciones técnicas requeridas, se procederá a su devolución para su cambio. Luego de terminar el proceso de comprobación y superar las posibles insatisfacciones se elaborará el Acta de Entrega Recepción definitiva de los bienes, donde participara la CONTRATISTA y los respectivos funcionarios de la CONTRATANTE.



DÉCIMA SEXTA.- RECEPCIÓN DEFINITIVA.

16.01.- La recepción del proyecto de “**MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD**” se realizará a entera satisfacción de la CONTRATANTE, y será necesaria la suscripción de la respectiva Acta suscrita por el CONTRATISTA y los integrantes de la comisión designada por la CONTRATANTE, en los términos del artículo 124 del Reglamento General de la LOSNCP. La liquidación final del contrato se realizará en los términos previstos por el artículo 125 del reglamento mencionado, y formará parte del acta.

DÉCIMA SÉPTIMA.- DE LA ADMINISTRACIÓN DEL CONTRATO

17.01.- La CONTRATANTE designa al señor (.....), en calidad de Administrador del Contrato, quien deberá atenerse a las condiciones generales y específicas de los pliegos que forman parte del presente contrato.

DÉCIMA OCTAVA.- TERMINACION DEL CONTRATO

18.01.- El Contrato termina:

- 1) Por cabal cumplimiento de las obligaciones contractuales.
- 2) Por mutuo acuerdo de las partes, en los términos del artículo 93 de la LOSNCP.
- 3) Por sentencia o laudo ejecutoriados que declaren la nulidad del contrato o la resolución del mismo a pedido del CONTRATISTA.
- 4) Por declaración anticipada y unilateral de la CONTRATANTE, en los casos establecidos en el artículo 94 de la LOSNCP. Además, se incluirán las siguientes causales:

4.1 Si el CONTRATISTA no notificare a la CONTRATANTE acerca de la transferencia, cesión, enajenación de sus acciones, participaciones, o en general de cualquier cambio en su estructura de propiedad, dentro de los cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se produjo tal modificación.

4.2 Si la CONTRATANTE, en función de aplicar lo establecido en el artículo 78 de la LOSNCP, no autoriza la transferencia, cesión, capitalización, fusión, absorción, transformación o cualquier forma de tradición de las acciones, participaciones o cualquier otra forma de expresión de la asociación, que represente el veinticinco por ciento (25%) o más del capital social del CONTRATISTA.

- 5) Por [muerte del CONTRATISTA] / [disolución de la persona jurídica contratista, que no se origine en decisión interna voluntaria de los órganos competentes de tal persona jurídica].
- 6) Por causas imputables a la CONTRATANTE, de acuerdo a las causales constantes en el artículo 96 de la LOSNCP.



El procedimiento a seguirse para la terminación unilateral del contrato será el previsto en el artículo 95 de la LOSNCP.

DÉCIMA NOVENA.- SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

19.01.- Si se suscitaren divergencias o controversias en la interpretación o ejecución del presente contrato, cuando las partes no llegaren a un acuerdo amigable directo, podrán utilizar los métodos alternativos para la solución de controversias en el Centro de Mediación y Arbitraje (poner nombre del Centro).

Para que proceda el arbitraje, debe existir previamente el pronunciamiento favorable del Procurador General del Estado, conforme el artículo 190 de la Constitución de la República del Ecuador.

19.02.- En el caso de que se opte por la jurisdicción voluntaria, las partes acuerdan someter las controversias relativas a este contrato, su ejecución, liquidación e interpretación a arbitraje y mediación y se conviene en lo siguiente:

19.02.01.- Mediación.- Toda controversia o diferencia relativa a este contrato, a su ejecución, liquidación e interpretación, será resuelta con la asistencia de un mediador del Centro de Mediación de... en el evento de que el conflicto no fuere resuelto mediante este mecanismo de solución de controversias, las partes se someten al Arbitraje de conformidad con las siguientes reglas:

19.02.02.- Arbitraje.-

- El arbitraje será en Derecho.
- Las partes se someten al Centro de Arbitraje de (...).
- Serán aplicables las disposiciones de la Ley de Arbitraje y Mediación, y las del reglamento del Centro de Arbitraje de (...).
- El Tribunal Arbitral se conformará por un árbitro único o de un número impar según acuerden las partes. Si las partes no logran un acuerdo, el Tribunal se constituirá con tres árbitros. El procedimiento de selección y constitución del Tribunal será el previsto en la Ley y en el Reglamento del Centro de Arbitraje (...).
- Los árbitros serán abogados y preferiblemente con experiencia en el tema que motiva la controversia. Los árbitros nombrados podrán no pertenecer a la lista de árbitros del Centro.
- Los asuntos resueltos mediante el laudo arbitral tendrán el mismo valor de las sentencias de última instancia dictadas por la justicia ordinaria.
- La legislación ecuatoriana es aplicable a este Contrato y a su interpretación, ejecución y liquidación.
- La sede del arbitraje es la ciudad de Cuenca
- El idioma del arbitraje será el Castellano.



- El término para expedir el laudo arbitral será de máximo 90 días, contados desde el momento de la posesión del (los) árbitro(s).

19.03.- Si respecto de la divergencia o divergencias suscitadas no existiere acuerdo, y las partes deciden someterlas al procedimiento establecido en la Ley de la Jurisdicción Contencioso Administrativa, será competente para conocer la controversia el Tribunal Provincial de lo Contencioso Administrativo que ejerce jurisdicción en el domicilio de la Entidad del sector público. Las entidades contratantes de derecho privado, en este caso, recurrirán ante la justicia ordinaria. (Para este numeral, los pliegos se ajustarán dependiendo de la condición jurídica de la CONTRATANTE).

19.04.- La legislación aplicable a este Contrato es la ecuatoriana. En consecuencia, el CONTRATISTA renuncia a utilizar la vía diplomática para todo reclamo relacionado con este Contrato. Si el CONTRATISTA incumpliere este compromiso, la CONTRATANTE podrá dar por terminado unilateralmente el contrato y hacer efectiva las garantías.

VIGÉSIMA.-CONOCIMIENTO DE LA LEGISLACION

20.01.- El CONTRATISTA declara conocer y expresa su sometimiento a la LOSNCP y su Reglamento General, y más disposiciones vigentes en el Ecuador.

VIGÉSIMA PRIMERA.- TRIBUTOS, RETENCIONES Y GASTOS

21.01.- La CONTRATANTE efectuara al CONTRATISTA las retenciones que dispongan las leyes tributarias: actuará como agente de retención del Impuesto a la Renta, de acuerdo al Artículo 45 de la Ley de Régimen Tributario Interno; con relación al Impuesto al Valor Agregado, procederá conforme a la legislación tributaria vigente.

La CONTRATANTE retendrá el valor de los descuentos que el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social ordenase y que corresponda a mora patronal, por obligaciones con el Seguro Social provenientes de servicios personales para la ejecución del contrato de acuerdo al Arts. 86 y 87 de la Ley de Seguridad Social, publicada en el Registro Oficial, Suplemento No. 465, de 30 de noviembre de 2001.

21.02.- El número de ejemplares que debe entregar el CONTRATISTA a (la CONTRATANTE) es de 2 copias. En caso de terminación por mutuo acuerdo, el pago de los derechos notariales y el de las copias será de cuenta del CONTRATISTA.

VIGÉSIMA SEGUNDA.- DOMICILIO

22.01.- Para todos los efectos de este contrato, las partes convienen en señalar su domicilio en la ciudad de Cuenca.



22.02.- Para efectos de comunicación o notificaciones, las partes señalan como su dirección, las siguientes:

La CONTRATANTE: Av. Max Uhle y Pumapungo de la ciudad de Cuenca.
Telefono: 02 87 27 00

El CONTRATISTA:(Dirección y teléfonos).

VIGÉSIMA TERCERA.- ACEPTACION DE LAS PARTES

23.01.-Libre y voluntariamente, las partes expresamente declaran su aceptación a todo lo convenido en el presente contrato y se someten a sus estipulaciones.

CARLOS DELGADO GARZÓN
Presidente Ejecutivo
Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.

Contratista
RUC:
Dirección:
Teléfono:
Email:



LICITACIÓN N°2011

**“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA
CIUDAD DE CUENCA”**

SECCIÓN VI

FORMULARIOS

FORMULARIO N° 1: Carta de presentación y compromiso

FORMULARIO N° 2: Datos generales del oferente

FORMULARIO N° 3: Detalles del sistema que será implementado

FORMULARIO N° 4: Carta de Confidencialidad

FORMULARIO N° 5: Tabla Resumen de los Precios Ofertados

FORMULARIO N° 6: Garantía técnica de tres años

FORMULARIO N° 7: Referencia resolución INCOP 037-09 en caso de que el
oferente sea persona jurídica

FORMULARIO N° 8: Declaración de Agregado Nacional

FORMULARIO N°9: Experiencia del Oferente



LICITACIÓN N°2011

“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”

FORMULARIO N° 1

NOMBRE DEL OFERENTE:

.....

(CÓDIGO DEL PROCESO)

MODELO DE CARTA DE PRESENTACIÓN Y COMPROMISO

Fecha:

Señor

(Máxima Autoridad de la Entidad Contratante, o su Delegado)

Presente.-

Señor Presidente:

El que suscribe, en atención a la invitación efectuada por La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., dentro de proceso de Licitación para la implementación de **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”**, luego de examinar los pliegos, al presentar esta Oferta por (sus propios derechos, si es persona natural) / (representante legal de ..., sí es persona jurídica), o (procurador común de, sí se trata de asociación) declara que:

1. Suministrará todos los bienes ofertados, nuevos de fábrica, completos, listos para su uso, de conformidad con las características detalladas en esta oferta y prestará los servicios, de acuerdo con los Pliegos, especificaciones técnicas e instrucciones; en el plazo y por los precios indicados en el Formulario de Oferta).
2. La única persona o personas interesadas en esta oferta está o están nombradas en ella, sin que incurra en actos de ocultamiento o simulación con el fin de que no aparezcan sujetos inhabilitados para contratar con el Estado.
3. Declara, también, que la oferta la hace en forma independiente y sin conexión oculta con otra u otras personas, compañías o grupos participantes en este procedimiento de Licitación Bienes y Servicios y que, en todo aspecto, la oferta es honrada y de buena fe. Por consiguiente, asegura no haber vulnerado y que no vulnerará ningún principio o norma relacionada con la competencia libre, leal y justa; así como declara que no establecerá, concertará o coordinará –directa o indirectamente, en forma explícita o en forma oculta- posturas, abstenciones o resultados con otro u otros oferentes, se consideren o no partes relacionadas en los términos de la normativa aplicable.



4. Al presentar esta oferta, cumple con toda la normativa general, sectorial y especial aplicable a su actividad económica, profesión, ciencia u oficio.
5. Al presentar esta oferta, considera todos los costos obligatorios que debe y deberá asumir en la ejecución contractual, especialmente aquellos relacionados con obligaciones sociales, laborales, de seguridad social, ambientales y tributarias vigentes.
6. Se allana, en caso de que se comprobare una violación a los compromisos establecidos en los numerales 2, 3, 4 y 5 que anteceden, a que la entidad contratante le descalifique como oferente, o proceda a la terminación unilateral del contrato, según sea el caso.
7. Conoce las condiciones del suministro y ha estudiado las especificaciones técnicas y demás Pliegos, inclusive sus alcances, como consta por escrito en el texto de esta carta, y se halla satisfecho del conocimiento adquirido. Por consiguiente, renuncia a cualquier reclamo posterior, aduciendo desconocimiento de características y especificaciones para la implementación de **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”** **CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”**.
8. Entiende que las cantidades indicadas en el Formulario N° 5 Tabla Resumen de los Precios Ofertados, son fijas y no podrán variar por ningún concepto.
9. Conoce y acepta que La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., se reserva el derecho de adjudicar el contrato o de declarar desierto el procedimiento convocado si conviniera a los intereses nacionales e institucionales. En ningún caso, los participantes tendrán derecho a reparación o indemnización alguna en caso de declaratoria de procedimiento desierto o de cancelación de procedimiento.
10. Se somete a las exigencias y demás condiciones establecidas en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, LOSNCP, su Reglamento General, las resoluciones del INCOP y los Pliegos respectivos, en caso de ser adjudicatario.
11. Se responsabiliza de la veracidad, exactitud de la información y de las declaraciones incluidas en los documentos de la Oferta, formularios y otros anexos, considerando que esta contratación se enmarca en el principio de la buena fe; sin perjuicio de lo cual autoriza a La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., a obtener aclaraciones e información adicional sobre las condiciones técnicas y económicas del Oferente.
12. Bajo juramento se compromete expresamente a no ofrecer ningún pago, préstamo o servicio, entretenimiento de lujo, viajes u obsequios a ningún funcionario o trabajador de la Entidad Contratante, y acepta que en caso de violar este compromiso, La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. dé por terminado en forma inmediata el contrato observando el debido proceso, para lo cual se allana a responder por los daños y perjuicios que estos actos ocasionen.



13. Bajo juramento, no estar incurso en las inhabilidades generales y especiales e incapacidades para contratar establecidas en los artículos 62 y 63 de la LOSNCP, y 110 y 111 de su Reglamento General.

14. En caso de que se le adjudique el contrato, se obliga a:

Firmar el contrato dentro del término establecido en los pliegos. Como requisito indispensable, antes de la suscripción del contrato, presentará la garantía de fiel cumplimiento a la que se refieren las condiciones del contrato, por el cinco por ciento (5%) del monto total del mismo..

Suscribir el contrato dentro del término señalado en los pliegos.

A entregar el servicio y bienes de conformidad con los pliegos y documentos del contrato.

(Si el oferente fuere extranjero, se añadirá un literal que dirá: Previamente a la firma del contrato, el oferente se compromete a domiciliarse en el país, conforme lo dispone el artículo 6 y la sección XIII de la Ley de Compañías; y, a obtener el RUP.)

Atentamente,

FIRMA DEL OFERENTE, SU REPRESENTANTE LEGAL O PROCURADOR
COMÚN (según el caso)



LICITACIÓN N°2011

**“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA
CIUDAD DE CUENCA”**

FORMULARIO N° 2

NOMBRE DEL OFERENTE:

.....

(CÓDIGO DEL PROCESO)

DATOS GENERALES DEL OFERENTE

NOMBRE DEL OFERENTE: (determinar si es persona natural, jurídica, consorcio o asociación; en este último caso, se identificará a los miembros del consorcio o asociación. Se determinará al representante legal o procurador común, de ser el caso).

DIRECCIÓN PARA CORRESPONDENCIA:

Ciudad:

Calle:

Teléfono(s):

Correo electrónico:

CEDULA DE CIUDADANÍA (PASAPORTE)

R.U.C:

BIENES Y SERVICIOS QUE OFRECE:

LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE, SU REPRESENTANTE LEGAL O PROCURADOR
COMÚN (según el caso)



LICITACIÓN N°2011

**“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA
CIUDAD DE CUENCA”**

FORMULARIO N° 3

NOMBRE DEL OFERENTE:

.....

(CÓDIGO DEL PROCESO)

DETALLES DEL SISTEMA QUE SERÁ IMPLEMENTADO

El oferente deberá llenar una tabla con los detalles de los de los componentes de los bienes o servicios, en la cual se deben incluir todos y cada uno de los rubros ofertados, que respondan a los requerimientos de La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A.

LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE, SU REPRESENTANTE LEGAL O PROCURADOR
COMÚN (según el caso)



LICITACIÓN N°2011

“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”

FORMULARIO N° 4

NOMBRE DEL OFERENTE:

.....

(CÓDIGO DEL PROCESO)

MODELO DE CARTA DE CONFIDENCIALIDAD (De ser pertinente)

Señor
(MÁXIMA AUTORIDAD ENTIDAD CONTRATANTE)
Presente

Señor Presidente:

El que suscribe, en atención a la convocatoria efectuada por La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., para la implementación de **“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”**, declara que se obliga a guardar absoluta reserva de la información confiada y a la que pueda tener acceso durante las visitas previas a la valoración de la oferta y en virtud del desarrollo y cumplimiento del contrato en caso de resultar adjudicatario. La inobservancia de lo manifestado dará lugar a que La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. ejerza las acciones legales civiles y penales correspondientes y en especial las determinadas en los artículos 200 y 201 del Código Penal vigente.

LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE, SU REPRESENTANTE LEGAL O PROCURADOR
COMÚN (según el caso)



LICITACIÓN N°2011

**“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA
CIUDAD DE CUENCA”**

FORMULARIO N° 5

NOMBRE DEL OFERENTE:

.....

(CÓDIGO DEL PROCESO)

TABLA DE PRECIOS UNITARIOS DEL SISTEMA A IMPLEMENTAR

Tomando como base el Formulario No. 5, se deberá detallar el monto de la oferta, expresando los valores para cada componente y actividad, al mayor nivel de detalle posible.

LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE, SU REPRESENTANTE LEGAL O PROCURADOR
COMÚN (según el caso)



LICITACIÓN N°2011

**“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA
CIUDAD DE CUENCA”**

FORMULARIO N° 6

NOMBRE DEL OFERENTE:

.....

(CÓDIGO DEL PROCESO)

GARANTÍA TÉCNICA DE TRES AÑOS

Yo, en calidad de distribuidor autorizado, constituyo a favor de La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. la garantía técnica de los bienes objeto de la presente contratación, por el período de 3 años contra defectos de fabricación, contado a partir de la puesta en marcha y funcionamiento de los mismos.

LUGAR Y FECHA

FIRMA DEL OFERENTE, SU REPRESENTANTE LEGAL O PROCURADOR
COMÚN (según el caso)



LICITACIÓN N°2011

“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”

FORMULARIO N° 7

NOMBRE DEL OFERENTE:

.....

(CÓDIGO DEL PROCESO)

REFERENCIA RESOLUCIÓN INCOP 037-09 EN CASO DE QUE EL OFERENTE SEA PERSONA JURÍDICA

1. FORMULARIO PARA IDENTIFICACION DEL SOCIO(S), ACCIONISTA(S) O PARTÍCIPE(S) MAYORITARIO(S) DE LA PERSONA JURÍDICA OFERENTE (en el caso de que ésta no cotice sus acciones y participaciones en bolsas de valores nacionales o extranjeras).

(A presentarse de manera obligatoria, como parte de la Oferta Técnica)

NOMBRE DEL OFERENTE:

OBJETO DE LA CONTRATACIÓN:.....

CÓDIGO DEL PROCESO:

(Fecha)

Señor
(Máxima Autoridad
ENTIDAD CONTRATANTE)
Presente

De mi consideración:

El que suscribe, en mi calidad de representante legal de la (compañía.....) declaro bajo juramento y en pleno conocimiento de las consecuencias legales que conlleva faltar a la verdad, que:

- 1.- Libre y voluntariamente presento la información que detallo más adelante, para fines única y exclusivamente relacionados con el presente proceso de contratación;
- 2.- Garantizo la veracidad y exactitud de la información; y, autorizo a la Entidad Contratante, al Instituto Nacional de Contratación Pública INCOP, o a los Órganos de Control, a efectuar averiguaciones para comprobar tal información.
- 3.-Acepto que en caso de que el contenido de la presente declaración no corresponda a la verdad, la Entidad Contratante:



- a) Observando el debido proceso, aplique la sanción indicada en el último inciso del artículo 19 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública –LOSNCP-;
- b) Descalifique a mi representada como oferente; o,
- c) Proceda a la terminación unilateral del contrato respectivo, en cumplimiento del artículo 64 de la LOSNCP, si tal comprobación ocurriere durante la vigencia de la relación contractual.

Además, me allano a responder por los daños y perjuicios que estos actos ocasionen.

4.- Acepto que en caso de que el accionista, partícipe o socio mayoritario de mi representada esté domiciliado en un paraíso fiscal, la Entidad Contratante descalifique a mi representada inmediatamente.

5.- Me comprometo a notificar a la entidad contratante la transferencia, cesión, enajenación, bajo cualquier modalidad de las acciones, participaciones o cualquier otra forma de participación, que realice la persona jurídica a la que represento. En caso de no hacerlo, acepto que la Entidad Contratante declare unilateralmente terminado el contrato respectivo.

Esta obligación será aplicable también a los partícipes de las asociaciones o consorcios, constituidos de conformidad con el artículo 26 de la LOSNCP.

TIPO DE PERSONA JURÍDICA:

- Compañía Anónima
- Compañía de Responsabilidad Limitada
- Compañía Mixta
- Compañía en Nombre Colectivo
- Compañía en Comandita Simple
- Sociedad Civil
- Corporación
- Fundación
- Asociación o consorcio
- Otra

NOMBRES COMPLETOS DEL SOCIO(S), ACCIONISTA(S), PARTÍCIPE(S) MAYORITARIO(S)	NÚMERO DE CÉDULA DE IDENTIDAD, RUC O IDENTIFICACIÓN SIMILAR EMITIDA POR PAÍS EXTRANJERO, DE SER EL CASO	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN EN LA ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA PERSONA JURIDICA	DOMICILIO FISCAL

NOTA: Si el socio (s), accionista (s) o partícipe (s) mayoritario (s) es una persona jurídica, de igual forma, se deberá identificar los nombres completos de todos los socio (s), accionista (s) o partícipe (s), para lo que se usará el siguiente formato:

Atentamente,

FIRMA EL REPRESENTANTE LEGAL



2. DECLARACIÓN DEL REPRESENTANTE LEGAL DE LA PERSONA JURÍDICA OFERENTE CUYAS ACCIONES SE NEGOCIAN EN BOLSAS DE VALORES NACIONALES O EXTRANJERAS

(A presentarse de manera obligatoria, como parte de la oferta técnica)

NOMBRE DEL OFERENTE:

OBJETO DE LA CONTRATACIÓN:

CÓDIGO DEL PROCESO:

(Fecha)

Señor

(Máxima Autoridad Entidad Contratante)

Presente

De mi consideración:

El que suscribe, en mi calidad de representante legal de la (compañía.....) declaro bajo juramento y en pleno conocimiento de las consecuencias legales que conlleva faltar a la verdad, que mi representada está registrada en la (BOLSA DE VALORES NACIONAL O EXTRANJERA), desde (FECHA DE REGISTRO) hasta la actualidad, y en tal virtud sus (acciones) se cotizan en la mencionada Bolsa de Valores:

1. Garantizo la veracidad y exactitud de la información proporcionada en esta declaración, y autorizo a la entidad contratante, al Instituto Nacional de Contratación Pública INCOP, o a cualquier órgano de control competente, a efectuar las investigaciones pertinentes para comprobar tal información.

2. Además, acepto que en caso de que el contenido de la presente declaración no corresponda a la verdad, la entidad contratante:

a. Observando el debido proceso, aplique la sanción indicada en el último inciso del artículo 19 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública;

b. Descalifique a mi representada como oferente; o,

c. Proceda a la terminación unilateral del contrato respectivo, en cumplimiento del artículo 64 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, si tal comprobación ocurriere durante la vigencia de la relación contractual.

d. Además, me allano a responder por los daños y perjuicios que estos actos ocasionen.

Atentamente,

.....
FIRMA DEL REPRESENTANTA LEGAL



LICITACIÓN N°2011

“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”

FORMULARIO N° 8

NOMBRE DEL OFERENTE:

.....

(CÓDIGO DEL PROCESO)

DECLARACIÓN DE AGREGADO NACIONAL

Señor
(Máxima Autoridad
ENTIDAD CONTRATANTE)
Presente

De mi consideración:

El que suscribe, (por mis propios derechos o en calidad de representante legal de la compañía ...) declaro bajo juramento y en pleno conocimiento de las consecuencias legales que conlleva faltar a la verdad, que:

1. Libre y voluntariamente presento la información que detallo más adelante, para fines única y exclusivamente relacionados con el presente proceso de contratación;
2. Declaro que el (bien o servicio) ofertado tiene un valor agregado nacional del (%) respecto a su costo de producción, el sustento del cálculo de dicho valor se encuentra en el Formulario No. 9-A
3. Garantizo la veracidad y exactitud de la presente información; y, autorizo a la Entidad Contratante, al INCOP, o a un Órgano de Control, a efectuar averiguaciones para comprobar tal información.
- A4. Autorizo a que esta información se transparente a través del Portal www.compraspublicas.gov.ec; y, doy mi consentimiento para que se realicen las verificaciones o veedurías que sean pertinentes.
55. La falta de veracidad de la información presentada por el oferente será causa de descalificación de la oferta o de terminación unilateral del contrato, si ésta se detectare en forma posterior

Atentamente,

FIRMA DEL OFERENTE, SU REPRESENTANTE LEGAL O PROCURADOR
COMÚN (según el caso)



LICITACIÓN N°2011

**“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA
CIUDAD DE CUENCA”**

FORMULARIO N° 9

NOMBRE DEL OFERENTE:

.....

(CÓDIGO DEL PROCESO)

EXPERIENCIA DEL OFERENTE

Para permitir la evaluación de la experiencia del oferente se solicita la siguiente información por cada despliegue realizado por La CONTRATISTA:

Nombre y Dirección del contratante:

Descripción de los bienes o servicios suministrados:

Objeto y fecha del Contrato:

Valor del contrato:

Fecha inicial y final del trabajo:

Plazo Contractual:

Hubo ampliación de Plazo..... (Causas)

Hubo Terminación Anticipada..... (Causas)

Actas de entrega – recepción definitivas

(LUGAR Y FECHA)

FIRMA DEL OFERENTE, SU REPRESENTANTE LEGAL O PROCURADOR
COMÚN (según el caso)

LICITACIÓN N°2011**“MEDICIÓN INTELIGENTE EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA”****ANEXOS****Anexo A****INFORMACIÓN GENERAL DEL PROYECTO****Centro Histórico de la Ciudad de Cuenca**

El Centro Histórico de Cuenca está constituido por una ciudad de aires coloniales y republicanos, con atractivas construcciones que proceden del siglo XIX y algunas edificaciones del siglo XVIII. Además existen iglesias, parques y plazas, edificios patrimoniales, museos, bibliotecas, sitios arqueológicos, y atractivos naturales.

En la Figura 1 se observan tomas panorámicas del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca en las cuales se puede apreciar su arquitectura.

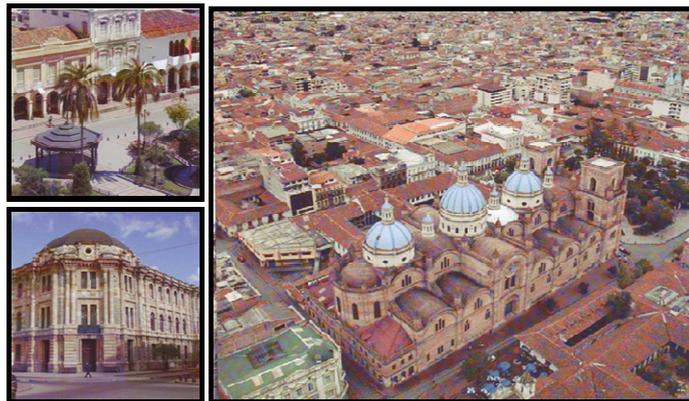


Figura A-I: Tomas panorámicas del Centro Histórico de Cuenca

Adicionalmente constituye ser un sitio residencial y comercial, en donde se puede encontrar diferentes tipos de edificaciones tales como: mercados, comercios, barrios tradicionales, pequeños centros comerciales, bancos, edificios habitacionales, hoteles, bares, entre otros.

Área de Cobertura

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. requiere la implementación del sistema AMI sobre una área de cobertura, la cual corresponde a una gran parte del Centro Histórico de la ciudad de Cuenca y aproximadamente contiene 13,793 clientes entre residenciales y comerciales, en donde los sistemas de medición instalados se encuentran dentro del predio del cliente, debido a que es un sector patrimonial rige una ordenanza municipal que demanda no alterar las fachadas de las propiedades de los clientes.

permite captar el tráfico desde y hacia los usuarios de PLC.

- Sobre el anillo de fibra está montada la tecnología MPLS 10 Gbps.
- Soporta servicios de SCADA, Protección diferencial, Internet, datos, VOZ.
- El anillo de fibra interconecta las subestación ubicadas en las áreas urbanas y rurales de Cuenca.

2. Red PLC (Power Line Communication): En la actualidad La CENTROSUR cuenta con la tecnología PLC para la red eléctrica subterránea que comprende, parte del Centro Histórico de Cuenca y se conecta por medio del alimentador 0202 de la subestación S/E 02 a uno de los ramales del anillo de fibra óptica. En la Figura 3 se puede observar el área de cobertura actual de esta tecnología y sus límites.

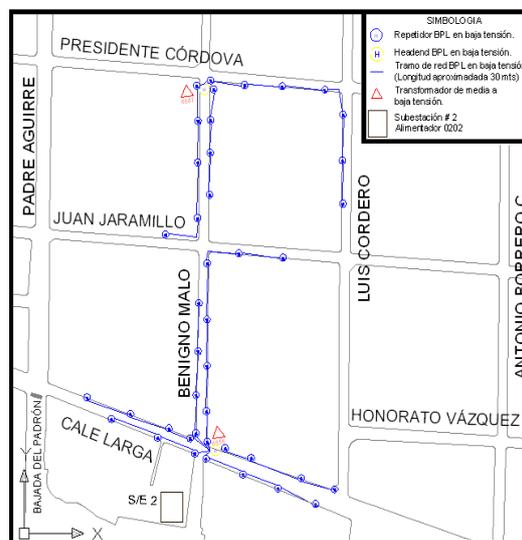


Figura A-III: Plan piloto de la red PLC en el Centro Histórico

La Empresa tiene planeado la ampliación de la red PLC en el corto plazo para el sector del Centro Histórico que incluye el área de cobertura del sistema AMI, ya que dispone de los equipos necesarios.

A continuación se presenta varias características de esta red:

- Red en media tensión (6,3 kV - Neutro).
- El backbone está soportado por 6 equipos BPL, 1 cabecera y 5 repetidores, sobre este backbone existe 50 Mbps de ancho de banda en capa física.
- El servicio de Internet está en función de los planes comerciales tanto para los clientes residenciales como corporativo, con compresiones que van desde 2:1 hasta 8:1 con velocidades desde los 128 kbps hasta los 2 Mbps.
- La tecnología PLC puede funcionar en entornos ruidosos con un SNR=-40 dB (teóricos), pero además limitados por la distancia. Esta tecnología en el centro histórico implementa un ramal de 450 mts en cable subterráneo.



- 3. Red Inalámbrica:** Esta red es utilizada para servicios de comercialización, con planes residenciales y corporativos; además sirve como sistema de enlace de las agencias y puntos de recaudación de la Empresa, dentro y fuera de Cuenca, siendo del tipo corporativo.

La tecnología que se utiliza es OFDM con acceso de 54 Mbps, interconectados con enlaces de microonda y enlace de fibra óptica que cubre toda la ciudad de Cuenca.

Siendo las características más relevantes las siguientes:

- Múltiples servicios: Internet y transmisión de datos, desde 128Kbps hasta 2028kbps con compresiones de 8:1, 6:1 y 4:1.
- Medio de transmisión (anillo de fibra)
- Frecuencias no licenciadas de 5 Ghz
- Nodos corporativos con un alcance de hasta 20 km y un nivel de señal a ruido desde -28dbm a -35 dbm . Dentro de la ciudad se cuenta con 4 nodos y fuera de la misma con 7 nodos.
- Nodos residenciales con un alcance de hasta 4 km y un nivel de señal a ruido desde -60dbm a -78 dbm . Dentro de la ciudad se cuenta con 7 nodos.

Integración de los sistemas

La visión estratégica de CENTROSUR es fortalecer los procesos o funciones de la distribución y tiene planeado en el corto plazo, contar con una nueva arquitectura e infraestructura de interoperabilidad bajo el **modelo CIM (Common Information Model) de la norma IEC 61968.(Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management)**, lo cual involucra la implementación de un Bus de Mensajes con Servicios Middlewere. Para el caso de los sistemas existentes o legados tales como el Sistema de Información Comercial (CIS) se crearán los adaptadores correspondientes; y, para las nuevas aplicaciones a adquirirse (AMI) lo ideal es contar con sistemas que se integren directamente a esta filosofía CIM (CIM-Compliant), de esta manera la arquitectura empresarial que se requiera para cumplir con la implementación de AMI, deberá ser compatible y adaptable al estándar IEC 61968, con miras a futuro de disponer de un manejo de Red Inteligente.

Descripción del sistema comercial de CENTROSUR, hardware y base de datos

Sistema Informático de Comercialización: CENTROSUR para el desarrollo de sus actividades dentro de la comercialización de energía eléctrica desarrolló un conjunto de procesos, los cuales son registrados y controlados a través del Sistema Informático de Comercialización denominado “SICO”, sobre los cual tiene exclusividad, derechos de propiedad y de autoría.

El SICO está compuesto por tres módulos principales, que se resumen a continuación:



- **Módulo de Servicios:** Está relacionado con la atención al cliente y a nuevos clientes, tanto en solicitudes de nuevo servicio, reclamos, solicitudes de cambio de medidor, desconexión definitiva, cambio de domicilio, cambio de nombres, indicadores de gestión, entre otros.
- **Módulo de Lectura y Facturación:** En este módulo se define los registros y toma de lecturas, generación de consumos, facturación, modificación de facturas, estadísticas de emisión e indicadores de gestión.
- **Módulo de Recaudación y Recuperación de Cartera:** En este registra la recaudación, la puede darse de forma directa en ventanilla – recaudación en línea –, a través de débitos bancarios y agencias desconectadas a la red de telecomunicaciones – recaudación en diferido –, en puntos remotos a través de un sistema réplica – recaudación en semilínea –; se dispone de reportes estadísticos, saldos diarios por cliente, listado de cortes, listado de clientes para retiro de medidores por mora, listado de reconexión y reinstalación para quienes han cumplido con sus pagos e indicadores de gestión.

Hardware y Base de Datos: para el manejo de información comercial (Base de Datos y aplicaciones comerciales), la CENTROSUR cuenta con servidores de la marca IBM de modelos iSERIES AS400, los cuales emplean un sistema operativo IBM Operating System/400 (OS/400).

El AS/400 es un sistema multiusuario, tanto el hardware como software de AS/400 está construido sobre una base de datos y programación orientada a objetos. La complejidad del manejo de base de datos, de los recursos, la memoria, detalles como configuraciones y definiciones son transparentes para el usuario final.

La arquitectura del AS/400 integra una base de datos relacional DB2. El soporte de Base de Datos forma parte del sistema, no es un agregado. El acceso a todos los datos del sistema se hace por medio del administrador de base de datos integrado.

Al ser la Base de Datos integrada con el sistema, la información puede ser accedida de muchas maneras, por ejemplo, puede ser vista como un sistema convencional de archivos sobre el que se usan los métodos tradicionales de acceso y operación a través un lenguaje de base de datos tales como el Structured Query Language (SQL), así también mediante conectores externos como son ODBC, JDBC y otras herramientas de gestión de datos. Los modelos de servidores existentes para el efecto y sus características son:

Tabla N°17: Servidores IBM utilizados en el Sistema Comercial de CENTROSUR

SERVIDOR Tipo-Modelo	# de Discos Mb.	RENDIMIENTO		MEMORIA Mb.	DISCO Gb.	UNIDAD . RESP. (Cartucho) Gb.	Unidad C D	Tarjetas Ethernet	Sistema Operativo
		INTERAC.	BATCH						
IBM 9406-270	8 de 15355 Mb. 4 de 13161 Mb.	50 CPW	1070 CPW	1013.34	600	16 100/200	1	2	i5/OS V5R4M0
IBM 9406-520	8 de 35165 Mb.	1000 CPW		5120	600 350 (san)	16 100/200	1	2	i5/OS V5R4M0
IBM 9408-M25	4 de 52344 Mb. 10 de 70564 Mb.	8000 CPW		5120	915	16 800/1600	1	2	i5/OS V5R4M0
					690 (san)				

Anexo B

IMÁGENES DE LOS ACTUALES SISTEMAS DE MEDICIÓN EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE CUENCA



Figura B-I: Actuales sistemas de medición en el Centro Histórico de la ciudad de Cuenca



Figura B-II: Tablero de medidores instalados en el Centro Histórico de la ciudad de Cuenca



ANEXO III

Recuperación de Energía Plan de Mantenimiento de Medidores



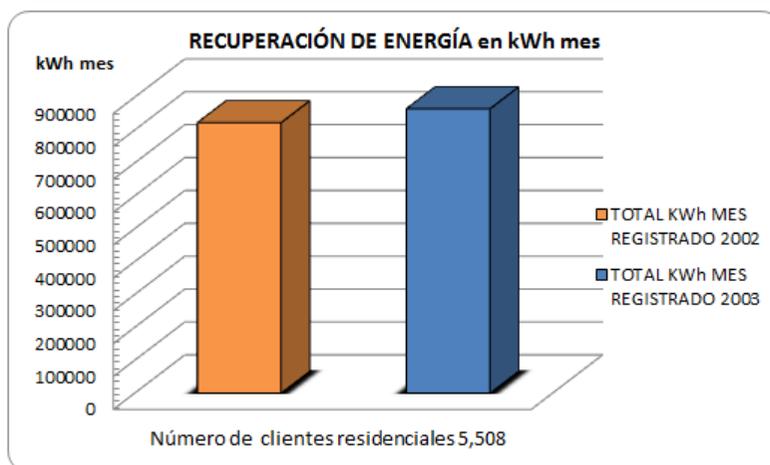
Recuperación de Energía Plan de Mantenimiento de Medidores

El estudio realizado por CENTROSUR en 2002, tuvo como objetivo establecer cuanta energía se puede recuperar mediante la modernización de los sistemas de medición. De esta manera se tomó una muestra de clientes residenciales y comerciales, sobre los cuales se registró la medición de consumo de un mes en particular antes del mantenimiento en el año 2002 y después del cambio de medidor en el año 2003. Los resultados se presentan a continuación.

Clientes Residenciales:

Tabla III-1: Estudio económico plan de mantenimiento de medidores en clientes residenciales

Muestra de Clientes	Total kWh mes registrado 2002	US\$ mes 2002	Total kWh mes registrado 2003	US\$ mes 2003	Recuperación de energía kWh mes posterior al mantenimiento 2003	Recuperación de energía kWh año posterior al mantenimiento 2003	Valor recuperado posterior al mantenimiento US\$ mes	Valor recuperado al año en US\$
5.508	821.975,07	75.082,07	864.214,61	79.487,40	42.239,54	506.874,47	4.405,32	52.863,92



Se determinó una recuperación de energía del 4.88%.

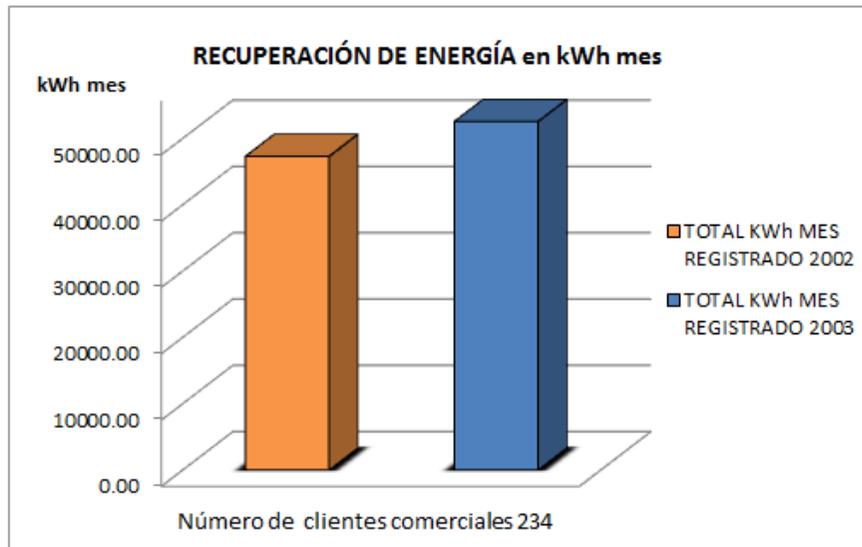
Figura III-1: Recuperación de energía en clientes residenciales



CientesComerciales:

Tabla III-2: Estudio económico plan de mantenimiento de medidores en clientes comerciales

Muestra de Clientes	Total kWh mes registrado 2002	US\$ mes 2002	Total kWh mes registrado 2003	US\$ mes 2003	Recuperación de energía kwh mes posterior al mantenimiento 2003	Valor recuperado posterior al mantenimiento US\$ mes	Valor recuperado US\$ año
234	47,281.29	4,168.93	52,544.94	4,751.19	5,263.66	582.25	6,987.03



Se determinó una recuperación de energía del 10%.

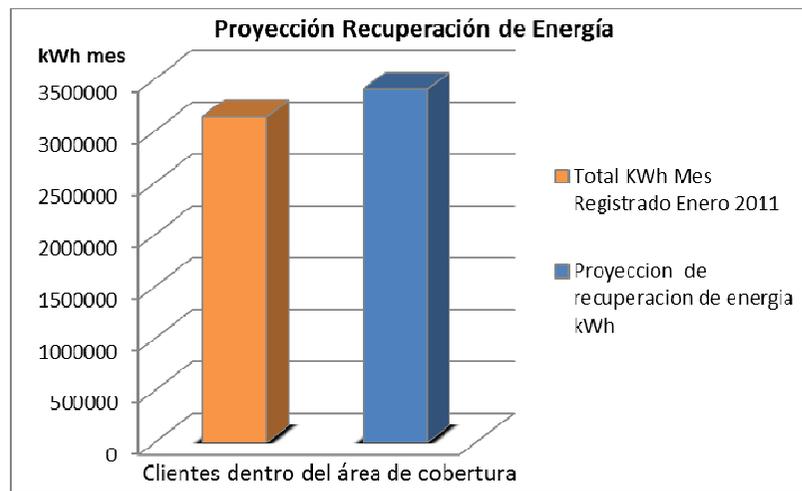
Figura III-2: Recuperación de energía en clientes comerciales



Basado en los resultados del estudio anterior, se puede estimar la recuperación de energía para los clientes dentro del área de cobertura del sistema de Medición Inteligente.

Tabla III-3: Proyección recuperación de energía de clientes dentro del área de cobertura

	Cantidad de Clientes	Total kWh registrado Marzo 2011	US\$ Mes	Porcentaje de recuperación de energía	Proyección de recuperación de energía kWh	Proyección de recaudación económica US\$ Mes	Proyección recuperación económica neta US\$ Mes	Proyección recuperación económica neta US\$ Año
Cientes Residenciales	7.253	982.295	78.583,6	4,88	1.030.231,00	82.418,48	3.834,88	46.018,56
Cientes Comerciales	6.429	2.155.617	172.449,36	10,01	2.371.394,26	189.711,54	17.262,18	207.146,17
TOTAL								253.164,73



Se proyecta una recuperación de energía promedio de 7.75%

Figura III-3: Proyección recuperación de energía plan de mantenimiento de medidores en el proyecto de Medición Inteligente



ANEXO IV

Facturación por demanda

Facturación por demanda

En este análisis se debe excluir a todos los clientes con tarifa residencial, por lo cual solamente se cuenta con 5.459 clientes con tarifa no residencial.

El estudio se divide en dos partes:

1. Clientes servidos en baja tensión BT:

Tabla IV-1: Clientes servidos en BT NO RESIDENCIALES

Cantidad de clientes en BT (NO RESIDENCIALES)	
5.459	
Cantidad de clientes en BT con registro de demanda	Cantidad de clientes en BT sin registro de demanda
294	5.165

De estos 5.165 clientes sin registro de demanda se debe estimar cuántos de ellos exceden el límite de 10kW, ya que éste es el límite para proceder con la facturación. De esta manera se puede ponderar el costo económico por este concepto, para ello se procede de la siguiente manera:

$$\text{Demanda [kW]} = \frac{\text{Energía [kWh]}}{\text{Tiempo de funcionamiento[h]}} \quad (17)$$

En función del límite de demanda que es 10kW y el tiempo de funcionamiento que se estima en 8 horas diarias por 26 días laborables (incluyendo los días sábados por ser un sector comercial), se puede considerar la siguiente relación:

$$10[\text{kW}] = \frac{\text{Energía [kWh]}}{26 * 8 [\text{h}]}$$

$$\text{Energía [kWh]} = 10[\text{kW}] * 26 * 8 [\text{h}]$$

$$\text{Energía [kWh]} = 2080 [\text{kWh}]$$

Es decir que los clientes que tengan consumos mayores de 2080 kWh posiblemente excedan el límite de 10kW de demanda máxima.

Es así, que de estos 5.165 clientes que no registran demanda 15 de ellos tienen consumos mayores a 2.000 kWh, con un promedio de 2.600 kWh. Con el mismo



criterio anterior mediante una regla de tres se estima el promedio de consumo de demanda de estos 15 clientes:

$$\begin{array}{ccc}
 2080\text{kWh} & \times & 10\text{kW} \\
 2600\text{kWh} & & X \\
 X = \frac{2600\text{kWh} * 10\text{kW}}{2080\text{kWh}} & = & 13\text{kW}
 \end{array}$$

De esta manera se puede estimar un valor económico:

Tabla IV-2: Estimación económica clientes en BT por facturación de demanda

Potenciales clientes en BT para facturación por demanda mediante el sistema de Medición Inteligente	Estimación de consumo de demanda [kW]	Costo del kW US\$	US\$ Mes	US\$ Año
15	13	4,57	892,32	10.707,84

2. Clientes servidos en Media Tensión MT:

Tabla IV-3: Clientes servidos en MT NO RESIDENCIALES

Cantidad de clientes en MT (NO RESIDENCIALES)	
970	
Cantidad de clientes en MT con registro de demanda	Cantidad de clientes MT sin registro de demanda
677	293

El consumo total de energía de los 293 clientes en MT que no registran demanda es de 15.708 kWh, este valor se puede utilizar para estimar el consumo de demanda máxima utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Demanda [kW]} = \frac{\text{Energía [kWh]}}{\text{Tiempo de funcionamiento[h]}} \quad (17)$$

$$\text{Demanda [kW]} = \frac{15708 \text{ kWh}}{26 * 8 \text{ h}}$$

$$\text{Demanda [kW]} = 75.51\text{kW}$$



De esta manera se puede estimar un valor económico:

Tabla IV-4: Estimación económica clientes en MT por facturación de demanda

Clientes en MT para facturación por demanda mediante el sistema de Medición Inteligente	Estimación de consumo de demanda de los 293 clientes [kW]	Costo del kW US\$	US\$ Mes	US\$ Año
293	75,51	4,57	345,53	4.146,40

Para obtener la estimación total anual del costo por facturación de demanda tanto para clientes servidos en BT como MT se realiza la suma de los valores totales, lo cual resulta **US\$ 14.854,24**.



ANEXO V

Penalización por bajo factor de potencia



Penalización por Bajo Factor de Potencia (Fp)

Se debe realizar un cálculo sobre los potenciales clientes **No Residenciales** del área de cobertura que en la actualidad no se registra Factor de Potencia y estimar un valor económico de esta penalización, por lo cual se procede de la siguiente manera:

Tabla V-1: Cantidad de clientes NO RESIDENCIALES

Cantidad de clientes (NO RESIDENCIALES)	
6.429	
Cantidad de clientes con registro de Fp	Cantidad de clientes sin registro de FP
397	6.032
Cientes que no penalizan	Cientes que penalizan
271	126

El promedio de Fp de los 126 clientes que penalizan es de 0,79. Utilizando la siguiente fórmula podemos encontrar el factor de penalización:

$$\text{Factor de penalización} = \frac{0.92}{\text{Fp promedio cliente}} \quad (16)$$

$$\text{Factor de penalización} = \frac{0.92}{0.79}$$

$$\text{Factor de penalización} = 1.16$$

Para realizar una estimación económica de la potencial penalización por bajo factor de potencia de los 6.032 clientes sin registro, se debe proyectar el factor de penalización de 1,16 sobre dichos clientes, considerando que este análisis se realiza sobre consumidores del sector tipo. Este análisis se muestra a continuación:

Tabla V-2: Estimación económica penalización por bajo factor de potencia

Cantidad de clientes	Consumo de energía registrado Marzo 2011 kWh	Costo del kWh US\$	US\$ Mes	Factor de penalización	Costo estimado penalización por bajo Fp US\$ Mes	Costo estimado US\$ Año
6.032	1.048.066	0,08	83.845,2	1,16	13.797,32	82.783,95



ANEXO VI

Calculo del VAN y la TIR del proyecto de Medición Inteligente



Calculo del VAN y la TIR del proyecto de Medición Inteligente

Primera Consideración

Flujos de Efectivo (FFj) e Inversión Inicial (FFo): En el numeral 5.3 del capítulo V Rentabilidad del Proyecto de Medición Inteligente, se efectuó el estudio económico sobre los Flujos de Efectivo FFj que se generarían como rendimiento sobre una proyección de 15 años, así también se ha estimado la inversión inicial. El resumen de los resultados obtenidos se observan a continuación:

Tabla VI-1: Resumen de Flujos de Efectivo (FFj) e Inversión Inicial (FFo) del proyecto de Medición Inteligente

		US\$ INGRESOS valores (+)																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	9. Valoración impacto positivo			21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20	21.715,20
	8. Penalización por bajo factor de potencia			82.783,95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	7. Facturación por demanda			14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25	14.854,25
	6. Recuperación de energía por pérdidas no técnicas			42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54	42.173,54
	5. Recuperación de energía plan de mantenimiento de medidores			253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73	253.164,73
	4. Grupo de trabajos de construcción			4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00	4.440,00
	3. Energía fuera de servicio ENS			7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11	7.049,11
	2. Gestión de cartera			16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40	16.493,40
	1. Toma de Lecturas			6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84	6.126,84
	TOTAL FLUJOS DE EFECTIVO			448.801,01	366.017,06													
	PROYECCION EN AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	TOTAL INVERSION INICIAL PROYECTO	-2.171.520																
	1. Costo promedio de medidores inteligentes incluyendo el software de gestión	-1.379.300																
	2. Costo de mano de obra de instalación de medidores	-488.410,10																
	3. Costo estimado Plataforma MDM	-137.930																
	4. Costo sistema de medición especial	-165.880																



Segunda Consideración

La tasa k que representa el costo de oportunidad del capital, que para proyectos eléctricos dentro del país se establece en 6% anual.

Resolución en Excel:

Tabla VI-2: Cálculo del VAN del proyecto de Medición Inteligente

Año	Flujo de Efectivo	VAN
0	-2,171,520.13	-2,171,520.13
1	448,801.01	423,397.18
2	366,017.06	325,753.88
3	366,017.06	307,314.98
4	366,017.06	289,919.80
5	366,017.06	273,509.24
6	366,017.06	258,027.59
7	366,017.06	243,422.25
8	366,017.06	229,643.63
9	366,017.06	216,644.94
10	366,017.06	204,382.02
11	366,017.06	192,813.22
12	366,017.06	181,899.27
13	366,017.06	171,603.08
14	366,017.06	161,889.70
15	0.00	0.00
	VAN	1,308,700.65

VAN= US\$ 1.308.700,65

TIR= 15%



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A brief history of meter companies and meter evolution [En línea]. - Septiembre de 2010. - <http://watthourmeters.com/history.html>.
- [2] AEIC ASSOCIATION OF EDISON ILLUMINATING COMPANIES Load Research White Paper [En línea] // The Role of Load Research in Automated Meter Infrastructure/Meter Data Management Initiatives. - Septiembre de 2008. - Agosto de 2010. - http://www.aeic.org/load_research/AMI_MDMWhitePaperFinal2.pdf.
- [3] AEP/EPRI American Electrical Power/Electric Power Research Institute [En línea] // AEP/EPRI Smart Grid Demo Virtual Power Plant Simulation. - 23 de Junio de 2009. - Octubre de 2010. - http://www.smartgrid.epri.com/doc/9-AEP%20Smart%20Grid%20Project%20Overview_Tom%20Walker.pdf.
- [4] Afinidad Eléctrica Transmisión y Distribución [En línea] // Smart Grids tecnología y tendencias: Integración con sistemas SCADA/EMS/DMS. - Junio de 2010. - <http://www.afinidadelectrica.com.ar/articuloscat.php?cat=transmisi%F3n>.
- [5] Alabama Power CIM Utility Case Study Alabama Power [En línea]. - Noviembre de 2009. - Junio de 2010.
- [6] AMSC American Superconductor The Smart Grid Infraestructure [En línea] // WHAT IS THE SMART GRID?. - Mayo de 2009. - Mayo de 2010. - http://www.amsc.com/products/applications/utilities/SMARTGRID_BRO_0509_FINAL.pdf.
- [7] Barbara Alexander Consumer Affairs Consultant SMART METERS, REAL TIME PRICING, AND DEMAND RESPONSE PROGRAMS [En línea] // IMPLICATIONS FOR LOW INCOME ELECTRIC CUSTOMERS. - Febrero de 2007. - Julio de 2010. - http://www.pulp.tc/Smart_Meters__Real_Time.pdf.
- [8] Barroso José Morales The Intelligent Grid [En línea] // La Red de Convergencia de Electricidad y Telecomunicaciones. - Julio de 2009. - Mayo de 2010. - <http://www.coit.es/publicaciones/bit/bit175/51-55.pdf>.
- [9] Capitulo 1 [En línea, Tesis] // Introduccion. - Noviembre de 2010. - http://www.tesisenxarxa.net/TESIS_UPC/AVAILABLE/TDX-0303105-152111//03Prc03de09.pdf.
- [10] Center for American Progress Smart Grid, Smart Broadband, Smart Infrastructure [En línea]. - Abril de 2009. - Mayo de 2010. - http://www.americanprogress.org/issues/2009/04/pdf/smart_infrastructure.pdf.
- [11] Circutor S.A. Recarga inteligente de vehículos eléctricos [En línea]. - Junio de 2010. - http://www.circutor.es/docs/Ca_V_01.pdf.
- [12] Cisco Cisco Smart Grid [En línea] // Solutions for the Next-Generation Energy Network. - Abril de 2009. - Mayo de 2010. - http://www.cisco.com/web/strategy/docs/energy/aag_c45_539956.pdf.



- [13] Cisco Smart Grid [En línea] // Transforming the Electricity System to Meet Future Demand and Reduce Greenhouse Gas Emissions. - Noviembre de 2008. - Septiembre de 2010. - http://www.cisco.com/web/about/ac79/docs/Smart_Grid_WP_1124aFINAL.pdf.
- [14] COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL VI CIERTEC 2009: Seminario Internacional Sobre Smart Grid En Sistemas De Distribución Y Transmisión De Energía Eléctrica [En línea] // LA REGULACIÓN ELÉCTRICA EN LATINOAMÉRICA FRENTE AL DESAFÍO DEL SMART GRID. - Agosto de 2009. - Mayo de 2010.
- [15] CONELEC Consejo Nacional de Electricidad REGULACION No. CONELEC – 004/01 // CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION. - Quito-Ecuador : [s.n.], 2001.
- [16] DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INTELIGENTE SILICE Taller Internacional de Generación Distribuida [En línea] // La Generación Distribuida en Colombia: Situación actual y perspectivas. - Septiembre de 2009. - Mayo de 2010. - <http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-9/COLOMBIA.pdf>.
- [17] DOE Departamento de Recursos Energéticos de EEUU [En línea] // Nueva red eléctrica inteligente requiere nuevas tecnologías y asociaciones. - 15 de Abril de 2009. - Mayo de 2010. - <http://www.america.gov/st/innov-spanish/2009/April/20090417144723emanym0.2465021.html>.
- [18] DOE Department of Energy EEUU Smart Grid System Report [En línea]. - Julio de 2009. - Mayo de 2010. - http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/SGSRMain_090707_lowres.pdf.
- [19] DOE Department of Energy EEUU The Smart Grid: An Introduction [En línea] // Exploring the imperative of revitalizing America's electric infrastructure. - Julio de 2010. - [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages\(1\).pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages(1).pdf).
- [20] Duke Energy PROJECTED SMART METER INSTALLATIONS - GREATER CINCINNATI, OHIO AREA [En línea]. - Noviembre de 2010. - <http://www.duke-energy.com/pdfs/090743-smart-meter-install-map-FINAL.pdf>.
- [21] Dumrauf Dr. Guillermo L. Finanzas Corporativas [Libro]. - [s.l.] : Grupo Guía, 2003. - Vol. 1.
- [22] ECHELON Making the Grid Smarter [En línea]. - 2009. - Diciembre de 2010. - <http://www.echelon.com/solutions/smartgrid/documents/makingthegridsmarter.pdf>.
- [23] ECHELON NES DATA CONCENTRATOR [En línea]. - Noviembre de 2010. - <http://www.echelon.com/metering/datasheets/dataConcentrator.pdf>
- [24] ECHELON The NES System Components [En línea]. - Noviembre de 2010. - http://www.echelon.com/metering/nes_system_components.htm
- [25] Elster Elster Medidores S.A. [En línea] // Soluciones Avanzadas de Medición para Energía Inteligente. - Octubre de 2010. - <http://www.cadieel.org.ar/images/Sistema/EmpresaE115.pdf>.



- [26] e-Meter Strategies to Streamline Meter Data Management Projects. - Noviembre de 2010.
- [27] eMeter The Smart Grid Ready Framework [En línea] // Design Considerations for Smart Grid Management Systems. - Noviembre de 2009. - Diciembre de 2010. -
http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/wp_emeter_sgr_framework_1_.pdf.
- [28] Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. DIRECCION DE PLANIFICACION // - Cuenca : [s.n.], 2010.
- [29] Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. Dpto. Control de la Medición. - Cuenca-Ecuador : [s.n.], 2010.
- [30] Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. Dpto. Lectura de Medidores y Facturación. - Cuenca-Ecuador : [s.n.], 2010.
- [31] Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. Dpto. Recaudación y Gestión de Cartera. - Cuenca : [s.n.], 2010.
- [32] Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. GIS Sistema de Información Geográfica. - Cuenca-Ecuador : [s.n.], 2010.
- [33] Energía y Sociedad SMART GRIDS Redes eléctricas inteligentes [En línea]. - Marzo de 2010. - Mayo de 2010. - <http://www.energiaysociedad.es/pdf/smartgrids.pdf>.
- [34] EPRI Electric Power Research Institute [En línea] // Electric Energy Storage an Essential Asset in the Smart Grid. - 12 de Agosto de 2009. - Octubre de 2010.
http://www.svpvs.org/slides/PARC%20Storage_Smart%20Grid%20ppt%20Aug%2012%20r2.pdf.
- [35] EPRI Electric Power Research Institute [En línea] // The (Near) Future of Electric Transportation Utility Challenges and Opportunities. - 3 de Marzo de 2010. - Octubre de 2010. - http://www.nepower.org/NPA_presentations/John_Halliwell.pdf.
- [36] EPRI Electric Power Research Institute [En línea] // EPRI Smart Grid Demonstration Initiative – Integrating DER with T&D Operations. - Junio de 2009. - Octubre de 2010. - http://www.cired.be/CIREDO9/round_tables/RT4c/Mark%20McGranaghan%20RT4c.pdf.
- [37] EPRI Electric Power Research Institute [En línea] // Developing the Smart Grid – An Approach for California. - 29 de Abril de 2008. - Octubre de 2010. - [http://www.energy.ca.gov/load_management/documents/2008-04-29_workshop/presentations/8%20\(EPRI\)%20-%20California%20Smart%20Grid%20Summary%20and%20Recommendations%20-%20Mark%20McGranaghan%20-%20EPRI.pdf](http://www.energy.ca.gov/load_management/documents/2008-04-29_workshop/presentations/8%20(EPRI)%20-%20California%20Smart%20Grid%20Summary%20and%20Recommendations%20-%20Mark%20McGranaghan%20-%20EPRI.pdf).
- [38] EPRI Electric Power Research Institute [En línea] // Framework for the Evaluation of State Smart Grid Pilot Projects. - 23 de Julio de 2008. - Octubre de 2010. - <http://www.narucmeetings.org/Presentations/Framework%20for%20the%20Evaluation.pdf>.



- [39] EPRI Electric Power Research Institute Advanced Metering Infrastructure (AMI) [En línea]. - Febrero de 2007. - Mayo de 2010. - <http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20070423091846-EPRI%20-%20Advanced%20Metering.pdf>.
- [40] EPRI Electric Power Research Institute JCP&L/FirstEnergy [En línea] // EPRI Demonstration Host Site Project. - 23 de Junio de 2009. - Octubre de 2010. - <http://www.smartgrid.epri.com/doc/2-FE%20Smart%20Grid%20Demonstration%20Overview.pdf>.
- [41] EPRI Energy Efficiency: How Much Can We Count On? And from What? [En línea]. - 24 de Julio de 2008. - Octubre de 2010. - <http://www.ncsl.org/print/energy/KGeorge08.pdf>.
- [42] EPRI FirstEnergy/JCP&L Host Site Overview Update [En línea] // EPRI Smart Grid Demonstration Host Site Project. - 3 de Febrero de 2009. - Octubre de 2010. - <http://www.smartgrid.epri.com/doc/3%20EPRI%20SG%20Advisory%20Meeting%20FirstEnergy%20Project%20Update.pdf>.
- [43] EPRI/DOE-NETL Electric Power Research Institute/DOE - National Energy Technology Laboratory [En línea] // Cost and Benefit Analysis Framework: Update EPRI Smart Grid Advisory Meeting. - 14 de Octubre de 2009. - Octubre de 2010. - <http://www.smartgrid.epri.com/doc/19%20DOE%20Cost%20Benefit%20Analysis%20Status.pdf>.
- [44] ERIAC DÉCIMO TERCER ENCUESTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ [En línea] // Smart Grids Tecnología y Tendencias: Integración con Sistemas SCADA/EMS/DMS. - ERIA, 24 de Mayo de 2009. - Junio de 2010. - <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C2/C2-103.pdf>.
- [45] ESMA European Smart Metering Alliance Definición de la medición inteligente y sus aplicaciones e identificación de los beneficios [En línea]. - Mayo de 2008. - Mayo de 2010. - http://www.esma-home.eu/UserFiles/file/downloads/Final_reports/D3%20Summary_es.pdf.
- [46] ESMA European Smart Metering Alliance European Smart Metering Guide [En línea] // Energy Efficiency and the Customer. - Julio de 2008. - Agosto de 2010. - http://www.esma-home.eu/UserFiles/file/downloads/Final_reports/ESMA_WP4D14_ESMA_Guide_Edition%20008.pdf.
- [47] EUCI CHOOSING A SMART GRID COMMUNICATIONS NETWORK [En línea]. - Junio de 2010. - Agosto de 2010. - <http://www.euci.com/pdf/0610-sg-comms.pdf>.
- [48] FERC Federal Energy Regulatory Commission Assessment of Demand Response and Advanced Metering [En línea]. - Septiembre de 2007. - Septiembre de 2010. - <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/09-07-demand-response.pdf>.
- [49] gasNatural Fenosa Las red de distribución del futuro Smart Grid [En línea]. - Mayo de 2010. - Julio de 2010. - [http://catedrasempresa.esi.us.es/endesared/documentos/Seminario%20David%20Trebolle/Smart grids.pdf](http://catedrasempresa.esi.us.es/endesared/documentos/Seminario%20David%20Trebolle/Smart%20grids.pdf).



- [50] General Electric The Smart Grid Lunch and Learn [En línea] // Session 5: The Smart Grid-The View from Rural America. - Junio de 2010. - http://www.usea.org/USEA_Events/Smart-Grid-Briefings/Session_5-The_Smart_Grid-The_View_from_Rural_America.pdf.
- [51] General Electric The Smart Grid Lunch and Learn [En línea] // Session 4: The Smart Grid-The Transmission View. - Junio de 2010. - http://www.usea.org/USEA_Events/Smart-Grid-Briefings/Session_4-The_Smart_Grid-The_Transmission_View.pdf.
- [52] General Electric The Smart Grid Lunch and Learn [En línea] // Session 3: The Smart Grid-The Distribution View. - Junio de 2010. - http://www.usea.org/USEA_Events/Smart-Grid-Briefings/Session_3-The_Smart_Grid-The_Distribution_View.pdf.
- [53] General Electric The Smart Grid Lunch and Learn [En línea] // Session 2: The Smart Grid-The Consumer View. - Junio de 2010. - http://www.usea.org/USEA_Events/Smart-Grid-Briefings/Session_2-The_Smart_Grid-The_Consumer_View.pdf.
- [54] General Electric The Smart Grid Lunch and Learn [En línea] // Session 1: The Smart Grid and its Benefits. - Mayo de 2010. - http://www.usea.org/USEA_Events/Smart-Grid-Briefings/Session_1-The_Smart_Grid_and_its_Benefits.pdf.
- [55] Gering Kip Technology [En línea] // A Meter Perspective on Cyber Security. - Junio de 2010. - Julio de 2010. - <http://www.eei.org/magazine/EEI%20Electric%20Perspectives%20Article%20Listing/2010-05-01-TECHNOLOGY.pdf>.
- [56] Gilbert López Fabian López, Jorge Velásquez, Mario Plata Garcia Pontificia Universidad de Javeriana [En línea] // Sistemas de Telemedición de Servicios Públicos en Santafé de Bogotá. - Mayo de 2000. - Mayo de 2010. - <http://triton.javeriana.edu.co/carrera/tgrado/2000-2/telemedicion.PDF>.
- [57] Gilberto Vidrio Lopez Roberto Castan Luna, Fernando Ramirez Garduño, David Pascacio Maldonado Boletín IIE [En línea] // Sistemas de Medición Avanzada para Usuarios Geográficamente Conectados. - Diciembre de 2010. - <http://www.iie.org.mx/boletin032010/breve03.pdf>.
- [58] GTM RESEARCH THE EMERGENCE OF METER DATA MANAGEMENT (MDM). - Agosto de 2010.
- [59] GTM RESEARCH THE SMART GRID IN 2010 [En línea] // MARKET SEGMENTS, APPLICATIONS AND INDUSTRY PLAYERS. - Julio de 2009. - Diciembre de 2010. - http://www.infraxinc.com/resources/collateral/documents/TheSmartGridin2010_2431.pdf.
- [60] Hart Energy Publishing AMR Offers Multiple Benefits [En línea]. - Mayo de 2005. - Mayo de 2010. - <http://www.itron.com/na/PublishedContent/AMR%20offers%20multiple%20benefits.pdf>.
- [61] Herold Rebecca Smart Grid Privacy Concerns [En línea]. - Septiembre de 2009. - Mayo de 2010. - http://www.privacyguidance.com/files/SmartGridPrivacyConcernsTableHeroldSept_2009.pdf.



- [62] Historia de la Electricidad [En línea]. - Septiembre de 2010. -
http://www.electricalfacts.com/Neca/Science_sp/electricity/history_sp.shtml.
- [63] IEC - International Electrotechnical Commission Norma IEC 61968 Application Integration at Electric Utilities – System Interfaces for Distribution management [En línea] // Part 9: Interface Standard for Meter Reading and Control. - International Electrotechnical Commission. - 1. - Julio de 2010.
- [64] IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers Getting Smat: With a Clearer Vision of the Intelligent Grid, Control Emerges from Chaos. - 2010.
- [65] IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers The Path of the Smart Grid. - 2010.
- [66] IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers Getting Smart: Innovation and Trends for Future Electric Power System. - 2008.
- [67] IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers Grid of the Future. - 2009.
- [68] IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers Ten Steps to a Smarter Grid [En línea]. - Febrero de 2010. - Junio de 2010.
- [69] IIE Instituto de Investigaciones Eléctricas Visión general de la norma IEC 61968 y la adaptabilidad con las normas IEC 61850/61970 [Presentada al Comité de Gestión Geográfica del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador (MEER)]. - Cuenca : [s.n.], Noviembre de 2009.
- [70] IIR España IIR presenta el 2º Encuentro Específico de Automatic Metering Reading en España. - 2008.
- [71] INCOP Instituto Nacional de Contratación Pública [En línea] // Modelo de Pliegos Obligatorios . - 2008. - Enero de 2011. -
http://www.compraspublicas.gov.ec/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=106&Itemid=128.
- [72] INCOP Instituto Nacional de Contratación Pública [En línea] // IMPLEMENTACIÓN Y PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE TELE MEDICIÓN PARA 350 CLIENTES ESPECIALES CON MEDIDOR ELECTRÓNICO INCLUIDO. - 2009. - Diciembre de 2011.
<http://www.compraspublicas.gob.ec/ProcesoContratacion/compras/PC/informacionProcesoContratacion2.cpe?idSoliCompra=MzIwMjA3>.
- [73] Indra LAS REDES ELECTRICAS INTELIGENTES: El aporte de las TIC [En línea]. - Mayo de 2010. - Octubre de 2010. -
http://www.fundaciongasnatural.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/Madrid%2020100526/2_Santiago%20Blanco.pdf
- [74] ISO New England Overview of the Smart Grid—Policies, Initiatives, and Needs [En línea]. - 17 de Febrero de 2009. - Septiembre de 2010. - http://www.iso-ne.com/pubs/whtpprs/smart_grid_report_021709_final.pdf.



- [75] ITRON Advanced Metering Infrastructure [En línea] // Risk Analysis for Advanced Metering. - 2008. - Diciembre de 2010. - http://www.m2mpremier.com/uploadFiles/Risk_Analysis_for_Advanced_Metering%5B1%5D.pdf.
- [76] ITRON Itron White Paper Meter Data Management [En línea] // Itron Enterprise Edition Meter Data Management Connects AMI to the Enterprise: Bridging the Gap Between AMI and CIS. - 2006. - Agosto de 2010. - https://itron.com/PublishedContent/Itron_Enterprise_Edition_Meter_Data_Management_Connects_AMI_to_the_Enterprise.pdf.
- [77] ITRON The utility of the future: reaching new heights [En línea]. - 2003. - Julio de 2010. - http://www.narucmeetings.org/Presentations/elec_busi_itron_s06.pdf.
- [78] KEMA Smart Grid Overview [En línea]. - 11 de Febrero de 2009. - Junio de 2010. - http://neea.org/research/documents/Section1_Smart_Grid_Overview.pdf.
- [79] KEMA Meter data management: The key to unlocking benefits throughout the utility [En línea]. - 2011. - <http://www.kema.com/services/consulting/utility-future/smart-grid/meter-data-management.aspx>.
- [80] Landis+Gyr AMI Solution [En línea] // Advanced Metering Infrastructure Residencial. - Febrero de 2008. - Noviembre de 2010. - http://www.nepa-ru.com/Landis+Gyr_files/aim/01_web_ami_description_en.pdf
- [81] Martínez Ernesto Vázquez Vulnerabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia. - 2003. - Vol. 6.
- [82] M.Gonzales-Longatt Prof. Francisco Sistemas de Potencia I [En línea] // Introduccion a los Sistemas Eléctricos de Potencia. - 2008. - Junio de 2010. - http://www.fglongatt.org.ve/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-IntroSP.pdf.
- [83] Ministerio de Energía y Minas Guatemala [En línea] // GENERACION DISTRIBUIDA. - Mayo de 2010. - <http://www.mem.gob.gt/Portal/Documents/ImgLinks/2009-10/1367/Generaci%C3%B3n%20Distribuida.pdf>.
- [84] Modern Markets Intelligence Inc Smart Grid Today [En línea] // Glossary of Terms and Abbreviations . - 2010 . - Agosto de 2010. - <http://www.smartgridtoday.com/public/departament40.cfm>.
- [85] Municipalidad de Cuenca Concejo Cantonal // REFORMA A LA ORDENANZA PARA LA GESTION Y CONSERVACION DE LAS AREAS HISTORICAS Y PATRIMONIALES DEL CANTON CUENCA. - Cuenca : [s.n.], 2010.
- [86] National Institute of Standards and Technology NIST NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0 [En línea] // <http://www.nist.gov/index.html>. - Enero de 2010. - Mayo de 2010. - http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf.
- [87] nbi New Buildings Institute Advanced Metering and Energy Information Systems [En línea]. - Julio de 2009. - Agosto de 2010. - http://newbuildings.org/sites/default/files/metering-EPA_83378201.pdf.



- [88] NEW DELHI MUNICIPAL COUNCIL Tender Document [En línea] // Providing & Implementation of Operational Automation Systems for Power, Commercial & Electricity Department and . - Julio de 2009. - Junio de 2010. - <http://www.ndmc.gov.in/Tender/UtilityTender.doc>.
- [89] n-economía Smart Grid: el mercado de la energía en la red gracias a las TIC [En línea]. - 10 de Mayo de 2010. - 2010 de Junio. - http://www.n-economia.com/notas_alerta/pdf/ALERTA_NE_05-2010.PDF.
- [90] NIST National Institute of Standards and Technology [En línea] // Guidelines for Smart Grid Cyber Security: Smart Grid Cyber Security Strategy, Architecture, and High-Level Requirements. - Agosto de 2010. - Vol 1. - Diciembre de 2010. - http://www.nist.gov/smartgrid/upload/nistir-7628_total.pdf.
- [91] NIST National Institute of Standards and Technology [En línea] // NIST Smart Grid Update. - 16 de Septiembre de 2009. - Octubre de 2010. - <http://ita.doc.gov/td/energy/Smart%20Grid%20NIST.pdf>.
- [92] NYSEG New York State Electric and Gas Company Advanced Metering Infrastructure Overview and Plan [En línea]. - Febrero de 2007. - http://www.dps.state.ny.us/NYSEG_RGE_AMI_Filing.pdf.
- [93] Pleno de la Asamblea Constituyente Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública. - 2008.
- [94] Registro Oficial Organo del Gobierno del Ecuador REGLAMENTO GENERAL DE LA LEY ORGÁNICA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACIÓN PÚBLICA [En línea]. - Mayo de 2009. - Agosto de 2010.
- [95] REGULATORY ASSISTANCE PROJECT ISSUES LETTER [En línea] // RED ELÉCTRICA INTELIGENTE O POLÍTICAS INTELIGENTES: ¿QUÉ VIENE PRIMERO?. - Julio de 2009. - Mayo de 2010. - http://www.raonline.org/docs/RAP_IssuesletterSmartGrid_Spanish_2009_07_16.pdf.
- [96] Revista ABB Energía distribuida, energía alternativa y sostenibilidad [En línea]. - Enero de 2001. - Mayo de 2010. - [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/C9D3A5D0B1EA2BB7C1256DDD00346E52/\\$File/31-33%20M700%20-%20SPA.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/C9D3A5D0B1EA2BB7C1256DDD00346E52/$File/31-33%20M700%20-%20SPA.pdf).
- [97] Revista ABB Lo más brillante de la energía [En línea] // Una visión de red eléctrica autocorrectora. - Abril de 2006. - Mayo de 2010. - [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/A1589B79E09201E9C125723E0032EA2D/\\$File/21-25%204M673_SPA72dpi.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/A1589B79E09201E9C125723E0032EA2D/$File/21-25%204M673_SPA72dpi.pdf).
- [98] ROA Research on Asia Grup Introduction to Smart Grid [En línea] // Latest Developments in the U.S., Europe and South Korea. - Julio de 2009. - Mayo de 2010. - <http://images.tmcnet.com/tmc/vertical/smartgrid/images/ROA-Group-Smart-Grid.pdf>.
- [99] Rudnick Pablo Rámila y Hugh Medición Inteligente en Santiago de Chile [En línea]. - 2009. - Mayo de 2010. - <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/RamilaRudnickMI.pdf>.



- [100] SII Servicio Informativo Iberoamericano Cuenca es Patrimonio Cultural de la Humanidad [En línea]. - Junio de 2000. - Mayo de 2010. - <http://www.oei.org.co/nuevo%20sii/nentrega5/art07.htm>.
- [101] Silver Spring Network The fundamental foundation of the Smart grid is a Smart network [En línea]. - Octubre de 2010. - http://www.silverspringnet.com/pdfs/SSN_LF_TL_FINAL.pdf.
- [102] Silver Spring Communication Module for GE kV2c™ Meter. - 2010.
- [103] SISCO Model Driven Integration: Standards and Concepts [En línea]. - Julio de 2003. - Agosto de 2010. - http://www.ieee.org/portal/cms_docs_pes/pes/subpages/meetings-folder/2003_Toronto/panelpresentations/track3/readonly_814_ieee_gm03_sisco_presentation.pdf.
- [104] SISCO The Standards Based Integration Company [En línea] // 61968 – 1-2: Web Services Implementation Profile. - Junio de 2010. - Agosto de 2010. - <http://cimug.ucaiu.org/Meetings/Milan2010/Presentations/CIM%20University/05%2061968-1-2%20Web%20Services%20Overview.pdf>.
- [105] SISCO The Standards Based Integration Company [En línea] // 61968 – 9 Meter Reading and Control. - Junio de 2010. - Agosto de 2010. - <http://cimug.ucaiu.org/Meetings/Milan2010/Presentations/CIM%20University/03%2061968-9%20Meter%20Reading%20and%20Control.pdf>.
- [106] Smart Meters Smart Meters to Surpass 300 Million by 2016 [En línea]. - 2011. - Enero de 2011. - <http://www.smartmeters.com/the-news/1130-smart-meters-to-surpass-300-million-by-2016.html>.
- [107] SmartMeters Smart Meters to Surpass 300 Million by 2016 [En línea]. - Noviembre de 2010. - <http://www.smartmeters.com/the-news/1130-smart-meters-to-surpass-300-million-by-2016.html>.
- [108] Spaur Matthew Smart Grid—Smart Meters [En línea] // Smart Meter Infrastructure Is Keystone of the Smart Grid. - Octubre de 2008. - Mayo de 2010. - https://www.itron.com/na/PublishedContent/GAS25_03tobob%20Spaur.pdf.
- [109] Stevenson William D. Analisis de Sistemas Electricos de Potencia [Libro]. - Bogota- Colombia : McGRAW-HILL LATINOAMERICANA, S.A., 1979. - Vol. 2.
- [110] Synapse Energy Economics, Inc. advanced metering infrastructure– Implications for Residential Customers in New Jersey [En línea]. - Julio de 2008. - Septiembre de 2010. - <http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapseReport.2008-07.NJ-DRA.AMI-New-Jersey-Customers-.07-103.pdf>.
- [111] The Ascent Group, Inc Meter Reading Profiles & Best Practices 2009 [En línea] // A Benchmark Study of Meter Reading. - 2009. - Octubre de 2010. - <http://www.cfs.purdue.edu/richardfeinberg/callcenterpapers/MRPBPSummary.pdf>.



- [112] Tom Galuska Marketing Manager, AMI – Water and Gas The Energy Information Loop [En línea] // Here's the path information takes from your smart meter to your electricity bill. - Octubre de 2008. - Enero de 2011. - <http://www.grimsbypower.com/files/GrimsbySmartMeterFAQ.PDF>.
- [113] UCA UtiliSec Working Group The SG Security Working Group (UCAIug) & The NIST Cyber Security Coordination Task Group [En línea] // SECURITY PROFILE FOR ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE. - Diciembre de 2009. - 1.0. - Diciembre de 2010. - [http://osgug.ucaiug.org/utilisec/amisec/Shared%20Documents/AMI%20Security%20Profile%20\(ASAP-SG\)/AMI%20Security%20Profile%20-%20v1_0.pdf](http://osgug.ucaiug.org/utilisec/amisec/Shared%20Documents/AMI%20Security%20Profile%20(ASAP-SG)/AMI%20Security%20Profile%20-%20v1_0.pdf).
- [114] UISOL Utility Integration Solutions The Power of Integration [En línea]. - Diciembre de 2005. - Julio de 2010. - <http://cimug.ucaiug.org/Groups/EAI/WG14-ScottNeuman.ppt>.
- [115] UNIDAD DE GENERACION, DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA DE GUAYAQUIL-ELECTRICA DE GUAYAQUIL El Instituto Nacional de Contratación Pública-INCOP [En línea] // APROVISIONAMIENTO NECESARIO DE RECURSOS TECNOLÓGICOS CONSIDERADOS EN EL PROYECTO DE TELEMETRÍA CON PROVISIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS. - 2010. - Abril de 2011. - <http://www.compraspublicas.gob.ec/ProcesoContratacion/compras/PC/informacionProcesoContratacion2.cpe?idSoliCompra=MzczMTky>.
- [116] Unique Mbane SA AMR Data Concentrator Unit [En línea] // Smart Metering Load Management Data Unit. - Octubre de 2010. - <http://www.uniquembane.co.za/pdf/AMR%20Concentrator.pdf>.
- [117] Universidad de Catalunya Departament de Enginyeria Electronica [En línea] // El concepto de Smart Metering en el nuevo escenario de distribucion electrica. - Diciembre de 2010. - <http://upcommons.upc.edu/e-prints/bitstream/2117/9066/1/5025.pdf>.
- [118] Utili Point International The Department of Energy Raises Bar for Smart Grid /Smart Metering Initiatives - Key Strategies for Success [En línea]. - 2010. - Noviembre de 2010. - http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/wp_emieter_utilipoint_1_.pdf.
- [119] Utility AMI High-Level Requirements [En línea]. - Agosto de 2006. - Agosto de 2010. - http://www.nationalelectricityforum.org/2007/pdfs/UtilityAMI_High-Level_Reqv2-7Approved.pdf.
- [120] Utility AMI Utility Industry AMI Requirements Development [En línea]. - Agosto de 2008. - Septiembre de 2010. - <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/pub/SmartGrid/H2G/UtilityAMI-OpenHAN-Meeting-August-2008>.
- [121] Villamar Jorge M. Huacuz Boletín iie [En línea] // Generación eléctrica distribuida con energías renovables. - Octubre de 1999. - Mayo de 2010. - <http://www.iie.org.mx/reno99/tenden.pdf>.
- [122] Wikipedia La Enciclopedia Libre Smart Meter [En línea]. - Septiembre de 2010. - http://en.wikipedia.org/wiki/Smart_meter#cite_note-6.



- [123] Wikipedia La Enciclopedia Libre - Article: Regional transmission organization [En línea]. - oct de 2010. - http://en.wikipedia.org/wiki/Regional_transmission_organization .
- [124] Wikipedia La Enciclopedia Libre - Article: Smart Grid [En línea]. - Abril de 2010. - http://en.wikipedia.org/wiki/Smart_grid.
- [125] Wikipedia La Enciclopedia Libre - Backbone [En línea]. - Octubre de 2010. - <http://es.wikipedia.org/wiki/Backbone>.
- [126] Wikipedia La Enciclopedia Libre - Cortafuegos (informática) [En línea]. - Octubre de 2010. - http://es.wikipedia.org/wiki/Cortafuegos_%28inform%C3%A1tica%29.
- [127] Wikipedia La Enciclopedia Libre - Power Line Communications [En línea]. - Octubre de 2010. - http://es.wikipedia.org/wiki/Power_Line_Communications .
- [128] Wikipedia La Enciclopedia Libre - Red inalámbrica [En línea]. - Octubre de 2010. - http://es.wikipedia.org/wiki/Red_inal%C3%A1brica .
- [129] Wikipedia La Enciclopedia Libre - Sistema Global para las Comunicaciones Móviles [En línea]. - Octubre de 2010. - http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_Global_para_las_Comunicaciones_M%C3%B3viles.
- [130] Wikipedia La Enciclopedia Libre - Tecnologías de la información y la comunicación [En línea]. - Octubre de 2010. - http://es.wikipedia.org/wiki/Tecnolog%C3%ADas_de_la_informaci%C3%B3n_y_la_comunicaci%C3%B3n#Los_terminales .
- [131] ZigBee Alliance ZigBee Solutions in Advanced Metering Infrastructure [En línea]. - Septiembre de 2007. - Julio de 2010. - http://www.zigbee.org/imwp/idms/popups/pop_download.asp?contentID=11712.