REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.

- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.

- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MODELO REGULATORIO PARA LA TARIFACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LOS PARÁMETROS TÉCNICOS NECESARIOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN EN EL ECUADOR.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÈCTRICO

ARTEAGA GUATO JOSE AMADOR

jos.arteaga@yahoo.com

MOROCHO CATUCUAGO GIOVANNY OSWALDO

giovany.gomc@hotmail.com

DIRECTOR: ING. FABIÀN NOVOA

fnovoa@cenace.org.ec

Quito, Enero 2015

DECLARACIÓN

Nosotros, ARTEAGA GUATO AMADOR JOSE, MOROCHO CATUCUAGO GIOVANNY OSWALDO, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

ARTEAGA GUATO AMADOR JOSE

MOROCHO CATUCUAGO GIOVANNY OSWALDO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por ARTEAGA GUATO AMADOR JOSE, MOROCHO CATUCUAGO GIOVANNY OSWALDO, bajo mi supervisión.

Ing. Fabián Novoa

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme la vida y la oportunidad de cumplir una meta más la etapa de mi vida

A mis padres, por ser el ejemplo y el apoyo en toda esta etapa de mi vida, por su paciencia y amor que han sabido darme

A todos los Ingenieros que durante todo este tiempo supieron compartir su conocimiento y amistad, ya que gracias a sus enseñanzas y experiencias he logrado culminar esta etapa de mis estudios

A mis amigos y compañeros con los que compartí tantas vivencias fuera y dentro de las aulas , en la lucha por ser buenos profesionales y dejar nuestro nombre y el de nuestra institución siempre en alto.

La Empresa Eléctrica de Riobamba, EERSA, por brindarnos la apertura para utilizar sus instalaciones y e información para el desarrollo de este proyecto.

GRACIAS ELÈCTRICA

JOSÉ ARTEAGA

DEDICATORIA

A mis padres, por guiarme en este camino de ser la persona que soy, ser una fuente de inspiración y superación en la vida, por su perseverancia y compañía incondicional, a mis hermanos quienes me motivaron para superarme y ser una persona de útil en la vida.

A todos los compañeros Eléctricos que conformamos un lazo de amistad y hermandad con quienes nos volveremos a ver en la vida profesional

Especialmente:

Juan Andrés

Melanie Daniela

JOSE ARTEAGA

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme la vida y la oportunidad de cumplir una meta más la etapa de mi vida

A mis padres, por ser el ejemplo y el apoyo en toda esta etapa de mi vida, por su paciencia y amor que han sabido darme

A todos los Ingenieros que durante todo este tiempo supieron compartir su conocimiento y amistad, ya que gracias a sus enseñanzas y experiencias eh logrado culminar esta etapa de mis estudios

A mis amigos y compañeros con los que compartí tantas vivencias fuera y dentro de las aulas

A ti por a ver estado en todo este proceso, gracias bb

La EERSA por brindarnos la apertura para utilizar sus instalaciones y datos del sistema

GRACIAS ELÈCTRICA

GIOVANNY MOROCHO

DEDICATORIA

Esta tesis la dedico con mucho cariño y amor.

A mi padre, por guiarme en este camino de ser la persona que soy, a mis hermanos quienes me motivaron para superarme y ser una persona de útil en la vida.

A mi madre quien ha sido la fuente de inspiración y superación en la vida de quien he aprendido todo, quien con su ayuda incondicional ha sabido prepararme para seguir adelante en todo este proceso.

A todos los compañeros Eléctricos con lo que conformamos un lazo de amistad y hermanada con quienes nos volveremos a encontrar en la vida profesional

GIOVANNY MOROCHO

CONTENIDO

INDICE GENERAL I
INDICE DE ILUSTRACIONES VI
INDICE DE GRAFICOS VII
INDICE DE TABLAS IX
RESUMEN XI
INTRODUCCIÓN XII

INDICE GENERAL

1. CAPITULO I 1
INTRODUCCIÓN, GENERALIDADES, OBJETIVOS, ALCANCE Y JUSTIFICACIÓNDEL PROYECTO 1

1.1 INTRODUCCIÓN 1
1.1.1 MODELO CENTRALIZADO 2
1.1.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 3
1.1.3 INDEPENDENCIA ENERGETICA 3
1.1.4 ENTIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 3
1.2 GENERALIDADES 4
1.3 OBJETIVOS 7
1.3.1 OBJETIVO GENERAL 7
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 7
1.4 ALCANCE 7
1.5 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO 8

2. CAPITULO II 10

VISIÓN DE LAS SMART GRIDS; TIPOS DE TECNOLOGÍA QUE UTILIZA, EXPERIENCIAS INTERNACIONALES 10

2.1 QUE SON LAS SMART GRIDS?: DEFINICIONES 10
2.2 CONCEPTO DE UNA RED INTELIGENTE 11
2.2.1 CARACTERÍSTICAS 11
2.2.2 NECESIDAD DE LA RED INTELIGENTE 13
2.2.3 AGENTES INVOLUCRADOS / INTERESADOS 15
2.3 SITUACIÓN ACTUAL Y TENDENCIAS FUTURAS DE LAS SMART GRIDS 17
2.4 ETAPAS HACIA LA RED INTELIGENTE 17
2.4.1 ELEMENTOS DE LA RED 18
2.4.1.1 Centros de transformación 18
2.4.1.2 Equipos de alta tensión 18
2.4.1.3 Subestaciones 19
2.4.2 PROTECCIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LA RED 19
2.4.3 SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y TELECOMUNICACIONES 20
2.4.4 REGULACIÓN Y MERCADO ELÉCTRICO 22
2.4.5 LECTURA AUTOMÁTICA DE LOS MEDIDORES 23
2.5 MARCO NORMATIVO 24
2.5.1 CASO ESPAÑOL 24
2.5.2 CASO CHILENO 25
2.5.3 CASO ITALIANO (NORMA ITALIANA ARG/ELT 39/10) 26
2.5.4 CASO BRASILEÑO 28
2.6.1 ALMACENAMIENTO Y RECARGA DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS ENCHUFABLES 32
2.6 BENEFICIOS TÈCNICOS DE LA IMPLENTACION DE LAS SMART GRIDS 34
2.7.1 LOS EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS PÉRDIDAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN (EFECTO JOULE) 35
2.7.2 ASPECTOS AMBIENTALES 35

3. CAPITULO III 37

COMPARACIÓN DE MODELOS DE TARIFACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, REGULACIÓN E INCENTIVOS PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO, TIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA APLICABLES 37

3.1 PROYECTO DE LEY PERUANA …… 37

3.1.1 LEYES RELACIONADAS CON INCENTIVOS PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA 39

3.1.2 PROYECTOS DE ENERGIAS RENOVABLES IMPLEMENTADOS EN EL PERÙ 42

3.2 PROYECTO DE LEY ESPAÑOLA PLAN FUTU RED 43

3.2.1 LEYES Y PROYECTOS RELACIONADAS CON INCENTIVOS PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA EN ESPAÑA 51

3.2.2 PROYECTOS RELACIONADAS CON LAS ENERGIAS RENOVABLES EN ESPAÑA 51

3.3 BRASIL Y LA REDES INTELIGENTES 54

3.3.1 LEYES QUE IMPULSAN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LA MICROGENERACIÓN 56

3.3.2 PROYECTOS PARA LA IMPLEMENTACION DE ENERGIAS RENOVABLES EN BRASIL 58

3.4 COLOMBIA INTELIGENTE 59

3.4.1 LEYES Y PROYECTOS RELACIONADAS CON INCENTIVOS PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA EN COLOMBIA 61

3.4.2 PROYECTOS RELACIONADAS CON LA IMPLEMETACION DE GENERACION DISTRIBUIDA EN COLOMBIA 62

3.5 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR 64

3.5.1 ECUADOR: LEYES PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ENERGÍAS RENOVABLES 65

3.5.2 ECUADOR Y LOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES 66

3.5 LEYES QUE PODRIAN SER APLICADAS EN LA NORMATIVA ECUATORIANA. 68

3.6 PROPUESTA DE REGULACION PARA EL SECTOR ECUATORIANO EN BASE A LA EXPERIENCIA DE LOS PAÌSES MENCIONADOS 70

4. CAPITULO IV 89

ANALISIS DE LAS TECNOLOGÍAS DE SMART GRIDS APLICABLES PARA LA GESTIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ESTABLECER UNA PROPUESTA TÉCNICA DE APLICACIÓN A UNA DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN 89

4.1 CYMDIST - ANÁLISIS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 95

4.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA RIO BLANCO 96

4.3 ANALISIS DE ALIMENTADORES EN LA EERSA 403 96

4.3.1 ALIMENTADOR A PENIPE 96

4.3.1.1 Simulaciones de alimentador 403 96

4.3.2 ALIMENTADOR A PENIPE CONFIGURACIÓN EN PARALELO CON EL ALIMENTADOR A GUANO (402) 102

4.3.3 ALIMENTADOR A PENIPE CONFIGURACION EN PARALELO CON EL ALIMENTADOR A GUANO (402) EL ALIMENTADOR A SAN ANDRES (204) 107

4.4 ANALISIS DE ALIMENTADORES EN LA EERSA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA 111

4.4.1 PROYECTOS DE IMPLEMENTACIÒN DE SISTEMAS DE PANELES SOLARES ACOPLADOS A LA RED 111

4.4.1.1 Modelo de paneles solares, arreglo para acoplamiento a la red 111

4.4.1.2 Modelo seleccionado para la simulación en el programa 114

4.4.1.3 Sitios en el alimentador en los cuales se ubicó los paneles solares 115

4.4.2 PROYECTO DE IMPLEMENTACIÒN SISTEMA DE CENTROS DE CARGA Y DESCARGA PARA VEHICULOS ELÉCTRICOS 118

4.4.2.1 Tipos de Recarga para los Vehículos Eléctricos 118

4.4.2.2 Lugares en el alimentador donde se encuentra los centros de recarga y descarga de los Vehículos Eléctricos 120

4.5 ANÁLISIS DE DEMANDA EN EL ALIMENTADOR 403 CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA 122
4.6 ANALISIS DE PERDIDAS EN EL ALIMENTADOR 403 CON GENERACION DISTRIBUIDA 126
4.7 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL ALIMENTADOR CON GD Y SIN GD 128
4.7.1 RESULTADOS DE LA SIMULACION CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL ALIMENTADOR CON GD 130
4.7.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÒN CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL ALIMENTADOR SIN GD 131
4.7.3 EFECTO DE LA GD EN LAS PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES EN LA EERSA CON GENERACIÒN DISTRIBUIDA 133
4.8.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA EL RAMAL SIN DG 134
4.8.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA EL RAMAL CON DG 136
4.8 PARAMETROS PREVIOS A LA IMPLEMENTACIÓN DE GENERACION DISTRIBUIDA Y LAS SMART GRIDS 137
4.9 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROPUESTA PLANTEADA 138

5. CAPITULO V 148
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 148

5.1 CONCLUSIONES 148
5.2 RECOMENDACIONES 150
BIBLIOGRAFIA 152
DOCUMENTOS REFERENCIADOS 154
REGULACIONES: 155
ANEXO1 156
ANEXO 2 157
ANEXO 3 158
ANEXO 4 160

INDICE ILUSTRACIONES

Figura 1.1 Demanda energética por sectores en Ecuador (año 2012), ... 5

Figura 2.1 Modelo energético actual 14

Figura 2.2 Modelo Energético del futuro..... 15

Figura 2.3 Modelos de estructuras de control y comunicaciones 22

Figura 2.4 Comparación de dos generaciones de medidores..... 23

Figura 2.5 Ejemplo de una red de distribución que aloja una cantidad limitada de generación Distribuida 31

Figura 2.6 Penetración de Vehículos Eléctricos a la red de distribución..... 32

Figura 3.1 Detalle de la estructura de generación en tiempo real RED ELECTRICA DE ESPAÑA 53

Figura 3.2 Matriz energética de Brasil..... 58

Figura 4.1 Área de cobertura EE Riobamba..... 89

Figura 4.2 Pérdidas de energía por Empresa Distribuidora..... 90

Figura 4.3 Resumen de las Ventas Energía de la EERSA. 90

Figura 4.4 Nivel de Voltaje de la los alimentadores de la EE Riobamba..... 91

Figura 4.5 Resumen de las compra de Energía de la EERSA..... 91

Figura 4.6 Resumen de Generación bruta de Energía de la EERSA..... 92

Figura 4.7 Sectores atendidos por las Empresas Distribuidoras 93

Figura 4.8 Cobertura de las Empresas Distribuidoras 93

Figura 4.9 Funciones del Programa CYMDIST 95

Figura 4.10 Límite de variaciones de voltaje 97

Figura 4.11 Modelo de un sistema con paneles solares conectados a la red eléctrica 111

Figura 4.12 Modelo para una vivienda conectada a la red eléctrica 112

Figura 4.15 Configuraciones para la recarga y descarga de los vehiculos Eléctrico . 120

Figura 4.16 Cuadro de opciones para la simulación de cortocircuito..... 129

INDICE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 Modelo de Tarifación eléctrica 76

Gráfico 4.1 Alimentadores de la EERSA Fuente CYMDIST 94

Gráfico 4.2 Características a máxima demanda del alimentador 403..... 97

Gráfico 4.3 Características a máxima demanda para simulación del alimentador 403.. 98

Gráfico 4.4 Características de la generación de Rio Blanco..... 98

Gráfico 4.5 Nivel de voltaje de la generación de Rio Blanco 99

Gráfico 4.6 Simulación a máxima demanda del alimentador 403 100

Gráfico 4.7 Resultados simulación a máxima demanda del alimentador 403 en el "peor caso"..... 101

Gráfico 4.8 Resultado gràfico de la simulación a máxima demanda del alimentador 403 en el "peor caso" 101

Gráfico 4.9 Simulación a máxima demanda del alimentador 403 en el "peor caso" sin la generación de Rio Blanco..... 102

Gráfico 4.10 Configuración de los alimentadores 403 y 402(Guano)..... 103

Gráfico 4.11 Simulación del alimentador 402 a máxima demanda 104

Gráfico 4.12 Simulación de los Alimentadores 403 y 402 en paralelo a màxima demanda..... 105

Gráfico 4.13 Simulaciòn de los alimentadores 403 y 402 en paralelo a màxima demanda sin el aporte de la generación de Rio Blanco..... 106

Gráfico 4.14 Configuración de los alimentadores 403, 402(Guano) y 204(San Andrés) 107

Gráfico 4.15 Simulación de los Alimentadores 204 a máxima demanda 108

Gráfico 4.16 Simulación de los Alimentadores en paralelo a máxima demanda... 109

Gráfico 4.17 Simulación de los alimentadores en paralelo a máxima demanda sin la generación de Rio Blanco 110

Gráfico 4.13 Modelo de un arreglo con paneles solares conectados a la red eléctrica 113

Gráfico 4.14 Modelo para simulaciòn del sistema para los paneles solares 114

Gráfico 4.18 Parroquia de Quimiag instalación de 24 kW..... 115

Gráfico 4.19 Parroquia Riobamba, San Gerardo instalación de 8 kW 116

Gráfico 4.20 Parroquia Penipe, Cubijies instalación de 8 kW 116

Gráfico 4.21 Parroquia Penipe instalación de 8 kW..... 117

Gráfico 4.22 Parroquia Penipe,Bayushig instalación de 8 kW 117

Gráfico 4.23 Parroquia Penipe centro de recarga y descarga de 36 kW (3.4h) y 18 kw(8h) 121

Gráfico 4.24 Parroquia Riobamba centro de recarga y descarga de 36 kW (3.4h) y 18kw(8h) 122

Gráfico 4.26 Curva de Demanda con generación distribudida 403..... 124

Gráfico 4.27 Horario para funcionamiento de la generación distribudida 403..... .125

Gráfico 4.28 Esquema de funcionamiento para los centros de recarga y descarga ... 125

Gráfico 4.29 Resultado de la simulación del A 403 a máxima demanda sin GD 126

Gráfico 4.30 Resultado de la simulación del A 403 a máxima demanda con GD .. 126

Gráfico 4.31 Resultado de la simulación del A 403 a máxima demanda sin GD y la generación de Rio Blanco 127

Gráfico 4.32 Resultado de la simulación del A 403 a máxima demanda con GD y la generación de Río Blanco, mejoramiento de nives de voltaje..... 128

Gráfico 4.33 Resultado de cortocircuito sin GD 130

Gráfico 4.34 Corriente de falla vista desde la parte de BT sin GD 131

Gráfico 4.35 Resultado de cortocircuito con GD 132

Gráfico 4.36 Corriente de falla vista desde la parte de BT con GD 133

Gráfico 4.37 Ubicación del ramal para la simulación de la coordinación de protecciones 134

Gráfico 4.38 Coordinación de protecciones del ramal con un tirafusible de 25 A sin GD 135

Gráfico 4.39 Coordinación de protecciones del ramal con un tirafusible de 30 A sin GD 136

Gráfico 4.40 Gráfico de Ingresos Netos a los dos precios analizados 146

INDICE TABLAS

Tabla 2.1 Características Smart Grids. 13

Tabla 2.2 Situación actual y futura de las Smart Grids. 17

Tabla 3.1 Ley Nº 27510 que creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica, FOSE, Pagina 2 39

Tabla 3.2 Duración de los periodos tarifarios 49

Tabla 3.5 Cuadro Resumen de la normativa para Smart Grids de todos los países analizados 88

Tabla 4.1 Caracteristicas técnicas y nùmero de paneles solares empleados 112

Tabla 4.2 Tabla de Consumo para cada centro de recarga y descarga instalados 120

Tabla 4.3 Cuadro de resultado del Análisis de las pérdidas técnicas 127

Tabla 4.4 Cuadro de Inversión Inicial 139

Tabla 4.5 Cuadro de costo de la Inversión total del proyecto 139

Tabla 4.6 Cuadro de costo de Reinversiones del proyecto..... 140

Tabla 4.7 Cuadro datos para calculo de ingresos del proyecto 140

Tabla 4.8 Cuadro de Ingreso por venta de energía 141

Tabla 4.9 Cuadro de Costos 142

Tabla 4.10 Cuadro de Costos de mantenimiento 142

Tabla 4.11 Cuadro de Costos de mantenimiento y costo total del proyecto..... 143

Tabla 4.12 Cuadro de Ahorro por pérdidas del proyecto 144

Tabla 4.13 Cuadro de Resumen del proyecto 145

Tabla 4.14 Cuadro resumen para la selección del precio..... 147

RESUMEN

En este proyecto de titulación se plantea una propuesta de Regulación para la generación distribuida y los parámetros técnicos relacionados con la nueva tecnología Smart Grids. A través de la visión de experiencias internacionales y de lo realizado en países vecinos.

El trabajo proporciona una visión global y los requerimientos, económicos y técnicos necesarios para la implementación de generación distribuida y las tecnologías de Smart Grids en el campo de la generación no convencional, con el fin de determinar los principales efectos en una Empresa de Distribución.

De manera complementaria analiza, mediante simulaciones en un Alimentador de la Empresa Eléctrica de Riobamba, las ventajas y desventajas que presentan la implementación de las mismas.

INTRODUCCIÓN

La modernización en la rama de la energía eléctrica se da a través de la implementación de generación distribuida acompañada con la tecnología Smart Grids, que es un sistema inteligente que ayuda a obtener datos de producción y consumo en tiempo real, además de proporcionar información en línea al consumidor a través de su computador.

Smart Grids se basa en la necesidad de reemplazar las energías no renovables por energías eficientes y limpias, además de estimular la inversión y demanda eficiente del servicio eléctrico.

Muchos temas son considerados como: red de telecomunicaciones, telemedición, calidad de servicio, confiabilidad del sistema, alumbrado público, generación de energía eléctrica con fuentes renovables, micro generación, gestión de la demanda, electrificación rural, disminución de pérdidas no técnicas, e incluso la generación a nivel de media tensión

1. CAPITULO I

INTRODUCCIÓN, GENERALIDADES, OBJETIVOS, ALCANCE Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

1.1 INTRODUCCIÓN

La revolución en la rama de la energía eléctrica se da a través de la implementación de generación distribuida y la tecnología Smart Grids, que es un sistema inteligente que ayuda a obtener datos en tiempo real, mismo que permite una mejor visión del funcionamiento de la generación, transmisión y distribución. Además de visibilizar más a la red eléctrica al consumidor, que puede consultar el estado de su instalación y el consumo energética de la misma.

Smart Grids se basa en la necesidad de reemplazar las energías no renovables por energías eficientes y limpias, además de estimular la inversión y demanda del servicio, la introducción de componentes de almacenamiento, generación distribuida, ahorro energético; aplacando las necesidades de las actuales condiciones relacionadas con: grandes inversiones, aspectos ambientales (calentamiento global), crecimiento de la demanda, limitadas y escasas capacidades de fuentes primarias convencionales, etc. Documento Referenciado [1]

El modelo de las Smart Grids también tiene como objeto, la independencia energética, dejando de lado el modelo centralizado de generación y los monopolios de los mismos, lo que conlleva que el esquema monopolista de las empresas distribuidoras se disuelva, convirtiendo al usuario final en elemento activo del sistema, capaz de producir energía para su consumo y el de sus vecinos.

El implementar este tipo de tecnología, conlleva un gran reto ya que con él se debe trabajar en la implementación y capacitación de toda la población ecuatoriana. Los

agentes encargados de la difusión serian tanto empresas públicas como privadas, de tal manera que tendrían que trabajar en conjunto. Documento Referenciado [2]

1.1.1 MODELO CENTRALIZADO

A lo largo de la historia, la satisfacción de la demanda energética se ha basado en la construcción de grandes centrales hidráulicas, nucleares y los grandes centros de generación térmica que no es más que la utilización de combustibles fósiles para calentar agua y con su vapor mover las turbinas, convirtiendo la energía mecánica en energía eléctrica.

Sin embargo estas centrales deben estar lo más cerca posible a las fuentes que suministran su energía, ríos de gran altura, ríos de gran caudal, fuentes de gas natural, refinerías de crudo, etc. Sin embargo, esto lleva a instalarlas en lugares remotos alejados de los centros de carga, necesitando la instalación de una red que permita el transporte de esa enorme cantidad de energía generada lejos hasta los puntos de consumo.

Las Empresas comenzaron con la política de abastecer de energía eléctrica hasta el último cliente, independientemente de su ubicación, un trabajo que hasta la actualidad continua en proceso, pero, a estos clientes lejanos resulta difícil llegar con energía de calidad, ya que las pérdidas por la longitud del conductor se incrementan, además de la inversión económica que ello representa, son algunas de las razonas por las cuales se implementa la generación con pequeñas centrales (generación distribuida).

Por otro lado, las líneas de transmisión por mejor equipamiento y tecnología que puedan tener, siempre estarán ligadas a grandes pérdidas y vulnerables a la suerte del clima y/o el medio ambiente y demás eventualidades provocadas, ya sean por choques, caídas de árboles etc.

1.1.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Con las Smart Grids se busca cubrir la demanda energética sin la dependencia de los combustibles fósiles, es decir la creación de microcentrales a lo largo de la red de distribución, ya sean estas de generación eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, etc. La finalidad es crear fuentes de energía lo más cercano a la carga para de esa manera mitigar las pérdidas que se dan en la transmisión de energía.

Estas microcentrales mejorarían positivamente los perfiles de voltaje, mejorando la calidad del servicio eléctrico a lo largo de la red involucrada con la generación distribuida.

1.1.3 INDEPENDENCIA ENERGETICA

El ingreso de Smart Grids también tiene la finalidad es alcanzar un 20% de la generación. Documento Referenciado [3] , que deba ser con energía de fuentes no convencionales, fuentes renovables; cumpliendo un servicio de calidad y confiable. Con ello alcanzar una independencia energética, es decir, donde el consumidor tenga una amplia gama de ofertantes de energía, y este podrá decidir la energía que compra de qué fuente a que costo.

Este modelo representa un reto muy grande, no solo por las campañas de información y concientización en la población ecuatoriana, sino también porque esto implica romper el monopolio natural de las grandes centrales generadoras, transmisoras y distribuidoras, además de la capacitación del personal implicado en la implementación de esta nueva tecnología.

1.1.4 ENTIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El sector eléctrico ecuatoriano comprende varias empresas, públicas como privadas, a lo largo de la red se encuentran monitoreadas y controladas por el CENACE, que se encarga de la parte operativa y control de la energía a nivel nacional, cumpliendo

con estándares y normativas de calidad de servicio eléctrico. CONELEC, la entidad que se encarga de regular y normar a los agentes del sector eléctrico, TRANSELECTRIC/CELEC EP, otro agente que se encarga de la transmisión y operación de las redes en alto voltaje, a nivel de subestaciones. Empresas distribuidoras, son 10 empresas ubicadas a lo largo del país que tienen la concesión para brindar servicio eléctrico en las diferentes comunidades, por lo general cada empresa representa a su provincia más algunas cubren aéreas adicionales.

A demás de estos agentes, se cuenta una gran cantidad en el sector de generación de energía, Paute/Molino que a su vez funciona como barra slack para el sistema, y cubre a su vez un valor aproximado de 28% de la demanda de energía, sin embargo con la entrada de las nuevas centrales hidro-generadoras se espera cubrir en 70% de la demanda, su diferencia se cubre con generación térmica en muchos casos de las mismas empresas distribuidoras, y de la compra extranjera por medio del sistema de transmisión a Colombia y Perú.

1.2 GENERALIDADES

El implemento de las Smart Grids en el Ecuador comprende un gran reto, no solo por el contexto de su significado, su inversión económica, sino además por el esfuerzo de su implementación, es decir, que engloba toda la capacitación y concientización sobre su implantación, tanto por la nueva tecnología como por los agentes implicados en su desarrollo.

Los actores fundamentales para difundir en la comunidad están comprendidos por Ministerio de Electricidad y Energías Renovables MEER, CONELEC, CENACE, TRANSELECTRIC EP, todas las empresas de distribución; además de los Ministerios, Gobierno Central y local, y sobre todo el cliente final quien entra a formar parte activa del sector eléctrico.

El ingreso de las Smart Grids, implica el uso de tecnología de última generación para incluir la generación de energías renovables al sistema de distribución, especialmente para la medición de la energía bidireccional incluyendo al usuario como parte activa del sistema consumidor-generador de energía, la razón de ello es el problema económico que involucra, por ello la necesidad de establecer un marco regulatorio y una estandarización

Por otro lado, además de la micro generación estática, se promueve su almacenamiento, principalmente del uso de autos eléctricos, que es el transporte donde también se busca su eficiencia. Como es de conocimiento general, es en este campo donde se consumen enormes cantidades de combustibles fósiles contribuyendo de manera exuberante a la contaminación y al calentamiento global, y lograr eficiencia en este sector, es una de las tareas a seguir.

A lo largo de la historia, el transporte es el mayor consumidor de energía, esta es provista principalmente por combustibles fósiles, siendo el principal aportador de gases del efecto invernadero y contaminación global, la Figura 1 muestra un global de demanda energética a nivel nacional.

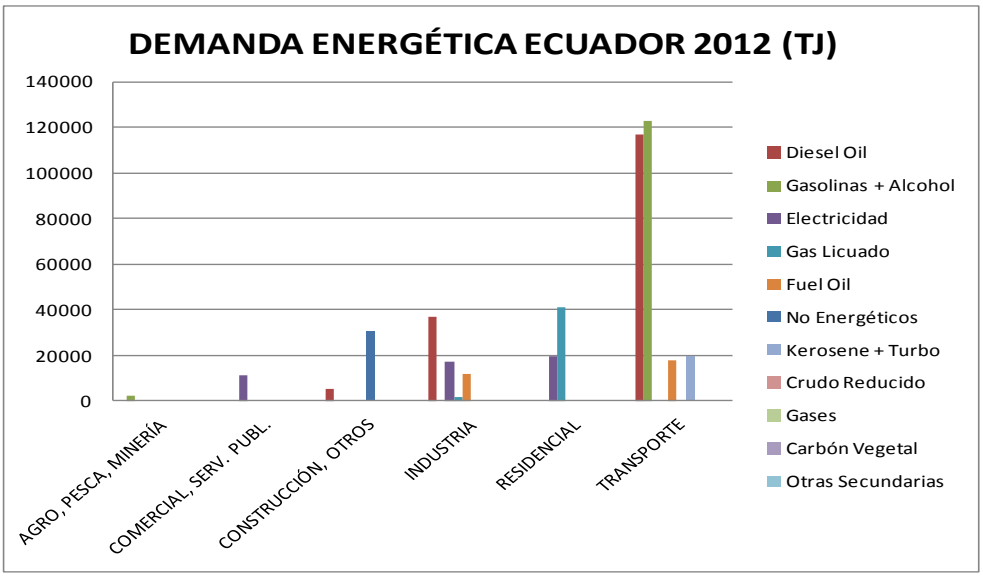


Figura 1.1Demanda energética por sectores en Ecuador (año2012), Documento Referenciado [3]

El auto eléctrico tiene la competencia de mientras no está circulando, está conectado a la red, su energía almacenada puede ser utilizada en otro sector, la energía se puede derivar y dirigir hacia los sectores donde más sea necesaria, además en caso extremo, de no haber demanda energética, se puede almacenar en la baterías de automóvil eléctrico, en las noches, donde la demanda es mínima y tenerla disponible para cuando los picos de consumo lo requieran.

Las bases de que surjan las Smart Grids, son dos requerimientos primordiales, una de ellas relacionado con el tráfico energético unidireccional que actualmente resulta altamente ineficiente, para ello las empresas están apostando por la telemetría que permite realizar una lectura de los medidores a control remoto, a distancia y en tiempo real, y a su vez dar una información al usuario de cuanta energía está consumiendo, gestionando su propio consumo de una manera más eficiente y controlada, sacando un mayor partido de la red eléctrica sin tener que abrir más centrales de combustión de derivados de petróleo, evitando así el impacto medioambiental. Documento Referenciado [5]

Se hace necesario aumentar la inteligencia de las redes de distribución para aumentar su efectividad, pero resulta más económico y seguro, optar por centrales eólicas y solares, y aunque su fuente natural viento y sol no son controlables, pueden contribuir a cubrir la demanda de pequeñas cargas.

Para ello se establece una propuesta técnica de implementación de SMART GRIDS en una de las empresas distribuidoras que dan servicio en el país, con centros de acopio para los vehículos en lugares específicos, donde no intervenga con el servicio normal de la empresa, y donde sea necesario almacenar energía para cubrir la demanda y mejorar la calidad de servicio eléctrico.

Se plantea un método para su tarifación ya sea por compra o venta de energía eléctrica en la micro generación, dentro de los parámetros técnicos y de los requerimientos de regulación de frecuencia.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer un modelo regulatorio para la tarifación de la generación distribuida y determinar los parámetros técnicos aplicables a una de las empresas de distribución, y las tecnologías para la implementación de las Smart Grids.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los parámetros técnicos requeridos para la gestión de la generación distribuida, relacionados con la tecnología de Smart Grids.
- Analizar un modelo regulatorio de tarifación para la generación distribuida.
- Establecer una propuesta técnica para la implementación de la generación distribuida en una de las empresas de distribución.

1.4 ALCANCE

El trabajo proporcionará una visión global de los requerimientos necesarios para la implementación de la generación distribuida y su relación con la tecnología Smart Grids. Para el efecto, un elemento de soporte constituirá la realización de simulaciones con el fin de determinar los principales efectos en las redes de distribución de implementar generación distribuida.

La tesis permitirá conocer los principales desarrollos regulatorios, afines a la inclusión de la generación distribuida y las tecnologías de Smart Grids, aplicables para la incorporación a los sistemas de distribución. Se realizará un análisis comparativo entre las diferentes normativas.

1.5 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

En el futuro próximo, las opciones de energía serán acordes con un planeta más inteligente ("*Smart*").

Una red inteligente se caracterizada por:

- Flujos bidireccionales
- Participación activa del consumidor basada en información

Utiliza:

- Fuentes renovables de generación
- Micro-generación
- Almacenamiento de energía
- Integración de transporte híbrido

Aspectos en concordancia con políticas, estrategias, planes, acciones y servicios que integren diferentes fuentes de energía, redes eléctricas y tecnologías de información y comunicaciones con una participación activa de la demanda.

Mejorar el desempeño en las redes de los sistemas eléctricos de transmisión y distribución es un objetivo ambicioso, pero no por ello inalcanzable. Preparar los sistemas de distribución para la tecnología de Smart Grids: significa reorganizar y actualizar la red, mejorar la recolección y el manejo de la información: completa y actualizada. Información técnica que permita el análisis de la operación, protecciones y pérdidas.

Generación Distribuida es la estrategia de atender la demanda con generación de pequeña escala ubicada cerca del punto de consumo, cambiando el paradigma de los sistemas de distribución.

Los beneficios a corto y largo plazo de este tipo de plantas por ejemplo para zonas no interconectadas, la reducción del precio de energía renovable, en este tipo de energía amerita estudiar, desarrollar proyectos para crear una infraestructura de generación con fuentes renovables.

El desarrollo del sector energético es estratégico para el Ecuador, como Política de Estado para cambiar su Matriz Energética, con una red inteligente que genera y distribuye electricidad de una forma más efectiva, económica, segura y en forma sostenible logrando reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica, por lo cual se ha tomado como base los diferentes seminarios realizados por la Escuela Politécnica Nacional, el CIEEPI, etc.

2. CAPITULO II

VISIÓN DE LAS SMART GRIDS; TIPOS DE TECNOLOGÍA QUE UTILIZA, EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

2.1 QUE SON LAS SMART GRIDS?: DEFINICIONES

Aunque no existe una definición general estándar, la Plataforma Tecnológica Europea de Smart Grids (Smart Grids: European Technology Platform) define una red inteligente como "una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella: generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico."

La red inteligente es la entrega de información energética transparente, de doble vía, sin interrupciones e instantánea, permitiendo a la industria eléctrica gestionar de manera óptima la generación, transmisión y suministro de electricidad, empoderando a los consumidores a tener un mejor control sobre sus decisiones energéticas.

Las redes inteligentes son visión de la infraestructura futura de suministro de energía eléctrica, que mejora la eficiencia y resiliencia de las redes, resolviendo las amenazas respecto a la sostenibilidad energética.

Resiliencia: capacidad de crear fortalezas para recuperarse luego de un evento catastrófico

Empoderamiento o apoderamiento: se refiere al aumento de la fortaleza espiritual, política, social o económica de los individuos y las comunidades.

Sostenibilidad energética: planificación de un desarrollo energético, asegurando que el uso de los recursos garantice la disponibilidad de los mismos para futuras generaciones

Consumidor: actor clave de las redes inteligentes

2.2 CONCEPTO DE UNA RED INTELIGENTE

2.2.1 CARACTERÍSTICAS

Una red inteligente emplea productos y servicios innovadores junto con monitorización inteligente, técnicas de control, comunicaciones y tecnologías de autoajuste con el fin de:

Fomentar la participación de los usuarios de forma activa en la red.

Permitir la coexistencia en la red de todo tipo de generadores, independientemente de su tamaño o tecnología.

Suministrar a los usuarios una mayor cantidad de información y opciones a la hora de seleccionar el suministro eléctrico.

Reducir el impacto ambiental por medio de mejoras en la eficiencia de la generación y el transporte energético.

Mejorar el nivel de la energía eléctrica generada, permitiendo al usuario que lo requiera disponer de cierto grado de calidad en su suministro energético.

Promover la integración de los sistemas eléctricos individuales hacia un sistema regional, y facilitar el transporte de energía a largas distancias.

A continuación se representan en una tabla las principales características que implementarán las Smart Grids, realizando una comparación de dichas características con las equivalentes en la red eléctrica actual:

Posibilidades	Hoy	Futuro
Automatización.	Existencia muy limitada de elementos de monitorización, reservándose a la red de transporte	Integración masiva de sensores, actuadores, tecnologías de medición en todos los niveles de la red.
Inteligencia y control.	La red actual de distribución carece de inteligencia, implementando un control manual	Se enfatiza la creación de un sistema de información e inteligencia distribuidos en el sistema.
Habilitación del consumidor.	No información o muy escasa. Pocas opciones de selección	Información completa-oportuna. Varias alternativas de selección. Compra y venta (eBay)
Habilitación de generación y almacenamiento.	Dominio de generación centralizada. Muy poca generación distribuida o generación con energías renovables.	Facilidades para los recursos distribuidos (plug and play) como complemento a la generación centralizada.
Posibilidades de nuevos productos, servicios y mercados	Interacción casi cero con distribución	Distribución y consumidores como fuente para la transmisión. Crecimiento de mercados secundarios.
Anticipación y respuesta a eventos en la red	Protección de activos después de disturbios (disparos relés)	Prevención de disturbios. Minimización del impacto y recuperación más rápida
Operación más resistente a ataques y desastres naturales	Red vulnerables a ataque y desastres naturales	Detección pronta, mitigación y recuperación pronta y eficiente.
Calidad eléctrica.	Solo se resuelve los cortes de suministro, ignorando los problemas de calidad eléctrica. De esta forma persisten problemas de huecos de tensión, perturbaciones, ruido eléctrico, etc.	Calidad eléctrica que satisface a industria y clientes. Identificación y resolución de problemas de calidad eléctrica.

Vehículos eléctricos	Recientemente se están empezando a incorporar puntos de recarga eléctrica en la red, que solo permiten la recarga de las baterías de los vehículos	La incorporación de los vehículos a la red, está demandando nuevas infraestructuras especializadas diseñadas a la recarga y a permitir que cada vehículo pueda convertirse en pequeñas fuentes de generación.

Tabla 2.1 Características Smart Grids.

Fuente: Elaboración propia

En resumen, una Smart Grids se basa en el uso de sensores, comunicaciones, capacidad de computación y control, de forma que se mejora en todos los aspectos las funcionalidades del suministro eléctrico. Un sistema se convierte en inteligente adquiriendo datos, comunicando, procesando información y ejerciendo control mediante una realimentación que le permite ajustarse a las variaciones que puedan surgir en un funcionamiento real.

2.2.2 NECESIDAD DE LA RED INTELIGENTE

La humanidad ha experimentado en el último siglo un desarrollo inmenso sustentado en el consumo energético, basado en el aprovechamiento de fuentes de energía de origen fósil.

Basados en esta forma de consumir combustibles fósiles, el ser humano se ha basado hasta la actualidad, en un modelo energético en el cual se sigue un rigurosa cadena que se lleva a cabo en el siguiente orden: generación, distribución, transporte y consumo.

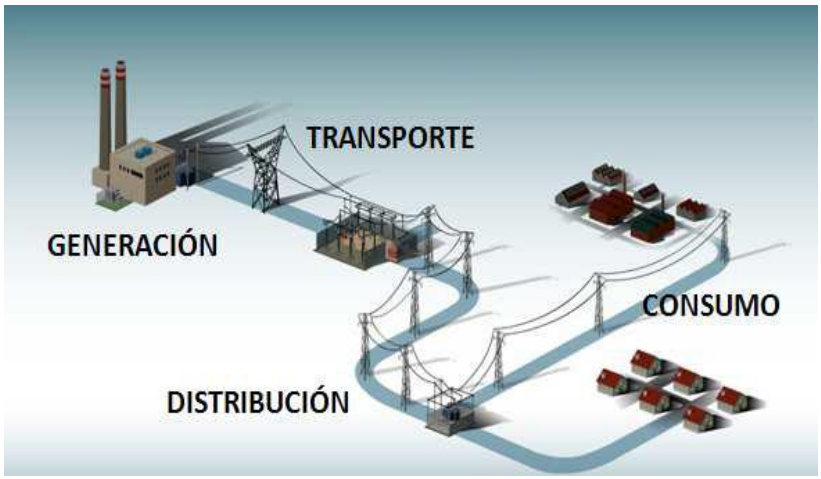


Figura 2.1 Modelo energético actual

Fuente: REE

Sin embargo, el cambio de este modelo intensivo en consumo, es más que una necesidad hoy en día, tendiendo el nuevo modelo a la diversificación de las fuentes de energía, un mayor aprovechamiento de las energías renovables y la eficiencia y el ahorro energético.

El sistema eléctrico como lo conocemos tiene más de 100 años de vigencia

Ha proporcionado un buen servicio a la sociedad salvo por problemas esporádicos: interrupciones (blackouts).

La cantidad de energía que un país utiliza hoy en día, es solo en una menor proporción en forma de electricidad. Esto cambiará en el futuro por la adopción de la Matriz Energética (movilidad eléctrica principalmente y la eliminación del subsidio al gas)

La eficiencia del sistema eléctrico convirtiendo las formas convencionales de uso de energía (hidráulica, carbón, gas y eólica), a eléctrica es baja.

El nuevo modelo energético pretende transformar el sistema actual en un sistema distribuido, en el cuál cualquier agente que esté conectado a la red tiene la posibilidad de aportar energía eléctrica, posibilitando la creación del micro generador,

de forma que no existe una dependencia tan directa como con la generación energética actual.

Figura 2.2 Modelo Energético del futuro

Fuente: The 4th General Assembly of the European Technology Platform on Smart Grids

2.2.3 AGENTES INVOLUCRADOS / INTERESADOS

Desde miembros del gobierno hasta los usuarios finales, cada agente colaborará para dar forma al sistema de Smart Grids.

Usuarios: El papel interpretado por el usuario en las Smart Grids, dará un cambio radical. Surgirá la demanda de nuevos y mejorados servicios, además de habilitar la posibilidad para los usuarios de conectar la generación energética individual a la red, con el fin de vender el excedente energético generado. Otras mejoras que se habilitarán serán la tarificación en tiempo real y la libertad para elegir los suministradores energéticos.

Compañías de redes eléctricas y servicios energéticos: Los propietarios y operadores de las redes serán los responsables de responder a las peticiones de los usuarios de una forma eficiente y con un costo ajustado. Por tanto, estarán obligados a realizar la investigación necesaria para garantizar el cumplimiento de los requisitos demandados. Por otro lado las empresas de servicios energéticos serán las

encargadas de hacer tangible el ahorro obtenido gracias a las mejoras implementadas tanto en la red, como en los hogares, resaltando también el ahorro obtenido gracias a los cambios en los hábitos de consumo energético de las personas.

Investigadores y Desarrolladores: Para llevar a cabo el desarrollo de la red eléctrica será necesario realizar una fuerte inversión en investigación aplicada a la demanda y la generación, así como en las tecnologías necesarias para realizar la implementación de la red de telecomunicaciones que sustente la transferencia de datos necesaria para la monitorización y control de la red. La cooperación entre las universidades y centros de investigación, compañías eléctricas, fabricantes, reguladores y legisladores será imprescindible para implementar el desarrollo tecnológico requerido.

Operadores: Las limitaciones al libre comercio entre Agentes están afectando a la apertura de mercados, normas y procedimientos comerciales. Los clientes se beneficiarán de la oportunidad de poder elegir el proveedor de energía que mejor se adapte a sus necesidades, (bajo el esquema de mercados desregulados), modificando los esquemas eléctricos vigentes.

Generadores: Las redes eléctricas son complejos sistemas integrados y hay una importante interacción entre generadores, las redes, y la demanda. En el futuro será importante fomentar la participación de agentes que puedan aportar energía a la red, facilitándoles el acceso tanto a nivel tecnológico, como normativo.

Reguladores: El mercado energético y los servicios relacionados, deben ser apoyados por un marco regulador claro y estable, con normas bien establecidas.

Agentes gubernamentales: El gobierno del Ecuador deberá preparar una nueva legislación que se encargue de regir todos los aspectos y trámites relacionados. Se espera que el aumento de la competencia, repercuta en una reducción de las tarifas, aunque por otro lado la integración de las energías renovables en la red, requerirán una fuerte inversión inicial.

2.3 SITUACIÓN ACTUAL Y TENDENCIAS FUTURAS DE LAS SMART GRIDS

Red existente	Red futura
Poca volumen de información	Alto volumen de información (por ej. AMI, Autopista Mesoamericana de la Información)
Poca orientación a la eficiencia normalmente, solo pérdidas	Alta eficiencia en toda la cadena y en el consumo
Poca conciencia del medio ambiente	El medio ambiente es importante y se incorpora el concepto de sostenible
Transforma pocas formas de energía centralizadamente	Transforma múltiples formas de energía en forma distribuida
Vulnerable al riesgo derivado de factores internos y externos	Mitiga el riesgo de mal funcionamiento interno y limita el impacto de factores externos
Orientación a consumo fijo, poco variante en el tiempo	Consumidor fijo o móvil, variante en el tiempo (consume o genera)
Flujo de potencia unidireccional	Flujo de potencia bidireccional
Comunicación unidireccional	Comunicación bidireccional
Supervisión semiautomática o manual	Supervisión remota
Control limitado, generalmente centralizado	Control avanzado, control distribuido
Consumidor pasivo, casi nunca participación, poco informado	Múltiples opciones del consumidor, participación en el mercado, información de cantidad y calidad

Tabla 2.2 Situación actual y futura de las smart grids.

Fuente: Seminario CIEEPI 2011

2.4 ETAPAS HACIA LA RED INTELIGENTE

El desarrollo e implantación de las Smart Grids será algo progresivo y tendrá una fuerte dependencia con los avances tecnológicos y políticos que hoy en día se están llevando a cabo. Aunque son numerosos los campos en los que se trabaja

actualmente, a continuación se describe alguno de ellos, los avances más destacados.

2.4.1 ELEMENTOS DE LA RED

2.4.1.1 Centros de transformación

Generalmente los transformadores son dispositivos muy confiables, con una vida útil entre 20 y 35 años, con un mínimo de 25 años a una temperatura de funcionamiento de 65-95ºC. Sin embargo, en la práctica, la vida de uno de estos transformadores puede llegar a los 60 años con un mantenimiento apropiado.

Actualmente se está trabajando en varios campos relativos a estos elementos de la red eléctrica. La prevención de incidentes de funcionamiento, es un asunto de vital importancia, en el que se están desarrollando técnicas para prevenir la ruptura de los tanques de aceite.

Otro tema que se aborda en relación a estos elementos, es el diagnóstico y optimización de su vida útil. En este campo se está realizando modelos de predicción y simulaciones de forma que se pueda conocer el comportamiento de los transformadores, pudiendo anticipar metodologías de mantenimiento adecuadas. Por otro lado se tiende a instalar sistemas de monitorización para la detección de anomalías de funcionamiento, o para la captura de datos que facilite a posterior la elaboración del modelo de funcionamiento.

2.4.1.2 Equipos de alta tensión

La llegada de los nuevos seccionadores de líneas, con características de conmutación optimizadas, pueden combinarse con modernos controladores electrónicos, para conseguir operaciones óptimas, de forma que, las conmutaciones de sobretensiones o anomalías en la red que afectan la calidad eléctrica, podrían eliminarse.

La optimización y ampliación de la infraestructura existente requiere métodos de monitorización y visualización de los parámetros críticos. Los sensores ópticos de tensión y de corriente, proporcionan un excelente aislante en entornos de alta tensión, permitiendo medir altos voltajes y corrientes de una forma transparente.

Estas características, junto a su tamaño compacto y su amplio ancho de banda, hacen que estos dispositivos resulten perfectos para realizar estas medidas.

2.4.1.3 Subestaciones

La creciente población, urbanización e industrialización en conjunto con la generación de energía remota, especialmente en el caso de energías renovables está incrementando la necesidad de transmisión con un mayor volumen de energía a grandes distancias. Esto sitúa las subestaciones como una pieza clave en la recepción y entrega energética.

Dada la creciente densidad de población en las ciudades, cada vez es más complicado encontrar un emplazamiento adecuado para las subestaciones eléctricas.

Dado este problema, surge la idea de integrar las subestaciones bajo los edificios de apartamentos o centros comerciales. Esta tarea requiere de una serie de especificaciones y estudios que aseguren un correcto funcionamiento de la red eléctrica.

Por otro lado, se está tendiendo integrar cierta capacidad de computación y automatización en las subestaciones como primer paso hacia la Smart Grid. De esta forma según la normativa IEC 61850 se comienza a aplicar “inteligencia” a estos elementos de la red que serán capaces de comunicar directamente con otros elementos.

2.4.2 PROTECCIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LA RED

Los sistemas de automatización en subestaciones, encargados de interconectar una serie de dispositivos han existido desde hace unos 20 años, usando protocolos

propietarios, esos sistemas se han encargado principalmente de la supervisión de elementos. Hoy en día, este tipo de sistemas han evolucionado y siguen haciéndolo, siguiendo como base los protocolos y actuaciones declarados en IEC 61850, utilizando comunicaciones peer-to-peer, red entre pares o red punto a punto (*P2P*, por sus siglas en inglés) y habilitando el intercambio de datos entre sistemas a diferentes niveles y con herramientas diferentes, permitiendo además de la supervisión, controlar una serie de dispositivos o variables.

Por otro lado, el aumento de la generación energética renovable y la cogeneración, requieren la aplicación de tecnologías de forma que se posibilita su gestión y protección. Este impacto en las redes eléctricas se manifiesta actualmente, tanto en la transmisión como en la distribución de este tipo de energías. En particular, el efecto en las subestaciones, tanto en su protección como en su control, ha sido profundo, debido a la necesidad de gestionar electricidad intermitente y de varios niveles de voltaje.

Por tanto para el desarrollo, y supervisión de los elementos de la red, surgen hoy en día una gran cantidad de soluciones para la monitorización energética y de parámetros asociados a esta.

2.4.3 SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y TELECOMUNICACIONES

Las comunicaciones entre los diferentes dispositivos de los Centros de transformación y el Centro de Control y Supervisión, no han tenido hasta ahora un estándar que permita una comunicación de datos eficiente, dificultando la implantación de los sistemas SCADA en los centros de transformación. Además, la interfaz con los relés era en muchos casos, inexistente.

Para solventar estos problemas se ha creado el protocolo internacional IEC 61850, que define la comunicación entre diferentes dispositivos conectados a una red de área local y se han desarrollado nuevos dispositivos, los IEDs, que integran elementos de comunicación para el telecontrol.

Es importante recordar las capas técnicas que componen la red eléctrica inteligente al desarrollar la estrategia y la hoja de ruta hacia la transformación. Al nivel más alto, las tecnologías de la red eléctrica inteligente pueden dividirse en tres capas:

- Capa de energía, generación de energía, transmisión, subestaciones, red de distribución y consumo de energía.
- Capa de comunicaciones. Red de área local (LAN), red de área amplia (WAN), red de área de campo (FAN)/AMI y red de área residencial (HAN), que permiten el soporte de la infraestructura de Tecnologías de Información.
- Capa de aplicaciones. Control de respuesta de demanda, facturación, control de averías, monitoreo de carga, mercados energéticos en tiempo real y nueva gama de servicios al cliente.

Si bien se requerirán cambios en las tres capas, es probable que la capa de comunicaciones sea la que más cambios requiera. De las tres capas, la de comunicaciones es la que posibilita la existencia de la red eléctrica inteligente, aunque la red no será verdaderamente inteligente si no se desarrolla adecuadamente la capa de aplicaciones. Esta capa actúa como sistema circulatorio para interconectar los distintos sistemas y dispositivos, la capa de energía con la capa de aplicaciones, para comunicar ambas completamente con la cadena de suministro de energía.

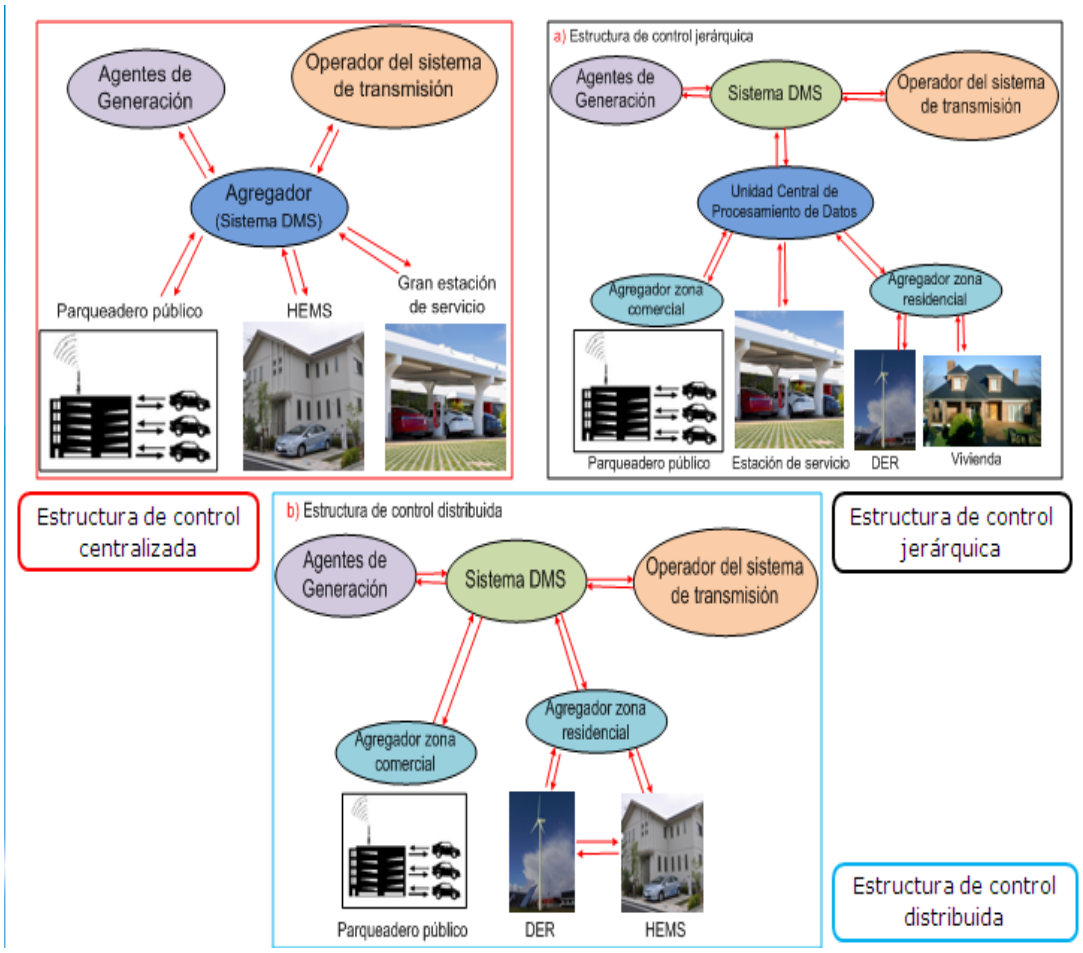


Figura 2.3 Modelos de estructuras de control y comunicaciones

Fuente: Conferencia sobre Redes Inteligentes de Energía San Juan Argentina, Junio 2014

2.4.4 REGULACIÓN Y MERCADO ELÉCTRICO

La evolución actual de las Tecnologías de la Información (Information Technology), sistemas de monitorización, gestión energética a nivel local, así como las tecnologías inteligentes para el hogar abren nuevas oportunidades para las iniciativas del lado de la demanda en el negocio eléctrico.

Al mismo tiempo, hay una creciente necesidad de participación de parte del consumidor en la cadena de suministro eléctrico. De forma que la generación local cobrará un alto interés. Todo este cambio en el sistema eléctrico requerirá nuevas políticas de regulación y normativas que faciliten la transformación de la red.

2.4.5 LECTURA AUTOMÁTICA DE LOS MEDIDORES

Una etapa para transformar la red de distribución, puede comenzar instalando medidores inteligentes, como puede verse en la ilustración 2.3. Los medidores inteligentes están formados por una caja electrónica y un puerto de comunicación. En su configuración básica, miden electrónicamente cuánta energía se consume en períodos determinados y transmiten estos datos a la empresa. En este tipo de dispositivo, la mayor parte de la información sobre el nivel de consumo de los usuarios y las conclusiones elaboradas a partir de ella fluyen del usuario al operador. En este nivel de implementación, el sistema se denomina lectura automática de los medidores.

Figura 2.4 Comparación de dos generaciones de medidores

Fuente: Conferencia Regional sobre Redes Inteligentes de Energía Santiago, 12 - 13 Octubre 2010

Las funciones iniciales proporcionadas, suelen ser las siguientes:

1. Lectura remota del consumo eléctrico, cada 15 minutos
2. Facturación basada en el consumo real
3. Capacidad de disparo remoto y consenso remoto para el cierre manual del interruptor (gestión de aspectos contractuales, como desconexión de usuarios morosos, reconexión tras el pago de la deuda, entre otras situaciones)
4. Modificación remota de los parámetros contractuales, como nuevas tarifas;

5. Registro de accesos no autorizados a los medidores, por ejemplo, intentos de manipulación
6. Registro de la calidad del suministro energético proporcionado a cada usuario (número y duración de las interrupciones, entre otros datos)
7. Registro de las curvas de carga activa y reactiva
8. Balance energético en el transformador de potencia de la red de distribución, con el objeto de detectar problemas en los transformadores o robos de electricidad.
9. En el caso del sistema de control y adquisición de datos, la información fluye sobre todo en forma ascendente: de los medidores hacia los centros de gestión de datos locales o nacionales. La necesidad de contar con un flujo de información inverso de la empresa hacia los medidores y los usuarios.

La regulación del CONELEC No-005/08 menciona algunos aspectos para la implementación de medición inteligente en el país, pero no considera medición para usuarios residenciales.

2.5 MARCO NORMATIVO

No existe en el Ecuador una normativa específica para las Smart Grids, aunque sí se regulan algunos aspectos relacionados con los conceptos que manejan las redes inteligentes.

A continuación se mencionan algunos decretos y normativa existente en otros países.

2.5.1 CASO ESPAÑOL

El Real Decreto (español) 661/2007 regula la actividad de generación en régimen especial y establece una serie de exigencias técnicas para que el régimen especial

colabore en la estabilidad del sistema, ya sea ofreciendo la posibilidad de participar en los servicios de ajuste del sistema a las unidades que puedan ser despachadas (cogeneraciones, biomasas…) como exigiendo el cumplimiento de ciertos requisitos a las de carácter intermitente (eólica, solar, hidráulica…). Entre éstas últimas destacan la obligatoriedad de realizar ofertas al mercado y pagar por los desvíos (incluso en el caso de solicitar el precio fijo regulado) o la obligatoriedad de que todas las instalaciones de más de 10 MW reporten a un centro de control.

Por otra parte hay que mencionar que habitualmente las regulaciones suelen resolver conflictos que se producen una vez que los sistemas están bastantes maduros. Inicialmente se generan legislaciones que favorecen el desarrollo de las tecnologías (por ejemplo subvencionando mediante primas las generaciones de determinadas energías renovables) y posteriormente se reducen las ayudas y se solventan y regulan los problemas técnicos que puedan surgir.

A nivel europeo también existen directivas que fomentan aspectos relacionados como puede ser la 2004/8/CE sobre fomento de la cogeneración o bien la que fomenta el uso de la energía procedente de fuentes renovables, 2009/28/CE.

2.5.2 CASO CHILENO

La administración General de Energía, señala que "el sistema chileno tiene características técnicas que permitirían una incorporación relativamente sencilla de esta tecnología, sin embargo, se requiere de modificaciones a la regulación vigente, de modo de permitir que las redes de distribución sean abiertas a un modelo de operación bidireccional y al acceso de los clientes, incluso aquellos de menor tamaño, a la elección de su suministrador y de un esquema tarifario diario".

La tecnología está madura como para comenzar implementaciones masivas. No obstante, para el ejecutivo, el tema regulatorio es vital para el éxito de estos proyectos: "Las inversiones iniciales son significativas y deben existir señales claras que generen los incentivos para acometerlas. Muy especialmente, se deben implementar modelos de remuneración de los servicios de red que exijan y

reconozcan las posibilidades de las redes inteligentes, concretamente la integración de la generación distribuida al consumo y el reconocimiento de los costos reales de la energía".

ABB en Chile manifiesta que la mayor limitación, más allá del tema normativo, radica en "las distancias entre puntos de generación y centros de consumo y, por otro lado, el hecho de que prácticamente el 100% de la energía generada en el SING (sistema del norte) es en base a carbón. En este último caso, quizás este tipo de redes permitan incorporar energías renovables con la consecuente administración para el ahorro de costos y la incorporación de los bonos de carbón".

El Ejecutivo también destaca la alta eficiencia del sistema eléctrico nacional. "En distribución, ya hace más de 10 años que las empresas eléctricas han comenzado a integrar automatización en sus redes eléctricas, lo que es la antesala para el desarrollo de redes inteligentes. Las grandes empresas distribuidoras en Chile, como Chilectra, están siguiendo muy de cerca la evolución y resultados obtenidos en los proyectos de redes inteligentes para evaluar un eventual proyecto a futuro.

2.5.3 CASO ITALIANO (NORMA ITALIANA ARG/ELT 39/10)

El ente regulador italiano “Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas” recientemente adoptó una medida pionera para alentar el desarrollo de Smart Grids, ofreciendo incentivos para la puesta en marcha a escala real de proyectos innovadores de redes de distribución inteligentes. En particular, los operadores podrían proponer hasta el 30 de septiembre de 2010 proyectos en escala real de reestructuración de la red de medio voltaje utilizando tecnologías de Smart Grids en vez de tecnologías tradicionales, por lo que las inversiones ofrecerían un retorno más atractivo. Los proyectos piloto serán financiados mediante incentivos basados en las tarifas (el 2% del capital invertido durante 12 años), en lugar de los habituales CAPEX y OPEX.

Capital Expenditures (inversiones en bienes de capitales) son inversiones de capital que crean beneficios

Opex es una herramienta para el cálculo de gastos operativos (OPEX) para la gerencia de Servicios Técnicos E&P.

Para ser aprobados y recibir este financiamiento, los proyectos piloto deben cumplir ciertos requisitos:

a) Deben involucrar tramos de una red de medio voltaje actualmente en funcionamiento
b) La red debe tener instalado un sistema de generación distribuida, con un flujo inverso durante como mínimo un 1% del tiempo durante el año
c) Los proyectos deben incluir el desarrollo y uso de sistemas avanzados de control y automatización de la red, y de monitoreo y registro de los eventos
d) Todas las comunicaciones deben ser compatibles con protocolos abiertos y estandarizados
e) La operación de las redes piloto debe ajustarse cabalmente a la normativa sobre calidad energética
f) Se podrá prever la instalación de sistemas de comunicación bidireccional entre el operador y los usuarios para facilitar la gestión de la demanda

No se han especificado de manera explícita, las clases de generación distribuida que se tomarán en cuenta, pero es aconsejable combinar cargas y generadores convencionales y renovables de modo de lograr un flujo energético regular y predecible. Documento Referenciado [5] .

Para evaluar el éxito de los proyectos, se adoptarán indicadores clave del rendimiento, sobre todo de los siguientes aspectos:

a) Alcance del proyecto (número de puntos de suministro afectados)
b) Aumento de la capacidad de alojamiento
c) Adopción de medidas orientadas a permitir la participación de la generación distribuida en la regulación del voltaje

d) Uso de sistemas avanzados de comunicación bidireccional, con la participación de los usuarios y difusión de los resultados a fin de mejorar la fertilización cruzada.

2.5.4 CASO BRASILEÑO

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha emitido nuevas medidas destinadas a reducir las barreras a la instalación de generación distribuida de pequeño porte.

Se ha creado el Sistema de Compensación de la Energía, que permite a los consumidores instalar pequeños generadores en su unidad de consumo e intercambiar energía con el distribuidor local. La regla se aplica a los generadores que utilicen fuentes de energía recomendados, como hidroeléctrica, solar, biomasa, y eólica.

Podrá inyectar al sistema distribuidor toda la energía que produzca y no consuma, por lo que recibirá un crédito que servirá para rebajar el consumo de los meses siguientes.

Los consumidores que instalen micro o mini generación distribuida serán inicialmente responsables de los costos de ajuste del sistema de medición que se requiere para implementar el sistema de compensación.

Ventajas:

Como la regla está dirigida a generadores de energía a partir de fuentes renovables, la ANEEL espera poder ofrecer mejores condiciones para el desarrollo sostenible del sector eléctrico brasileño. Documento Referenciado [5]

En paralelo a la compensación de la potencia del sistema, la ANEEL aprobó nuevas normas para los descuentos sobre la llamada Tarifa de Uso para el Sistema de Distribución (TUSD) y la Tasa de Uso del Sistema de Transmisión (TUST) de las plantas (hasta 30 MW) que utilizan la energía solar.

INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED

El sistema de generación distribuida está formado por los generadores locales de energía conectados a la red de distribución. Estos generadores suelen ser de tamaño pequeño con una potencia inferior a los habituales 5 MW a 10 MW y utilizan fuentes energéticas locales, no convencionales o renovables, como gas natural, biogás, energía eólica, energía solar fotovoltaica, fuentes de calor y energía combinadas, micro hidrogeneradores, unidades de generación triple (que combinan la producción de energía, calor y frío), micro turbinas y celdas de combustible, entre otras. Estos generadores no están sujetos a una planificación central de parte de las empresas de servicios, pues en general son propiedad de productores de energía locales o directamente de los usuarios, sin estar sujetos a un control centralizado.

Algunos motivos que alientan el desarrollo de la generación distribuida:

1. La generalizada toma de conciencia acerca del agotamiento de los recursos no renovables por parte de las plantas convencionales que utilizan combustibles fósiles, alienta el uso de recursos renovales disponibles en el ámbito local o de medidas de eficiencia energética
2. La expectativa de que los recursos energéticos distribuidos pueden contribuir de manera sustancial a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a mitigar los cambios climáticos;
3. Permite reducir la necesidad de tener mayores instalaciones para generar energía lejos de las cargas y las correspondientes y extensas líneas de transmisión, lo que disminuye así las pérdidas y el impacto ambiental.
4. También puede considerarse un valioso aporte para facilitar el acceso generalizado a la electricidad, lo que menguaría la carga financiera de tales proyectos.
5. La expectativa de que la presencia de generadores directamente conectados a la red de distribución puede representar un aporte

beneficioso para mejorar la calidad de la energía suministrada a los clientes y la confiabilidad del sistema.

6. La apertura del mercado energético y su progresiva desregulación pueden representar para la generación distribuida una gran oportunidad comercial.
7. Ecuador es un país potencialmente rico en recursos naturales que no son suficientemente explotados; por ejemplo según datos de la ONU Ecuador ha desarrollado 8% de su potencial hidráulico, pero siendo la principal desventaja los altos costos. El CONELEC el encargado de regular su implementación, de crear la normativa para su facturación y promover nuevos proyectos con energías renovables no convencionales.
8. Los elevados costos de instalación de las fuentes de energía distribuida constituyen una enorme desventaja dada la ausencia de toda forma de incentivo o subsidio de parte de los organismos fiscalizadores del Estado.
9. Las dificultades técnicas: como la generación distribuida es todavía reciente, no se cuenta con amplia experiencia respecto del control de numerosos generadores pequeños conectados a la red de distribución, sobre todo si se la debe coordinar con la gestión de la red energética, donde los usuarios tienen una participación muy activa en la forma de gestionar la demanda.
10. Aún no se entienden por completo las alternativas de protección y control disponibles, y se deben desarrollar infraestructuras y protocolos de comunicación específicos.
11. La inexistencia de estándares técnicos: dado que la generación distribuida es un campo hasta ahora desconocido, todavía no se dispone de estándares técnicos consolidados para abordar las cuestiones relativas a su protección y funcionamiento.
12. Ir conjuntamente con el Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013 “Incrementar la participación de las energías renovables y adicionalmente.

En Figura 2.5 muestra cómo se utiliza una cantidad acotada de generación distribuida: paneles fotovoltaicos colocados en la azotea de algunos edificios

residenciales y generadores eólicos de tamaño mediano. En este ejemplo, los generadores eólicos están conectados a la red de medio voltaje, mientras que los paneles fotovoltaicos están conectados a la red de bajo voltaje.

La mayoría de las redes de distribución pasiva pueden aceptar la integración de una cantidad determinada de generación distribuida sin grandes modificaciones.

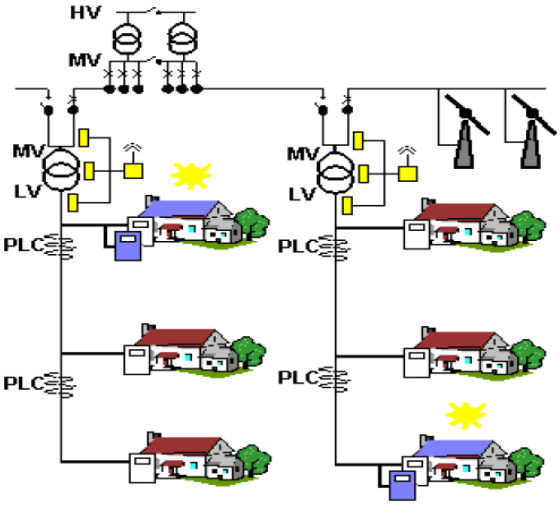


Figura 2.5 Ejemplo de una red de distribución que aloja una cantidad limitada de generación Distribuida

Fuente: Conferencia Regional sobre Redes Inteligentes Santiago, 12-13Octubre 2010

Este concepto de define como «capacidad de alojamiento», es decir, el porcentaje de generación distribuida posible que puede conectarse a un nodo específico sin exceder los valores operacionales de la red de distribución. La capacidad de alojamiento siempre está limitada por la estructura física y la gestión de la red. La presencia de un generador eólico en un nodo de la red de distribución provoca cambios radicales en el flujo de energía en sus cercanías y en el perfil de voltaje de la línea a la que está conectado. Además, si este generador tiene una producción variable por ejemplo, si es elevada en días ventosos y sufre una caída abrupta después de una ráfaga, estas alteraciones y los consiguientes flujos energéticos pueden causar problemas y sobrecargas.

Calcular la capacidad de alojamiento actual no es una tarea sencilla, pues se deben tomar en cuenta múltiples configuraciones de la red.

2.6.1 ALMACENAMIENTO Y RECARGA DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS ENCHUFABLES

La fuerte tendencia a nivel mundial, demostrada por los consumidores en compras de vehículos eléctricos durante el año 2012, según estadísticas mundiales y del continente americano, provoca que la industria automovilística (Ford, Toyota, etc.) tome decisiones importantes para suplir el mercado en el año 2013

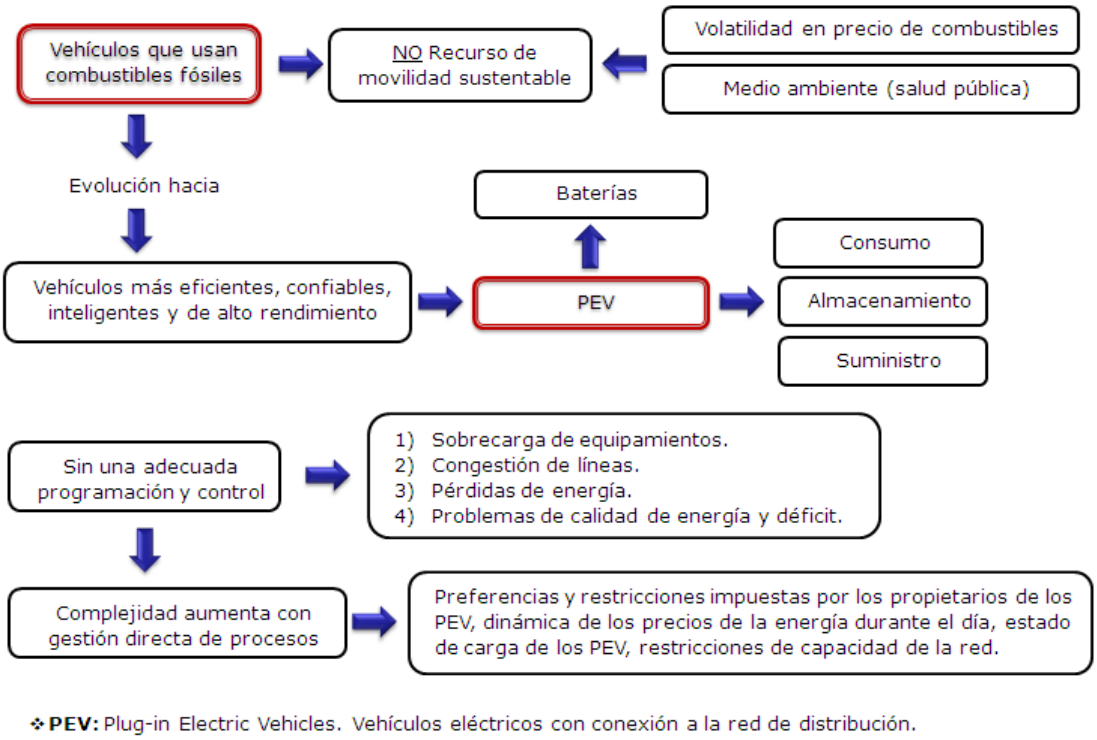


Figura 2.6 Penetración de Vehículos Eléctricos a la red de distribución

Fuente: Conferencia sobre Redes Inteligentes de Energía San Juan Argentina, Junio 2014

Toyota propone la realización de una nueva red eléctrica desarrollada desde el punto de vista de los usuarios de este tipo de vehículos en el que se permita el control de la fuente de alimentación que utilizan para recargarse. Según sus estudios, las cargas se concentran en unos determinados períodos de tiempo en los que pueden producirse picos en la demanda de energía eléctrica.

La idea es un sistema en el que participan los vehículos, las estaciones de recarga, las centrales de energías renovables e incluso los dispositivos móviles de los usuarios. Estos recursos están debidamente conectados a un centro inteligente (Toyota Smart Center) que sirve de control y permite que la energía sea utilizada eficientemente.

El Toyota Smart Center integra información proveniente de los hogares, los vehículos, las empresas de energía eléctrica y los usuarios para gestionar el control del consumo de energía. La conexión de los hogares se realiza con el llamado Sistema de Tratamiento de la Energía de los Hogares (Home Energy Management System, HEMS) con el que se espera equipar a las "casas inteligentes" y que sirve para controlar el suministro/demanda de electricidad en los hogares que dispongan de paneles de energía solar.

El sistema coteja la información recibida desde el vehículo del nivel de carga de la batería, del consumo de corriente doméstica transmitido por el *HEMS*, la predicción meteorológica e información de los periodos de suministro de la compañía eléctrica. El almacenamiento de la energía se considera una herramienta estratégica usada para manejar la variabilidad de las fuentes energéticas renovables integradas a la red moderna y así aumentar su potencia y capacidad de alojamiento. Documento Referenciado [5]

En general se cree que gran parte de la evolución de una Smart Grids dependerá de un almacenamiento energético eficiente en función de los costos, sobre todo en las primeras etapas mientras se formulan, adoptan y ponen en práctica otras soluciones para gestionar la distribución y la demanda.
Las aplicaciones para almacenar energía en una Smart Grids se pueden dividir en dos clases funcionales: generación y distribución a los usuarios finales.

a) Generación

Para poder integrar las fuentes renovables, el almacenamiento de energía eléctrica debe proporcionar atractivos beneficios económicos, pero acotados efectos ambientales y ecológicos, a fin de lograr una amplia aceptación. Para ello, se

requerirán ingentes esfuerzos en el campo de la investigación y el desarrollo de las tecnologías. Los vehículos a la red (V2G) son vehículos eléctricos impulsados por una batería y los vehículos híbridos enchufables (PHEV) pueden usarse como dispositivos para almacenar electricidad y proporcionar una enorme capacidad. No obstante, su aceptación más generalizada solo será posible cuando ambos medios de transporte estén equipados con baterías con una durabilidad, costo y capacidad que permitan controlar el uso de la electricidad. Una producción de energía variable, continua y poco predecible, como la energía solar y eólica, puede aumentar la necesidad de almacenamiento, sobre todo en áreas con redes deficientes.

b) Distribución a los usuarios finales

En el extremo del usuario final, los nuevos tipos de aplicaciones para los clientes pueden tener notables efectos en la red eléctrica. Las viviendas de energía positiva (la producción de energía solar y eólica por parte de los usuarios finales) y sobre todo, los vehículos eléctricos y los PHEV pueden cambiar el papel que los usuarios desempeñan como meros consumidores y convertirlos también en productores. Esta tendencia puede tener potentes repercusiones en los sistemas energéticos. Por ejemplo, desde la perspectiva de una Smart Grids, los vehículos eléctricos representan al mismo tiempo un arduo desafío y una fantástica oportunidad. La carga de los vehículos eléctricos ejercerá un impacto en las redes eléctricas, pero en volúmenes suficientemente grandes puede ofrecer nuevas oportunidades en los mercados energéticos.

2.6 BENEFICIOS TÈCNICOS DE LA IMPLENTACION DE LAS SMART GRIDS

La tecnología Smart Grids permitirá a la red adaptarse mejor a las dinámicas propias de las energías renovables y de la generación distribuida, facilitando a las empresas

y a los consumidores un acceso más directo a los beneficios vinculados con dichos recursos.

Los beneficios de esta operación involucran numerosos aspectos. Desde el punto de vista de la fiabilidad del sistema, la combinación de diferentes tipos de generación con las oportunidades ofrecidas por el almacenamiento reducirá la dependencia del segmento de transmisión incrementando a su vez la flexibilidad operacional.

Desde el punto de vista de la seguridad del sistema aportará un cambio radical, tanto en ámbito de abastecimiento como en ámbito de fallas externas, dado que la descentralización de la generación reducirá el número de objetivos sensibles como las grandes centrales eléctricas. También económicamente las ventajas son relevantes y pasan desde la disminución de las pérdidas técnicas, derivada del acercamiento entre los sitios de generación y aquellos de carga, hasta la reducción y reorientación de las inversiones originariamente destinadas a la construcción de grandes centrales, subestaciones y nuevas líneas de transmisión y generación.

2.7.1 LOS EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS PÉRDIDAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN (EFECTO JOULE)

Para reducir las pérdidas de distribución en la red, se deben instalar los generadores más cerca de las cargas. De hecho, se sabe que, al circular por los cables, la corriente produce calor y en consecuencia, pérdidas, situación llamada efecto Joule, donde las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la intensidad de la corriente. Si se reduce la distancia entre los generadores y las cargas y así se acorta la distancia que debe recorrer la corriente, se disminuirá la energía perdida en los conductores.

Generadores fotovoltaicos de pequeña y gran escala reduce las pérdidas causadas por el efecto Joule.

2.7.2 ASPECTOS AMBIENTALES

La reducción de las emisiones de gases nocivos es una importante ventaja habilitada por las Smart Grids, es la reducción a nivel agregado de las emisiones de carbonos,

lo cual involucra tanto las emisiones directamente vinculadas con la generación eléctrica como las indirectas. La reducción directa de las emisiones de CO2 pasa por diferentes factores, como la gestión de los picos de carga, la reducción de las pérdidas técnicas, el impulso a los programas de eficiencia energética, políticas de precio y la gestión del consumo de los edificios públicos y comerciales.
Por otro lado la reducción indirecta de las emisiones pasa sustancialmente por dos factores: la creciente integración de las fuentes renovables a la matriz energética y la futura difusión de vehículos eléctricos una vez que se disponga de la infraestructura necesaria para abrir definitivamente este mercado.

Un estudio de la International Energy Agency – IEA sobre la reducción de CO2 relacionadas a la modernización de la red. Esta señala que el despliegue global de las Smart Grids ayudaría a reducir las emisiones entre 0.9 y 2.2 giga toneladas anuales para el año 2050, es decir el equivalente de las emisiones anuales producidas por hasta 730 centrales de tamaño mediano.
En el primer caso las estimaciones hablan de una reducción anual esperada de hasta 211 millones de toneladas de emisiones de CO2 exclusivamente en los Estados Unidos, es decir el equivalente al 9% de las emisiones totales registradas en el año 2006.

Barreras. Frente a una inversión del tamaño señalado por el estudio de la IEA es evidente que la barrera principal para la reducción directa de las emisiones de gases a efecto invernadero sigue siendo la escasez de los recursos financieros.
Por lo que se refiere a la reducción indirecta, además que enfrentar los obstáculos técnicos, políticos y financieros para la actualización de la red mencionados anteriormente, es necesario superar las barreras típicas de los mercados emergentes.

3. CAPITULO III

COMPARACIÓN DE MODELOS DE TARIFACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, REGULACIÓN E INCENTIVOS PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO, TIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA APLICABLES

El objetivo de este capítulo y parte medular de la tesis es establecer un marco regulatorio, que proporcionará un marco de referencia para el desarrollo en la generación distribuida y su relación con las Smart Grids, en función de esa regulación irá de la mano su implementación.

Con una adecuada regulación se alcanzan altos beneficios, tanto para los generadores como para los usuarios finales del sistema, para lo cual se toma como referencia las acciones sobresalientes y experiencias con buenos resultados de nuestro entorno.

En el presente capítulo se realiza una comparación del mercado de países donde se está implementando estos sistemas inteligentes, tanto para Latinoamérica como España, quien posee un amplio conocimiento y larga experiencia en energías convencionales de fuentes limpias como en redes eléctricas inteligentes, “Smart Grids”.

3.1 PROYECTO DE LEY PERUANA

El OSINERGMIN es el Organismo público peruano encargado de regular y supervisar a las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero. Las labores de regulación y supervisión de esta institución se rigen por criterios técnicos-económicos y contribuye al desarrollo sostenible del sector minero-energético.

Indra (Indra es una de las principales multinacionales tecnológicas de Europa y Latinoamérica) ha sido elegida por el OSINERGMIN para llevar a cabo una Consultoría Internacional que aborde el diagnóstico e implementación de Smart Grids en el país,

A continuación se presentan algunos aspectos de la Ley que modifica el marco jurídico eléctrico y autoriza a elaborar el texto único ordenado de las normas que regula las actividades eléctricas

Artículo 1° Redes Eléctricas Inteligentes

Esta ley promueve el desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI) en el país, con los objetivos de lograr mayor eficiencia del sistema eléctrico, mejorar el monitoreo y el control del consumo eficiente de electricidad, y contribuir a una mayor utilización de energías renovables y generación distribuida, proporcionando a los usuarios un beneficio mayor que los costos correspondientes

Art. 29, Artículo 34° Los distribuidores están obligados a:

e) Desarrollar REI (Redes Eléctricas Inteligentes) en las zonas de su concesión. El reglamento establecerá los criterios técnicos y económicos que serán aplicados por OSINERGMIN para la fijación tarifaria, así como los plazos para su implementación

La formación de los precios a nivel generación para usuarios regulados

Las rentas que se originen por costos marginales de congestión, se asignarán a los usuarios y/o agentes que las hayan sufragado, conforme a lo que se fije en el reglamento. Estas rentas no incluyen las correspondientes a los costos marginales de energías y de pérdidas”

3.1.1 LEYES RELACIONADAS CON INCENTIVOS PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA

- Ley Nº 27510 publicada con fecha 28/08/2001. Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE)

Artículo 3°.- Ámbito de Aplicación

EL FOSE cubrirá el programa de compensación tarifaria aplicable a los cargos de la tarifa de energía activa de los clientes residenciales Los recursos se asignarán mediante descuentos a aquellos usuarios con consumos menores o iguales a 100 kwh/mes, según la siguiente tabla:

Usuarios	Sector*	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kw.h/mes	Reducción Taritaria para consumos mayores a 30 kw.h/mes hasta 100 kw.h/mes
Sistema Interconectado	Urbano	25% del cargo de energía	7.5 kw.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kw.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kw.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	62.5% del cargo de energía	18.75 kw.h/mes por cargo de energía

Tabla 3.1 Ley Nº 27510 que creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica, FOSE, Pagina 2

- Resolución de Concejo Directivo, organismo supervisor de la inversión en energía y minería OSINERGMIN N° 029-2010-OS/CD

Que, toda vez que las obras de electrificación rural para suministros no convencionales utilizando sistemas fotovoltaicos han sido ejecutadas por el MINEM, las empresas distribuidoras no están en disposición de elaborar propuestas tarifarias de dichos suministros. En ese sentido, el OSINERGMIN debe realizar los estudios y análisis correspondientes, así como recopilar la información necesaria, a efectos de establecer la tarifa eléctrica rural para suministros no convencionales utilizando sistemas fotovoltaicos.

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 005-2010-OS/CD, “Procedimiento de Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para Suministros No Convencionales (Sistemas Fotovoltaicos)”

- DECRETO LEGISLATIVO Nº 1002 (Actualizado el 13 de Setiembre del año 2010)

Artículo 1.- Objeto

Tiene por objeto promover el aprovechamiento de los RER (Generación de Electricidad con Energías Renovables) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente. Podrán acogerse a lo dispuesto en el presente Decreto Legislativo las nuevas operaciones de empresas que utilicen RER como energía primaria, previa acreditación ante el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 2.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad

2.1 Declárese de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER.

2.2 El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad

Artículo 5.- Comercialización de energía y potencia generada con RER

La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), con costo variable de producción igual a cero (0).

Artículo 8.- Despacho y acceso a las redes eléctricas de transmisión y distribución, los generadores cuya producción se basa sobre RER tendrán prioridad para conectarse.

- OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD Procedimiento de cálculo de la prima para la generación con recursos energéticos renovables

Prima: Es el monto anual que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 5° del DL 1002 y el 19º del Reglamento RER (Generación de Electricidad con Energías Renovables) se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente

Artículo 2°. OBJETO

Establecer el procedimiento y la metodología de cálculo de la Prima y el Cargo por Prima a que se refieren los Artículos 19° y 21° del Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables

- Uso de energías renovables decreto supremo Nº 012-2011-EM

COMERCIALIZACIÓN Y TARIFAS DE LA GENERACIÓN RER

Artículo 19.- Ingreso por Energía

19.1 El Generador RER no Adjudicatario puede vender parte o la totalidad de su producción de energía eléctrica a precio libremente contratado con terceros o en el Mercado de Corto Plazo.

19.2 Los ingresos anuales por energía de los Generadores RER Adjudicatarios conectados al SEIN, están constituidos por la suma de los siguientes conceptos:

a) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía;

b) Un monto anual por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre:

i) La valorización a Tarifa de Adjudicación de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada

ii) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada, más los Ingresos por Potencia.

3.1.2 PROYECTOS DE ENERGIAS RENOVABLES IMPLEMENTADOS EN EL PERÙ

- Solarpack y Gestamp Solar, compañías multinacionales, especializadas en el desarrollo de proyectos de energías renovables, inauguraron en el mes de Marzo del año 2013 dos plantas solares en las regiones de Tacna y Moquegua, en Perú.

La potencia instalada asciende a 40 MW y, según las empresas desarrolladoras, permitirá atender la demanda anual de 72 mil hogares, con 75,306 paneles solares fotovoltaicos para generar 20 MW en la ciudad Tacna, sobre un área de 120 hectáreas.

La inversión efectuada en ambas plantas ha sido de 196 millones de dólares, "logrando el respaldo de la agencia norteamericana Corporación de Inversiones Privadas en el Extranjero (agencia de desarrollo del gobierno de los Estados Unidos) para la financiación". La producción anual de energía estimada para la planta Tacna es de 50.000 MWh con un factor de planta de 26.9 a un precio de 22,5 Ctvs. US$/kWh, mientras que en la planta Moquegua es de 53.000 MWh. Cabe precisar que el tiempo de concesión es de 20 años de operación en cada una de ellas. La

energía producida por ambas plantas será entregada al Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

“Además, evitará a la atmósfera más de 65 mil toneladas de CO2 al año.

- Se logra conseguir financiamiento por valor de 95 millones de dólares, para los requerimientos actuales de las inversiones en los parques eólicos de Talara y Cupisnique", a los que califica como "los primeros parques eólicos de gran escala en el país".

Los parques constan de 62 turbinas eólicas Vestas de 1.8 MW, los mismos que iniciaron sus operaciones a finales del año 2013

- Biogás a partir de residuos

La Central Térmica de Biomasa Huaycoloro inició operaciones en octubre del 2011, con una potencia de 4,8 MW a partir del biogás generado en las plataformas del relleno sanitario, por 20 años al estado peruano por un total de de 28,294.80 MWh por año con un factor de planta de 62.8, dentro del marco de la Primera Subasta para el Suministro de Energía Eléctrica, con Recursos Energéticos Renovables (RER) al Sistema Eléctrico (SEIN). Los residuos sólidos que recibe constituyen el 42% de los que genera la ciudad de Lima.

3.2 PROYECTO DE LEY ESPAÑOLA PLAN FUTU RED

PLATAFORMA ESPAÑOLA DE REDES ELÉCTRICAS

La Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas del futuro, FUTURED, agrupa a un conjunto de representantes de la administración, empresas eléctricas, empresas tecnológicas y fabricantes de equipos, empresas de servicios, centros tecnológicos y universidades. Su objetivo es facilitar la evolución de la red y

aprovechar las oportunidades que surjan en materia industrial y en la ampliación de los productos y servicios que se podrán ofertar a la sociedad. La administración pública en su doble papel de promotor de la propuesta y parte activa dentro de la plataforma es clave por ser el organismo que establece tanto las políticas de investigación como las políticas industriales que rigen el sector eléctrico Documento Referenciado [5] .

Alineada con la política energética de la Unión Europea: Los tres objetivos fundamentales que son: la sostenibilidad, la seguridad de suministro y la competitividad, y sustentan las metas que para año 2020 se ha propuesto la Unión para asegurar el suministro energético reduciendo a un tiempo las emisiones de gases de efecto invernadero:

- Las emisiones de la UE deberán reducirse un 20% hasta el año 2020
- Un 20% del consumo total de energía procederá de fuentes renovables
- Se debe producir un ahorro del 20% del consumo energético final

A continuación se mencionan algunos de los reales decretos y normativa existente.

- La Ley del Sector Eléctrico prevé la realización de programas de gestión de la demanda. LEY 54/1997, DE 27 DE NOVIEMBRE

Disposición adicional vigésimo quinta. Plan de Fomento de las Energías Renovables.

Estos objetivos serán tenidos en cuenta en la fijación de las primas a este tipo de instalaciones El Gobierno, modificará el Plan de Fomento de las Energías Renovables, para adecuarlo a los objetivos que ha establecido a este respecto la Unión Europea del 20% para el año 2020, manteniendo el compromiso que este plan establecía del 12% para el año 2010.

Disposición transitoria novena.

1. «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», ejercerá las funciones atribuidas en la presente Ley al operador del sistema y al gestor de la red de transporte.

- El plan de sustitución de contadores, lanzado en el año 2006 con los reales decretos RD 809/2006

Establece que los nuevos equipos de medida a instalar hasta 15 kW y aquellos que se sustituyan deben permitir discriminación horaria y telegestión, y RD 1634/2006 que establece el plan para la sustitución de todos los contadores en España en el periodo 2008-2018.

Disposición adicional segunda. Instalación de equipos de medida.

A partir del 1 de julio del año 2007, los equipos de medida a instalar para nuevos usuarios que se sustituyan para los antiguos suministros deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión en los términos y condiciones técnicas que establezca el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

- REAL DECRETO 1110/2007

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, permitió establecer un régimen homogéneo de medidas. En este real decreto se establecían las características del sistema de medidas, de los equipos de los sistemas y protocolos de comunicaciones.

Equipos de medida, Equipos de medida básicos.
En general, el equipo de medida estará constituido por contador de energía activa, contador de reactiva, transformadores de medida y otros dispositivos

complementarios que pudieran requerirse, como registradores, elementos de control de potencia, módem y relojes conmutadores horarios.

Los equipos de medida deberán disponer de al menos un integrador totalizador o elemento visualizador de la energía circulada que garantice su lectura tras ausencia de tensión de red, incluso cuando la opción horaria o por períodos sea la elegida.
Deberá tener capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta 5 minutos, así como para registrar y almacenar los parámetros requeridos para el cálculo de las tarifas de acceso o suministro (energías activa y reactiva y valores de potencia)
Los equipos básicos deberán permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada periodo se registrarán y almacenarán las energías activa y reactiva.

Sistemas y protocolos de comunicaciones, Medios y protocolos de comunicación.
Para la lectura y telegestión de los equipos de medida por parte de su encargado de la lectura se podrán utilizar distintos medios físicos de comunicación, tales como RTC (red telefónica), GSM (celular), GPRS (radio), PLC (línea eléctricas conectarse al internet) etc. Los protocolos de comunicaciones serán preferentemente públicos, como en el resto de puntos de medida.

- Real Decreto 648/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos durante 2011, en el marco del Plan de acción 2010-2012 del Plan integral de impulso al vehículo eléctrico en España 2010-2014

El Plan Integral de Automoción planteó un conjunto de líneas estratégicas de actuación encaminadas a posicionar la industria española en condiciones competitivas, destaca notablemente el vehículo eléctrico propulsado total o

parcialmente por electricidad procedente de la red. El proyecto MOVELE, incluido en el Plan Integral de Automoción, se creó como proyecto de demostración de la viabilidad técnica y energética de la movilidad eléctrica en los entornos urbanos. Ha tenido como objetivos destacados la introducción en el parque móvil español de 2.000 vehículos eléctricos y la instalación de más de 500 puntos de recarga para estos vehículos en diversas ciudades.

Real Decreto 648/2011, Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación

Las ayudas a que se refiere este real decreto se concederán a las adquisiciones de vehículos eléctricos nuevos, operaciones de financiación por leasing financiero y arrendamiento por renting o leasing operativo de estos vehículos.

Artículo 4. Cuantía de las ayudas

Dependiendo del vehículo a adquirir y de su autonomía en modo de funcionamiento exclusivamente eléctrico (autonomía que da la capacidad de carga de las baterías), se establecen las siguientes cuantías individuales de ayuda de 2000 a 6000 euros dependiendo de la autonomía que posea el automóvil eléctrico.

Se entiende por autonomía la distancia capaz de recorrer el vehículo utilizando exclusivamente la energía acumulada en sus baterías y que declara el fabricante en la documentación comercial del vehículo.

- Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

Mediante este real decreto se define la actividad de los gestores de cargas del sistema consistente en la realización de servicios de recarga energética para vehículos eléctricos y se concretan y desarrollan los derechos y obligaciones de los gestores de cargas del sistema. Asimismo, se regula el procedimiento y los requisitos necesarios para el ejercicio de esta actividad, teniendo en cuenta que este nuevo

sujeto tiene dos vertientes: es un consumidor, pero a la vez tiene carácter mercantil y suministra a cliente final, por lo que se asemeja a la figura del comercializador.

Artículo 2. Derechos y obligaciones de las empresas españolas gestoras de cargas del sistema.

1. Las empresas gestoras de cargas del sistema tienen derechos en relación a la actividad de reventa de energía eléctrica:

Facturar y cobrar la energía entregada en la reventa para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos

Son obligaciones de las empresas gestoras de cargas del sistema, en relación a la actividad de reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos:

Contratar y abonar el peaje de acceso correspondiente a la empresa distribuidora para cada uno de los puntos de conexión a las redes con destino al consumo de energía eléctrica para su propio uso y para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos que realice contar, en cada una de las instalaciones en que se desarrolle la actividad, con instalaciones eléctricas que permitan efectuar la recarga energética para vehículos eléctricos y que reúnan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, habiendo obtenido las autorizaciones que, en su caso, se requieran

Disposición adicional primera.

Peaje de acceso supervalle de aplicación a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW.

La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Períodos tarifarios	Duración
P1	10 horas/día
P2	14 horas/día

Tabla 3.2 Duración de los periodos tarifarios

Fuente: BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO Núm. 122 lunes 23 de mayo de 2011 Sec.1

En esta modalidad con discriminación horaria se aplicarán precios diferenciados para la energía consumida en cada uno de los periodos tarifarios.

En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia prevista a demandar considerando todas las horas de los periodos tarifarios 1, 2

Artículo 6. Definición de las tarifas de último recurso.

1. Las tarifas de último recurso serán de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, que contraten el suministro con un comercializador de último recurso.Existirá un único tipo de tarifas de último recurso denominado Tarifa TUR que se aplicará a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.
2. Opcionalmente, los consumidores acogidos a esta tarifa que dispongan del equipo de medida adecuado, podrán acogerse a las siguientes modalidades con discriminación horaria: Discriminación horaria que diferencia dos periodos tarifarios al día, periodo 1 y periodo 2.
3. «3. El término de energía de la tarifa de último recurso será igual a la suma del término de energía de la correspondiente tarifa de acceso y el coste estimado de la energía, calculados de acuerdo con el contenido de la presente orden, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TEU_p = TEA_p + CE_p$$

Siendo:

p Subíndice que identifica el período tarifario. Tomará los siguientes valores:

0, para tarifas de último recurso sin discriminación horaria.

1, para el periodo 1 que se define en el artículo 6.

2, para el periodo 2 según se define para cada caso en el artículo 6.

3, para el periodo 3 (supervalle) que se define en el artículo 6.

TEUp Término de energía de la tarifa de último recurso en el periodo tarifario p, según corresponda.

TEAp Término de energía de la tarifa de acceso en el periodo tarifario p, según corresponda.

CEp Coste estimado de la energía suministrada en el período p, medida en el contador del consumidor».

Opcionalmente, los consumidores que dispongan del equipo de medida adecuado, podrán acogerse a la modalidad con discriminación horaria (2.0 DHA) que diferencie dos periodos tarifarios al día, periodo 1 y periodo 2, o a la modalidad con discriminación horaria supervalle (2.0 DHS) con tres periodos tarifarios al día, periodo 1, periodo 2 y periodo 3.

Término de facturación de energía activa: El término de facturación de energía activa se calculará, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FEA_p = \sum_p (TEA_p \times E_p)$$

Donde:

Ep= Energía consumida en el período tarifario p expresada en kWh.

TEAp = Precio del término de energía del peaje en el periodo tarifario p, expresado en Euros/kWh.»

Anexo 1, Modelo de comunicación de inicio de actividad de gestor de cargas del sistema eléctrico.

Dado que en el continente Europeo tiene las cuatro estaciones marcadas, se plantea remunera la energía generada por los vehículos eléctricos mediante periodos tarifarios, lo cual nos da una idea para plantear un horario de o periodos de funcionamiento en el día tanto para la recarga como la descarga de la energía proveniente de los vehículos eléctricos

3.2.1 LEYES Y PROYECTOS RELACIONADAS CON INCENTIVOS PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA EN ESPAÑA

- El apoyo al vehículo eléctrico del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con iniciativas como el Proyecto “Movele”

Barcelona, Sevilla y Madrid con el objetivo de 250.000 coches eléctricos en el año 2014.

La electrificación del transporte unido a este incremento de la proporción de generación renovable derivada de los planes de introducción de este tipo de generación va a producir que los vehículos se muevan con energías autóctonas renovables y que, a su vez, sean los propios vehículos los que ayuden a la integración de este tipo de generación no gestionable.

- Orden IET/401/2012, de 28 de febrero, por la que se modifica el Anexo de la Orden de 28 de julio de 1980, por la que se aprueban las normas de instrucciones técnicas complementarias para la homologación de los paneles solares.

3.2.2 PROYECTOS RELACIONADAS CON LAS ENERGIAS RENOVABLES EN ESPAÑA

- 25-04-13 El ministro de Industria, Energía y Turismo presento el Proyecto ZEM2ALL (Zero Emissions Mobility to All - Movilidad de Cero Emisiones para Todos), que promoverá el uso de vehículos eléctricos en la ciudad de Málaga.

El Proyecto ZEM2ALL, que busca impulsar que la movilidad eléctrica sea realmente un modo alternativo a los tradicionales en las ciudades, es una iniciativa del gobierno español y japonés que está siendo ejecutada por las compañías españolas Endesa, Telefónica y Ayesa; y las japonesas Mitsubishi Heavy Industries, Mitsubishi Corporation e Hitachi. ZeM2A facilitará a 200 usuarios vehículos eléctricos (los primeros 160 del modelo Mitsubishi iMiev) en la modalidad de renting y se instalarán puntos de recarga en los hogares o negocios de estos usuarios. Además, se desplegarán por la ciudad nueve estaciones de recarga rápida y, en la sede municipal de Tabacaleras instalarán otros 6 cargadores que llevarán incorporada la tecnología V2G (vehicle to grid del vehículo a la red)

- España se está preparando para aprovechar el enorme potencial energético del mar y sumarlo a las restantes tecnologías renovables y así avanzar en el desarrollo de una estrategia energética fiable y segura.

En España se están desarrollando distintos prototipos para aprovechamiento de la energía de las olas y se están impulsando varios centros de pruebas, proyectos que constituirán el núcleo de este nuevo sector de las energías renovables.

De los proyectos nacionales en marcha, destacan: el proyecto de Santoña (Cantabria), que alberga un prototipo de boya de 40 kW, la primera fase del proyecto global de 10 boyas y una potencia total de 1,4 MW; el proyecto “Calma”, en Asturias, que es un proyecto singular e innovador de tecnología nacional para el desarrollo de un parque de generación eléctrica de 50 MW, desarrollado por la empresa española Hidroflot; el proyecto de Pasajes (Asturias), de 500 kW de potencia; el nuevo dique del puerto de Mutriku (Guipúzcoa), donde se ha aplicado la tecnología de columna de agua oscilante , formado por 16 turbinas y una potencia total de 300 kW.

Detalle de la estructura de generación en tiempo real RED ELECTRICA DE ESPAÑA

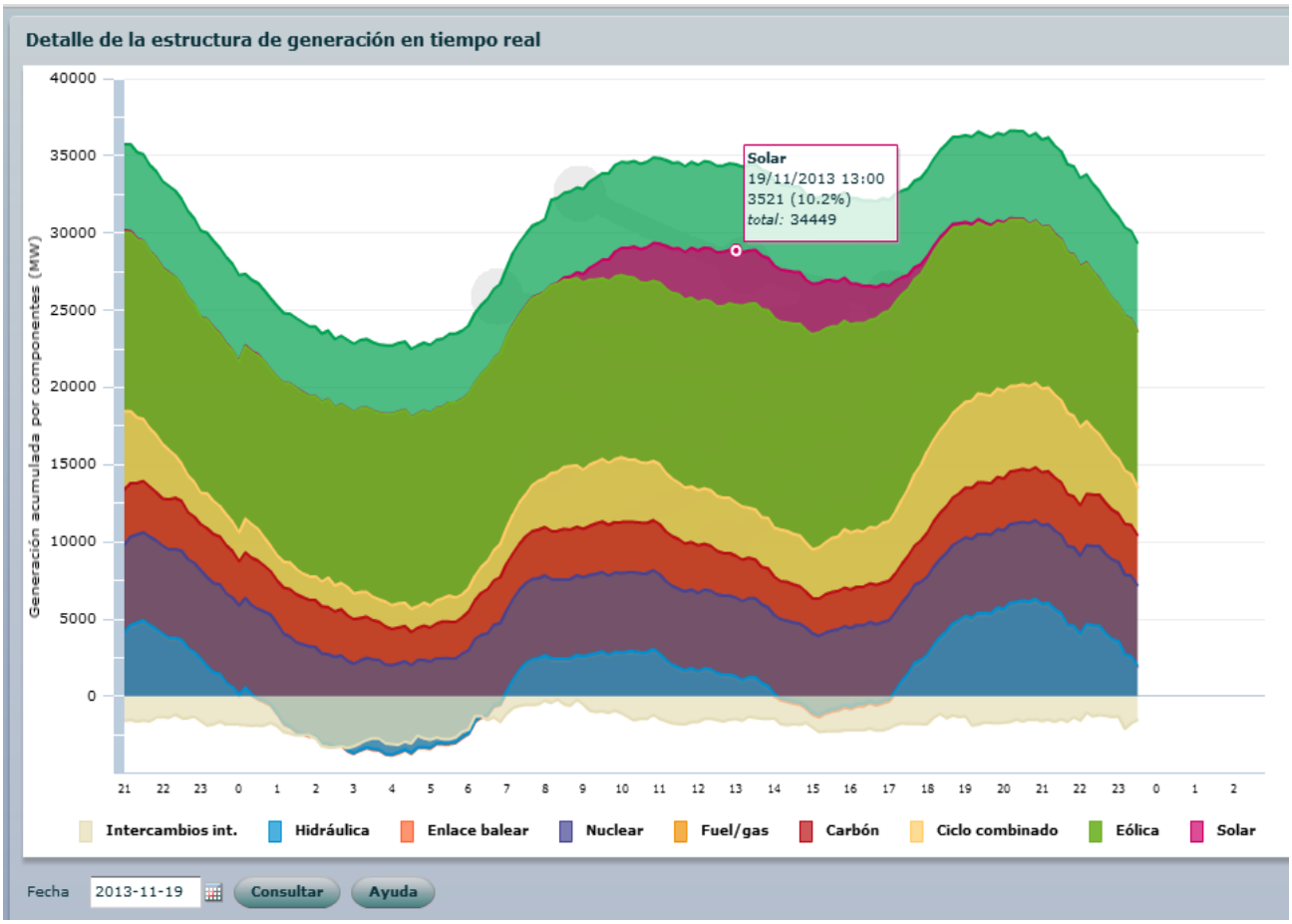


Figura 3.1 Detalle de la estructura de generación en tiempo real RED ELECTRICA DE ESPAÑA

Fuente: **https://demanda.ree.es/generacion_acumulada.html**

En Canarias se desarrollará también una infraestructura científico- tecnológica de carácter singular con el objetivo de facilitar el acceso al océano profundo. De ellas destaca la de Wedge Global, que ha llevado a cabo el proceso de fabricación de un “power take off” (PTO) basado en un generador lineal de reluctancia conmutada (imanes no permanentes). El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 incluirá, por primera vez, las energías del mar como una renovable más.

3.3 BRASIL Y LA REDES INTELIGENTES

Proyecto Inteligente Buzios City

Con las redes inteligentes, lo que garantiza una red más flexible con la capacidad de acumular energía, las energías renovables pueden incorporarse plenamente en el sistema. Además, con la generación distribuida de paneles fotovoltaicos y eólicos mini generadores, permitirá una cuadrícula flexible que puede satisfacer el consumo, la reducción de las inversiones en la red de distribución y el consumo de combustibles fósiles.

Los principales puntos son: instrumentación electrónica inteligente, gestión remota de infraestructura

Concentrador y System Center

La calculadora concentradora que se instala en transformadores que recoge los datos transmitidos en la red de los contadores electrónicos inteligentes instalados en los hogares.

Alumbrado Público

Gracias a las redes inteligentes, que transforman la red en una plataforma similar a la Internet, la iluminación de las ciudades se puede manejar de manera más eficiente.

Micro generación distribuida

Producir energía a menos de 1 MW en unidades de consumo de baja tensión.

Acumulación Sistema Energético

Conjunto de baterías eficientes, capaces de almacenar grandes cantidades de electricidad. Con este sistema es posible acumular la energía generada por las plantas de generación renovables no consumidas instantáneamente por los clientes

Telecomunicaciones, Control y de banda ancha a Internet

Con la automatización, la red estará preparada para manejar situaciones críticas con operadora automática, minimizando el impacto de las fallas eléctricas, reduciendo el tiempo y la frecuencia de las ausencias de la luz, la plena seguridad de la información y las comunicaciones entre los dispositivos de red, lo que permite también proporcionar Internet.

ANEEL, EL REGULADOR BRASILERO OPTA POR UNA MEDICION INTELIGENTE A OPCION DEL USUARIO

El Regulador brasilero, votó por un desarrollo no mandatorio de una plataforma de medición avanzada AMI en la cual los medidores se instalarán a solicitud del consumidor. Dentro de la nueva regulación los suministradores están obligados a ofrecer medición inteligente. Dos tipos de medidores serán ofrecidos, el primer tipo permitirá al usuario acceso a las tarifas de tiempo de uso, o tarifa blanca y será instalado sin costo; y el segundo tipo, proporcionará un acceso a la información individual de uso, pero su costo puede ser cobrado al usuario.

Esta regulación traerá beneficios a los consumidores incluyendo la creación de condiciones necesarias para el desarrollo de la micro generación, mayor eficiencia en el uso de la energía, la posibilidad de servicios y monitoreo remotos por parte de las empresas, la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, y el ofrecimiento de servicios adicionales a los consumidores. Documento Referenciado [5]

Solo aplica a las nuevas instalaciones y a las solicitudes de clientes, excluyendo residencias de ingresos bajos. Comercio y residencias con medición inteligente podrán adoptar nuevos mecanismos de precios para la electricidad con base en tres tarifas que varían dependiendo de la demanda nacional de electricidad de acuerdo con el reporte de ANEEL.

“Medición electrónica de la electricidad es un paso importante para el desarrollo de las Smart Grids en Brasil. Los factores determinantes para el desarrollo de las Smart Grids son la necesidad de mejorar la calidad de servicio en la baja tensión, así como reducir las pérdidas en el suministro y los costos operacionales”, se estima que los

distribuidores en Brasil invertirán aproximadamente US$670 millones en medición inteligente por año a partir del año 2014 y que se instalarán por lo menos 4.5 millones de medidores entre los años 2014 y 2017

Brasil - Proyecto de Smart Grids de Eletrobras prevé transmisión de datos por redes móviles

Con una inversión de US$ 709,3 millones, el proyecto del uso inteligente de energía eléctrica, Eletrobras realizará una gran licitación pública internacional para contratar soluciones y equipos para la modernización de seis distribuidoras (Alagoas, Acre, Piauí, Rondônia, Boa Vista y Amazonas).

El edicto de licitación define que serán utilizadas las redes de datos GSM/GPRS/EDGE/3G (punto a punto) para las unidades consumidoras de baja tensión, y la comunicación entre los concentradores y el centro de medición deber ser GPRS/GSM/EDGE/3G.

Inicialmente serán contratados 6.760 puntos para el proyecto piloto; sin embargo, el número de consumidores en el país (de media y baja tensión) es en torno a los 50 millones.

Con la reciente decisión de Aneel, de instituir la venta de prepago de energía eléctrica en todo el país, el Smart Grids se torna aún más promisorio.

3.3.1 LEYES QUE IMPULSAN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LA MICROGENERACIÓN

- MICROGENERACIÓN DESCENTRALIZADA EN BRASIL

ANEEL aprobó una nueva norma (Resolución Normativa Nº 482/2012) en la que se establecen las condiciones generales para el acceso de las instalaciones de micro y mini generación distribuida a los sistemas de distribución de energía eléctrica; esta normativa crea además un sistema de compensación de la electricidad.

La normativa permitirá que los consumidores que estén dispuestos a producir energía en su propiedad puedan instalar generadores de energía de potencia máxima de 100KW que utilice fuentes solar, eólica, de biomasa, cogeneración calificada e hídrica, y contar con un respaldo legal para reclamar su integración en la red eléctrica. Las empresas de distribución eléctrica están obligadas por la resolución a estar preparadas para recibir la solicitud de las instalaciones de micro y mini generación distribuida.

- Nuevas medidas destinadas a reducir las barreras a la instalación de generación distribuida de pequeño porte, con inclusión de la micro generación, con un máximo de 100 kW de potencia, y de la mini generación, de 100 kW a 1 MW.Así, ha sido creado el Sistema de Compensación de la Energía

Que permite a los consumidores instalar pequeños generadores en su unidad de consumo e intercambiar energía con el distribuidor local. La regla se aplica a los generadores que utilicen fuentes de energía recomendados, como hidroeléctrica, solar, biomasa, y eólica.

El Sistema de Compensación de la Energía plantea que una unidad generadora instalada en una residencia, por ejemplo, podrá inyectar al sistema distribuidor toda la energía que produzca y no consuma, por lo que recibirá un crédito que servirá para rebajar el consumo de los meses siguientes. Dicho crédito puede ser utilizado por un período de 36 meses y la información será incluida en la factura del consumidor, para que conozca el saldo de energía y tenga el control sobre su factura.

Las agencias públicas y las empresas con filiales que decidan participar en el sistema de compensación también podrán utilizar el excedente producido en una de sus instalaciones para reducir la factura a otra unidad.

Los consumidores que instalen micro o mini generación distribuida serán inicialmente responsables de los costos de ajuste del sistema de medición que se requiere para

implementar el sistema de compensación. Después del ajuste, las propias distribuidoras serán las responsables del mantenimiento, incluyendo el costo de un eventual reemplazo.

Matriz energética de Brasil

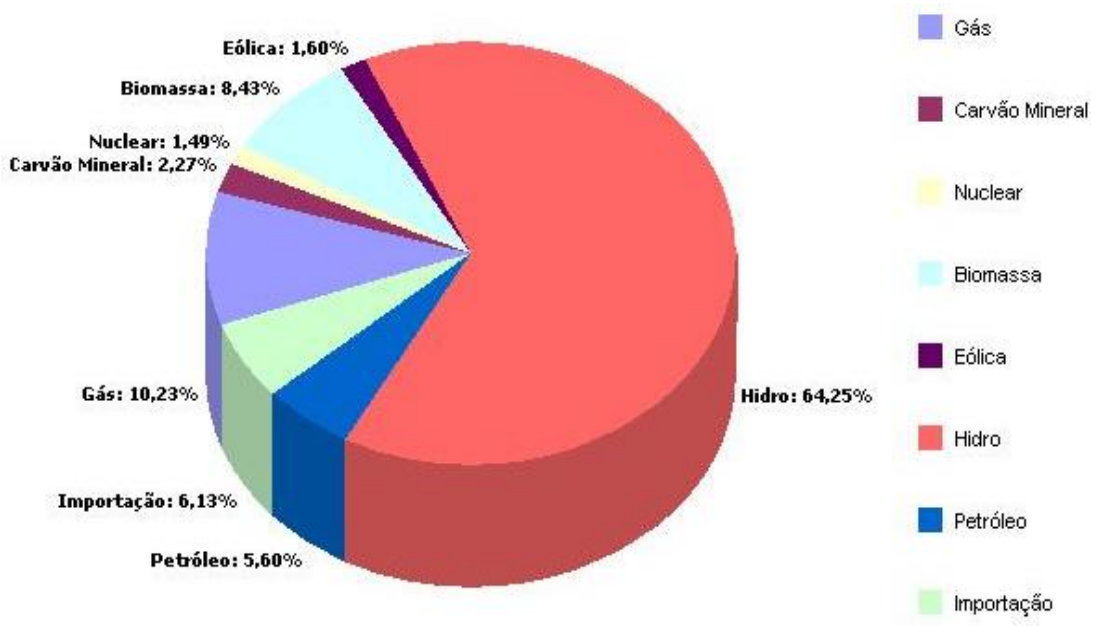


Figura 3.2 Matriz energética de Brasil

Fuente: www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp

3.3.2 PROYECTOS PARA LA IMPLEMENTACION DE ENERGIAS RENOVABLES EN BRASIL

- 100 MW fotovoltaicos en Brasil

Solaria Brasil, ha firmado un acuerdo con la compañía de electricidad brasileña Iguaçu Geraçao de Energía para la implantación y ejecución de 100 MW en diferentes proyectos

El acuerdo conlleva la implantación y ejecución de proyectos solares fotovoltaicos, según informa la compañía en un comunicado.

El acuerdo está enmarcado dentro del plan de expansión estratégico del Grupo Solaria y su consolidación en el mercado fotovoltaico Latinoamericano en el periodo 2013-2015.

- Atlas del potencial eólico Brasileño elaborado por el Ministerio de Minas y Energía junto con otros organismos y empresas como Petrobras y/o CEPEL (Centro de Investigación de Energía Eléctrica)

Atlas Brasileño de Energía Solar elaborado por el Instituto de Pesquisas Especiales junto con la colaboración de otros organismos del sector dentro del marco del proyecto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assesment), y en el que hablan aspectos tales como: eficiencia energética, perspectivas de conservación de la energía eléctrica, mecanismos de promoción de la eficiencia energética.

3.4 COLOMBIA INTELIGENTE

Colombia ha creado el organismo “Colombia Inteligente”, quienes con la iniciativa de trabajo en redes inteligentes se basan en las experiencias y prácticas de otros países, Se menciona que el trabajo se basa en ver qué lecciones son más viables y dejan mayor beneficio al consumidor final, ya sean en servicios, tarifas, mejor calidad y continuidad del suministro de energía Documento Referencial [3]

Se proyectan hasta el año 2026, ser un país inteligente con el uso de energía sostenible y limpia creando una cultura energética consiente con el uso eficiente de sus recursos naturales.

Plantean tres etapas de implementación de Smart Grids, la primera se basa en el análisis de la experiencia extranjera para la aplicación local, continuando hasta el año 2025 con la segunda etapa, la instalación de las nuevas tecnologías necesarias para el uso de Smart Grids, donde empresarios y usuarios inicien un proceso de

interiorización del sistema. Finalmente la etapa tres hasta el 2026 Colombia sea reconocido por su eficiencia y altos niveles de calidad en el servicio eléctrico además de ser amigable con el medio ambiente.

Por otro lado las empresas ven también los beneficios técnicos, ya que se reduce y previene cortes de energía por fallas en los equipos, especialmente en la distribución, ya que al tener lectura a tiempo real del sistema, se podrá detectar la falla, aislar de los equipos, y despejarla en un tiempo mínimo, retomando el servicio eléctrico en muy corto plazo, en la actualidad las empresas no cuentan con este sistema, y conocen de las fallas en los equipos porque los clientes son quienes llaman a quejarse de la falta de éste, especialmente en sectores rurales. Con el sistema inteligente se disminuye esta vulnerabilidad evitando pérdidas cuantiosas y permitiendo ubicar de forma rápida el origen de las fallas.

Además dentro de las etapas de desarrollo plantean un proceso aproximado de 15 años para que la población entera comprenda lo que significa Smart Grids, pero se requiere del esfuerzo y compromiso de todos, no solo del sector energético.

XM Compañía de Expertos en Mercados, CIDET (Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico), COCIER (Comité Colombiano de la Comisión de Integración Energética Regional), CNO (Consejo Nacional de Operación), CAC (Comité Asesor de Comercialización) y CINTEL (Centro de Investigación de las Comunicaciones) vienen estructurando una propuesta de proyecto cuyo objetivo es establecer concertadamente con las principales empresas del sector eléctrico y demás actores relacionados, un marco de lineamientos, políticas y estrategias para el desarrollo óptimo de las redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano, orientado a los retos del país considerando los beneficios y costos esperados.

La Colombia Inteligente es el marco estratégico intersectorial que define los lineamientos y la métrica de seguimiento de una ruta hacia un sector eléctrico eficiente y sostenible con una operación confiable y segura de la red eléctrica.

Alineación con el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014

El **PND** es el plan que sirve de base y provee los lineamientos estratégicos de las políticas públicas formuladas por el Presidente de la República a través de su equipo de Gobierno. Su elaboración, socialización, evaluación y seguimiento es responsabilidad directa del Departamento Nacional de Planeación.

Del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, Decreto Nº 1123

Artículo 1°. Programa de Normalización de Redes Eléctricas. De acuerdo con el artículo 1° de la Ley 1117 de 2006, el programa de normalización de redes eléctricas tendrá como objetivos la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional, SIN.

3.4.1 LEYES Y PROYECTOS RELACIONADAS CON INCENTIVOS PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA EN COLOMBIA

- LEY 697 DE 2001

Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones

ARTÍCULO 10. El Gobierno Nacional a través de los programas que se diseñen, incentivará y promoverá a las empresas que importen o produzcan piezas, calentadores, paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos, y/o cualquier otra tecnología o producto que use como fuente total o parcial las energías no convencionales, ya sea con destino a la venta directa al público o a la producción de otros implementos, orientados en forma específica a proyectos en el campo URE, de acuerdo a las normas legales vigentes.

- LEY 1450 DEL 16 DE JUNIO DE 2011 Art. 105 – Plan Nacional de Desarrollo

El gobierno nacional diseñará e implementará una política nacional encargada de fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación en las energías solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, undimotriz y demás alternativas ambientalmente sostenibles.

3.4.2 PROYECTOS RELACIONADAS CON LA IMPLEMETACION DE GENERACION DISTRIBUIDA EN COLOMBIA

- *La energía geotérmica será una realidad*

Opción en el volcán del Ruiz

Como parte de esa búsqueda de lugares óptimos para la explotación de la energía geotérmica, Isagen, encargada de la ejecución del proyecto, se concentrará en los estudios técnicos, ambientales y sociales necesarios para evaluar el potencial de diferentes sitios en el Macizo Volcánico del Ruiz, situado en la Cordillera Central, estos análisis complementarán los estudios de pre factibilidad que se iniciaron con el apoyo del BID, que donó US$900.000 para ese proceso. Unidad de planeación minero energética

- *Atlas de radiación solar de Colombia*

Es un conjunto de mapas donde se representa la distribución espacial del potencial energético solar de Colombia; en estos mapas se establece el valor promedio diario de radiación solar global, brillo y radiación ultravioleta solar que incide sobre una superficie plana por metro cuadrado.

De cada una de estas variables se muestran los valores promedio en el tiempo mediante 13 mapas, uno para cada mes del año y un mapa promedio anual. El Atlas es un documento de referencia para Colombia que contribuye al conocimiento de la

disponibilidad de sus recursos renovables y facilita la identificación de regiones estratégicas donde es más adecuada la utilización de la energía solar para la solución de necesidades energéticas de la población.

- El Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia

Es una colección de mapas que muestra la distribución espacial del viento en superficie y el potencial eólico de Colombia. En los mapas de viento se presenta el promedio mensual y anual, acompañado de dos momentos estadísticos de orden superior como la desviación estándar y el sesgo para cada uno de los meses y, en el caso de la energía, se establece el valor promedio mensual y anual de la densidad de energía eólica a dos distintas alturas, indicando épocas del año y zonas de Colombia donde podría ser más aprovechable este recurso natural para dar soluciones a las necesidades energéticas de la nación.

Mapas de velocidad del viento, densidad de energía eólica a 20 y 50 metros de altura sobre el territorio colombiano que permiten identificar lugares donde se pueden aportar soluciones energéticas apoyadas por el viento, con aplicaciones útiles en el sector industrial y eléctrico, se cuenta con resultados de las características estadísticas del viento como la desviación estándar y el sesgo.

Localmente se identificaron 16 lugares, como puntos de referencia, donde el recurso natural viento puede ser aprovechado en determinadas épocas del año y en algunas horas del día.

- Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia

Los usos potenciales de la biomasa como fuente alternativa de energía y sus posibles esquemas tecnológicos de aprovechamiento exigen que se profundice en el conocimiento de los aspectos relacionados con su oferta, compasión y potencial energético, evalúa la oferta energética de la biomasa contenida en algunas especies representativas de los sectores agrícolas pecuario y de los residuos sólidos orgánicos urbanos

El Atlas recopila y consolida información sobre el área cultivada, la población pecuaria y el volumen de residuos sólidos orgánicos urbanos provenientes de las plazas de mercado de 12 ciudades y la poda de zonas verdes de 10 ciudades, y su correspondiente potencial energético a nivel nacional. Documento Referenciado [2]

3.5 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR

Como parte de la planificación e innovación que realiza el gobierno de Ecuador en el sector eléctrico, enero del año 2013, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, con el apoyo de varios actores de este sector, presentaron el Programa de Redes Inteligentes Ecuador, que busca incorporar un nuevo modelo de gestión del sistema eléctrico, sustentado en tecnologías avanzadas de medición, monitoreo y comunicación, y que involucre desde la producción hasta el consumo de la energía eléctrica.

Este programa busca, entre sus objetivos, optimizar la forma de planificar y operar los sistemas eléctricos, mejor la calidad de servicio de energía, respuestas oportunas cuando ocurran imponderables y conocer la forma en que los clientes consumen la energía eléctrica.

Con esta modernización de nuestro sistema eléctrico, se podrá tener un registro en tiempo real de todo lo que sucede en los elementos por donde circula la electricidad, desde las fuentes de generación hasta los clientes finales, lo cual también hace parte del proceso de eficiencia energética, que lidera el Ministerio de energía.

El Ecuador es pionero en la región en la implementación de redes inteligentes, pues están en marcha varias iniciativas, entre las más importantes: el cambio y la diversificación de la matriz energética a través del desarrollo de las energías renovables (8 proyectos hidroeléctricos, 1 eólico, varios fotovoltaicos, de biomasa y geotérmicos), nueva infraestructura de transmisión en 500 kV, modernización e incorporación de tecnología de punta para la gestión de la red distribución.

Para el año 2017 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (Meer) aspira a completar el cambio de cerca de cuatro millones de medidores tradicionales por los llamados inteligentes. Esto, en el marco del programa de Redes Inteligentes Ecuador (Redie).

La REGULACIÓN No. CONELEC – 005/06 contempla la precisión de los equipos 0.5% ó mejor según normas IEC o su equivalente en otras normas, con una capacidad instalada menor a 650kW, para lo cual se requiere modificarla y se recomienda el uso de la norma IEC 62053-21 con precisión 1 de los equipos de medición electrónica.

Dicho programa tiene un alcance hasta el año 2030 y pretende dotar a la red eléctrica nacional de tecnología y comunicación para conocer al instante lo que ocurre en todos los puntos de la red, además de lograr la eficiencia energética.

3.5.1 ECUADOR: LEYES PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ENERGÍAS RENOVABLES

- *Regulación Nº CONELEC -002/13*

Establece que los proyectos que se instalen en el futuro y las centrales que se encuentren en operación, cuya capacidad sea inferior a 1 MW, no requiere de un permiso; solamente deberán obtener el correspondiente registro en el CONECLEC

Lo cual podría ser perjudicial para los sistemas eléctricos de distribución por la gran cantidad de inconvenientes que causa la incorrecta utilización de la GD, como ya se ha mencionado el mismo tiene que ser regularizada

El Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, aprobó las siguientes Regulaciones:

1. No. 002/11 - “Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica”.

2. No. 003/11 - “Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración”.
3. No. 004/11 - “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”.

Las tres normas regulatorias permiten el cumplimiento de lo establecido en la Constitución de la República, esto es la posibilidad de delegar, por excepción, a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación dentro del sector eléctrico. Estos conceptos también están desarrollados en el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, producto de lo cual se reformó el artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Bajo esta concepción, la primera Regulación (No. 002/11) establece los principios y parámetros que permiten aplicar los casos de excepción para la participación privada en los proyectos de generación eléctrica, cuyas condiciones, en cuanto al plazo del título habilitante como a los precios referenciales para los contratos regulados, son desarrolladas en la metodología que se presenta en la Regulación CONELEC 003/11.

La Regulación CONELEC 004/11, que trata sobre las energías renovables no convencionales, establece los requisitos, precios, período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan estas fuentes de energía, pero no menciona con inclusión de la micro (0-100kW) y mini generación (100kW-1MW) de potencia, que es un inicio a las Smart Grids

3.5.2 ECUADOR Y LOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

- Las privilegiadas condiciones naturales y geográficas de la ciudad de Loja permiten el aprovechamiento de la fuerza del aire a través del Parque Eólico Villonaco.

Este proyecto que cuenta con 11 aerogeneradores, se constituyen como el primer proyecto de mayor altura en la región, tiene una inversión de USD 41.8 millones y entró en operación en Abril del 2013, 59 GWh/año de energía y 16.5 MW de potencia. Constituye un peldaño más en el afán de desplazar la energía térmica por energía renovable y así contribuir al cambio de matriz energética que apuesta el Gobierno Nacional.

- Proyectos Hidroeléctricos

- Coca Codo Sinclair y Sinohydro Corp. Con inversión de USD 1.979 millones, levantarán una hidroeléctrica capaz de generar 1.500 MW de potencia efectiva con una producción de energía de 8.731 GWh/año.
- El proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua generará 904 GWh/año con una potencia 115 (MW)
- Proyecto Hidroeléctrico Quijos que tiene como objetivo generar 355 GWh/año de energía y 50 MW de potencia
- Proyecto Hidroeléctrico Quijos que tiene como objetivo generar 355 GWh/año de energía y 50 MW de potencia

- Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica", el cual ha sido elaborado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE.

- Plan para líneas de investigación para el desarrollo de la geotermia

Existen esfuerzos a nivel nacional para la evaluación de fuentes geotérmicas de alta entalpía con el fin de producir electricidad. Sin embargo, el uso del suelo en aplicaciones de baja temperatura ha recibido muy poca atención. Se estima que en la

ciudad de Guayaquil, al reducir 2°C de la temperatura externa mediante bombas de calor geotérmicas, existe un potencial ahorro de 18 millones de dólares anuales y la diminución de emisiones de dióxido de carbono (CO2) al ambiente; es decir, se dejarían de emitir 19,20 toneladas métricas por sistema instalado.

- Está en ejecución un estudio de factibilidad para la implementación de un biodigestor en el Camal Metropolitano de Quito, para lo cual se suscribió un convenio de cooperación con la Empresa Eléctrica Quito y la Empresa Municipal de Rastro. A la fecha se ha construido un biodigestor piloto que servirá para hacer pruebas.

El aprovechamiento energético de la biomasa residual para generación eléctrica en las Provincias de Pichincha, Imbabura, Manabí y Francisco de Orellana.
La Empresa Eléctrica Quito, en convenio con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y la Empresa de Rastro, está construyendo en el sur de Quito un biodigestor para el aprovechamiento de los desechos biológicos que se producen del faenamiento de los animales.

3.5 LEYES QUE PODRIAN SER APLICADAS EN LA NORMATIVA ECUATORIANA.

Con base en la descripción de la normativa vigente de varios países y que fuera expuesta anteriormente, se realiza un resumen de las leyes podrían ser aplicadas al caso Ecuatoriano

De Perú tenemos:

Procedimiento de cálculo de la prima para la generación con recursos energéticos renovables

Se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos:

i. la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo,

ii. Un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización.

La cual se puede aplicar a la normativa ecuatoriana, si el precio final dejara de estar subsidiado, lo cual dificulta aplicar la tarifa diferenciada.

El cálculo de la prima, se lo podría hacer en base a la energía que se pierde en las líneas de trasmisión, de sub trasmisión y distribución con lo cual se podría financiar e incentivar el uso proyectos con energías renovables y financiarlos

De España tenemos:

- Las tarifas de último recurso serán de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.
  - Existirá un único tipo de tarifas de último recurso denominado Tarifa TUR que se aplicará a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.
  - Opcionalmente, los consumidores acogidos a esta tarifa que dispongan del equipo de medida adecuado, podrán acogerse a las siguientes modalidades con discriminación horaria.

En Ecuador no existe una tarifa con discriminación horaria, no se cuenta con una medición inteligente a nivel de usuario final, que pueda diferenciar y aplicar las tarifas diferenciadas.

Con una medición electrónica se podría diferenciar y aplicar una tarifa diferenciada, a momentos de máxima ayudando a reducir los costos de producción que se necesita

para cubrir los picos de demanda, calculando el aporte de la generación distribuida, y pagar su generación

De Brasil tenemos:

Métodos de compensación en las facturas de consumo como las Uso para el Sistema de Distribución (TUSD) y la Tasa de Uso del Sistema de Transmisión (TUST)

En la REGULACIÓN No. CONELEC–004/11 se considera un precio de 40.03 cUSD/kWh para la generación fotovoltaica, valor elevado que causaría un déficit grande entre la diferencia de la energía consumida a un costo de medio de 8.5 cUSD/kWh y la producida al valor mencionado.

Con un precio más acorde a la realidad se podría aplicar un método de compensación o de último recurso en los momentos de máxima demanda, tanto para los sistemas de Distribución y los sistemas de Transmisión, el cual podría ser creado por parte del MEER para compensar la diferencia económica.

3.6 PROPUESTA DE REGULACION PARA EL SECTOR ECUATORIANO EN BASE A LA EXPERIENCIA DE LOS PAÌSES MENCIONADOS

La presente propuesta recoge las Regulaciones de otros países, las emitidas por el CONELEC y las complementa.

Considerando:

Que, el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas;

Que, esta ley promueve el desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids) en el país, con los objetivos de lograr mayor eficiencia del sistema eléctrico, mejorar el monitoreo y el control del consumo eficiente de electricidad, y contribuir a una mayor utilización de energías renovables y generación distribuida, proporcionando a los usuarios un beneficio mayor que los costos correspondientes;

Que, es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Que, con Resolución No. 010A/13, en sesión de 21 de mayo de 2013, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC 002/13 “Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1 MW”, que establece los procedimientos que deben cumplir los proyectos de generación de energías renovables, menores a 1 MW, para obtener su Registro ante el CONELEC, así como su tratamiento en aspectos comerciales, técnicos y de control;

Que, con Resolución No. 010/13, en sesión de 21 de mayo de 2013, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC 001/13 “Participación de generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales”, que establece los requisitos, precios, período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado o en sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales;

Que, en la parte final del artículo 53 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece que la operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetarán a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC;

En ejercicio de sus facultades,

Resuelve:

Expedir la presente Regulación denominada “Modelo regulatorio para la generación distribuida y la implementación de las Smart Grids”

1. OBJETIVO

Establecer las condiciones regulatoria de tarifación para la generación distribuida micro y mini generación y la implementación de las Smart Grids en las Empresas Distribuidoras (Caso: EERSA).

2. ALCANCE

Establecer propuestas regulatorias en base a la experiencia de otros países, para tratamiento de generación distribuida con energías no convencionales a la red de Distribución y el desarrollo de las Smart Grids:

3. DEFINICIONES

Smart Grids una red inteligente como “una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella: generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico.

Autogenerador: Empresa que produce energía para su propio consumo, pudiendo tener eventualmente excedentes que pueden ser puestos a disposición del Sector Eléctrico ecuatoriano, a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas de distribución.

CENACE: Corporación Centro Nacional de Control de Energía.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

Energía Excedente: Para los autogeneradores, la energía excedente será igual a la diferencia entre la energía entregada a los sistemas de distribución o transmisión, donde se encuentre conectado el autogenerador, y la energía consumida por sus consumos propios.

Energía consumida de la red: Es la energía consumida por los consumos propios de un autogenerador que no haya podido ser abastecida por este, y por tanto, deba ser facturada por una distribuidora.

Energía autogenerada: Es la energía producida por la planta autogeneradora, la energía autogenerada será aquella entregada por el autogenerador en el punto de conexión con el sistema de transmisión o distribución, según corresponda.

Centros de recarga y descarga: Instalaciones de recarga y descarga para los vehículos eléctricos, propiedad de una empresa o de la Empresa Distribuidora, destinadas a proveer energía para cubrir la demanda y entregar energía a la red proveniente de los vehículos eléctricos.

Central no convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaicas), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas, las mismas que, por su relativo reciente desarrollo y explotación, no han alcanzado todavía un grado de comercialización para competir libremente con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.

Central solar fotovoltaica: Central que genera electricidad en base a la energía de los fotones de la luz solar, que al impactar las placas de material semiconductor del panel solar fotovoltaico, desprenden los electrones de su última órbita, los mismos que al ser recolectados forman una corriente eléctrica.

Precio preferente: Precio establecido para la generación con energías renovables no convencionales que comprende, entre otros aspectos, costos fijos de inversión,

administración, operación y mantenimiento, y costos variables considerando los aspectos de cada tecnología de generación; incluye además un componente de rentabilidad.

4. **Plan de sustitución de contadores**, establece que los nuevos equipos de medida a instalar para potencia de hasta 15 kW y aquellos que se sustituyan, deben permitir discriminación horaria y telegestión y establecer el plan para la sustitución de todos los contadores para el periodo 2014-2020. Continuando, en el marco del programa de Redes Inteligentes Ecuador (Redie).

5. **Promover la Aplicación de "Medidores Inteligentes "**que cumplan las siguientes características:

   5.1 Los equipos de medida deben tener un elemento visualizador de la energía circulada que garantice su lectura tras ausencia de tensión de red, se recomienda utilizar Norma IEC 61850 (Interoperabilidad para Protección Avanzada y Aplicaciones de Control)

   5.2 Los equipos básicos deberán permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada periodo se registrarán y almacenarán las energías activa y reactiva, permita distinguir el flujo bidireccional.

   5.3 Para la lectura y telegestión de los equipos de medida por parte de su encargado de la lectura se podrán utilizar distintos medios físicos de comunicación, tales como RTC (red telefónica), GSM (celular), GPRS (radio), PLC (línea eléctricas conectarse al internet), etc. Los protocolos de comunicaciones serán preferentemente públicos.

Refórmese la REGULACIÓN No. CONELEC – 005/06 que contempla la precisión de los equipos primarios: Transformador de Corriente y Potencial de 0.5% ó mejor según normas IEC o su equivalente en otras normas, con una capacidad instalada menor a 650kW, para lo cual se requiere modificarla y se recomienda el uso de la

norma IEC 62053-21 u otras equivalentes, con precisión 1 de los equipos primarios CT y PT y electrónicos.

6. **Implantación de las Redie:** Se deben modernizar los sistemas de distribución, transformadores, seccionadores y subestaciones, conectados a sistemas de comunicaciones, los cuales permitan operarlos en tiempo real, mediante un sistema SCADA

7. **Incentivar el uso de energías renovables con precios preferentes** como se menciona en la REGULACION No. CONELEC – 004/11(el cual es muy alto motivo por el cual se plantea un nuevo precio) y REGULACION No. CONELEC – 001/13 y la Propuesta de precios basados en el tiempo propuesta en el presente estudio.

   7.1 Incentivar al usuario a producir energía con el uso de energías renovables, difundir las regulaciones mencionada, agilitar el proceso de calificación en caso de usuarios menores a 1MW

   7.2 Crear y Difundir Casos Piloto de edificios públicos y privados autosustentables.

   7.3 Iluminación publica, de bajo consumo y control individualizado

   7.4 Incentivar a las empresas distribuidoras que utilicen energías renovables, con precios preferenciales para la generación con energías no convencionales, que reducirían las perdidas en las líneas de transmisión y disminuyen los costos de transporte de energía, además mejora la calidad de energía en los sistemas de distribución.

Refórmese las regulaciones No. CONELEC – 009/06 y No. CONELEC – 001/14 los cuales no mencionan autogeneradores menores a 100 kW.

Como se menciona en la tabla 4.3 del capítulo 4, se calcula el ahorro económico, con la reducción de pérdidas en el sistema de distribución, monto con el cual se puede

financiar y promover el uso de energías renovables en los sistemas de distribución, además reduciendo la generación con energías no renovables y el ahorro intangible en las mejoras de calidad de servicio y contaminación en el medio ambiente.

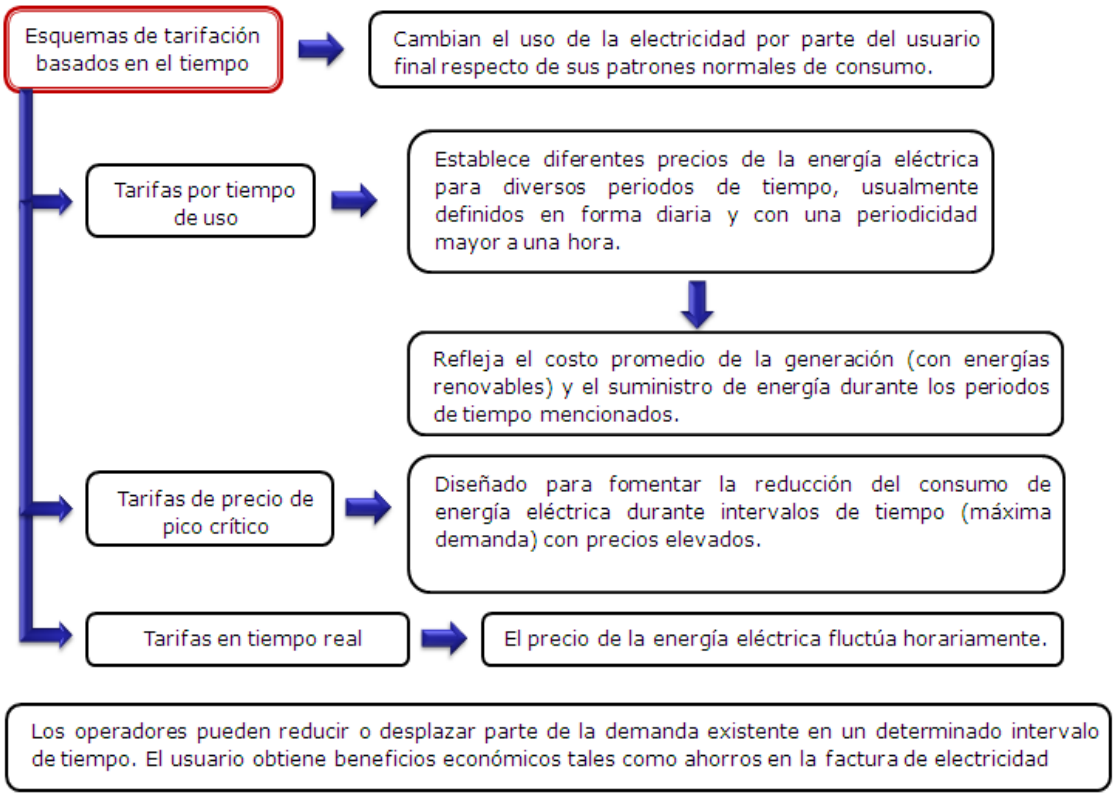


Gráfico 3.1 Modelo de Tarifación eléctrica

8. **Aspectos Comerciales:** Medidas destinadas a reducir los requerimientos para la instalación de generación distribuida de pequeño porte, con inclusión de la micro (0-100kW) y mini generación(100kW-1MW) de potencia

   8.1 Los Sistemas de Compensación de Energía, que permiten a los consumidores instalar pequeños generadores en su unidad de consumo e intercambiar energía con el distribuidor local. La regla se aplica a los generadores que utilicen fuentes de energía recomendados, como hidroeléctrica, solar, biomasa, y eólica.

8.2 El Sistema de Compensación de la Energía plantea que una unidad generadora instalada en una residencia, por ejemplo, podrá inyectar al sistema distribuidor toda la energía que produzca en momentos de máxima demanda, por lo que recibirá un crédito que servirá para rebajar el consumo de los meses siguientes en las horas de máxima demanda. Dicho crédito puede ser utilizado por un período y la información será incluida en la factura del consumidor, para que conozca el saldo de energía y tenga el control sobre su factura.

8.3 Las agencias públicas y las empresas con filiales que decidan participar en el sistema de compensación también podrán utilizar el excedente producido en una de sus instalaciones para reducir la factura a otra unidad, con los precios establecidos para la generación distribuida se incentiva a los usuarios para implementar nuevos proyectos con generación distribuida.

8.4 Los consumidores que instalen micro o mini generación distribuida serán inicialmente responsables de los costos de ajuste del sistema de medición que se requiere para implementar el sistema de compensación. Después del ajuste, las propias distribuidoras serán las responsables del mantenimiento, incluyendo el costo de un eventual reemplazo.

9. Establecer Decreto: Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas no convencionales de la micro (0-100kW) y mini generación(100kW-1MW) de potencia

9.1 El Gobierno Nacional a través de los programas que se diseñen, incentivará y promoverá a las empresas que importen o produzcan piezas, calentadores, paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos, y/o cualquier otra tecnología o producto que use como fuente total o parcial las energías no convencionales, la reducción de aranceles (Resolución 013 de Comité de Comercio Exterior reduce a cero los aranceles para piezas para ensamblar las cocinas a inducción) ya sea con destino a la venta directa al público o a la producción de otros implementos, de acuerdo a las normas legales vigentes,

Ministerio de Industrias (centro de eficiencia de recursos y producción más limpia en Ecuador).

9.2 El gobierno nacional diseñará e implementará una política nacional encargada de fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación en las energías solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, undimotriz y demás alternativas ambientalmente sostenibles a través del Instituto Nacional de Eficiencia y Energías Renovables INER (proyectos de Energías Renovables)

10. Procedimiento para el financiamiento de proyectos con energías no convencionales para el estado del buen vivir territorial

Las empresas públicas y las sociedades anónimas que funcionen como públicas informarán mensualmente al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), el estado de la "Cuenta del Buen Vivir Territorial".

Estas empresas, en coordinación con los gobiernos autónomos descentralizados, tomando como base las políticas y normativa emitidas por el Gobierno Central, priorizarán y definirán los proyectos a ejecutarse; informarán al respecto al MEER y al CONELEC y, posteriormente, financiarán y ejecutarán dichos proyectos de conformidad con la planificación establecida.

11. Establecer Decreto: Mediante la cual se fomenta la importación del Vehículo Eléctrico: Se debe establecer un Plan integral de impulso al vehículo eléctrico, Regular la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos, financiados a través del Ministerio de Industrias y MEER

11.1 Las ayudas económicas, (que pueden ser la reducción de aranceles de importación, con lo cual se exige a entregar la energía proveniente de las baterías de los vehículos eléctricos a horas de máxima demanda) que se concederán a las adquisiciones de vehículos eléctricos nuevos, operaciones

de financiación por leasing financiero y arrendamiento por renting o leasing operativo de estos vehículos, como los que promueve el Ministerio de industrias y MEER , (como por ejemplo: Uso de Nuevas Tecnologías en el Transporte Urbano, Sustitución de Refrigeradoras ineficientes, Proyecto Piloto de Cocinas de Inducción)

12. Regulador: El CONELEC Regulará la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética para implantación del vehículo eléctrico, que sea consistente en la obligaciones de los gestores de cargas del sistema. Asimismo, se regula el procedimiento y los requisitos necesarios para el ejercicio de esta actividad, teniendo en cuenta que este nuevo sujeto tiene dos vertientes: es un consumidor, pero a la vez tiene carácter mercantil y suministra a cliente final, por lo que se asemeja a la figura del comercializador.

12.1 Facturar y cobrar la energía entregada en la reventa para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos Son obligaciones de las empresas gestoras de cargas del sistema, en relación a la actividad de reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos, al mismo precio (27cUSD/kWh) establecidos para la generación fotovoltaica, en el análisis económico de capitulo 4.

12.2 Se regirá a los horarios y las condiciones técnicas establecidas en la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11, en el cual se establece los pasos a seguir para entrar en funcionamiento con un precio de generación fotovoltaica (27 cUSD/kWh)

12.3 Controlar y abonar la diferencia de precio de energía, antes mencionados para cada uno de los puntos de conexión a las redes con destino al consumo de energía eléctrica para su propio uso y para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos que realice

12.4 Contar, en cada una de las instalaciones en que se desarrolle la actividad, con instalaciones eléctricas que permitan efectuar la recarga energética para

vehículos eléctricos y que reúnan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias vigentes, habiendo obtenido las autorizaciones que, en su caso, se requieran(anexo 1)

13. Requisitos calificación como autogenerador menor, Micro (0-100kW) y Mini (100kW-1MW) de potencia)

El interesado en desarrollar un proyecto de generación, que desee acogerse a las condiciones establecidas en la presente Regulación, para su proceso de calificación ante el CONELEC y luego con La Empresa Distribuidora, que deberá recibir esta solicitud obligatoriamente, con los requisitos indicados a continuación:

13.1. Presentar Solicitud de calificación para estudios de Factibilidad de Conexión al Sistema de Distribución, los cuales serán realizados por parte del Distribuidor, según corresponda;

13.2. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo a ser instalado, tipo de central, ubicación, implantación general. La información deberá ser entregada en medio físico y digital (original y copia);

13.3. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que certifique que el Proyecto se encuentra o no, dentro del sistema nacional de áreas protegidas. En caso de encontrarse dentro de áreas protegidas, se requiere presentar la Autorización del Ministerio de Ambiente;

13.4. Esquema de financiamiento y carta certificada de financiamiento, en los cuales, se demuestre la capacidad financiera para desarrollar el proyecto en todas sus etapas;

13.5. En función de la información recibida, por parte de La Empresas Distribuidoras, el CONELEC podrá otorgar la calificación que acredite a la empresa o interesado como autogenerador menor, siempre y cuando se cumpla con los requisitos.

14. PRECIOS

14.1 PRECIO EN EL PERÍODO PREFERENTE

La duración de este periodo es de 15 años (periodo en el cual se recupera la inversión inicial y las reinversiones). Se contabilizará a partir de la suscripción del Título Habilitante o Registro; y en éste se reconocerán los precios establecidos de 27 cUSD/kWh (que se encuentra detallado en el análisis financiero al final de IV capitulo).

Es importante mencionar que conociendo el valor vigente en el Ecuador para las energías fotovoltaicas con un precio de 40.03 cUSD/kWh en la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11, se han investigado sobre los precios reconocidos en otros mercados, siendo los siguientes: Centro y Sur de Europa 19.48 cUSD/kWh. Alemania 25.04 cUSD/kWh, Argentina 18 cUSD/kWh, Perú 22.3 cUSD/kWh, España 16,99 cUSD/kWh y Brasil de 8,77 cUSD/kWh a 10,97cUSD/kWh.

14.2 PRECIOS EN EL PERÍODO ORDINARIO

Es el precio del período comprendido, entre la terminación del precio del período preferente hasta la finalización del plazo de concesión de 20 años (15 años de periodo preferente y 5 años de periodo ordinario). Dentro de este período se reconocerán el precio de 19 cUSD/kWh, el precio indicado en la tabla 3 REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11 11.80 cUSD/kWh; en los demás aspectos se sujetarán a las condiciones establecidas, de acuerdo a la normativa vigente a esa fecha.

14.3 CASO ESTUDIADO: PRECIO VIABLE PARA LA EERSA

El precio para la generación fotovoltaica para el alimentador de estudio es 27 cUSD/kWh con una recuperación de la inversión de 4 años, establecido en el análisis económico al final del IV capitulo, que se toma en cuenta para la presente

regulación, se toma en cuenta la depreciación de los equipos, para un periodo máximo de 20 años de operación.

14.4 ENTREGA PREFERENTE

La Empresa distribuidora recibirá, de manera obligatoria, toda la energía eléctrica que las centrales renovables no convencionales puedan entregar al sistema, y que se hayan acogido a las condiciones establecidas en la presente Regulación. Excepcionalmente por condiciones de seguridad del sistema, la Empresas distribuidoras no tendrán la obligación de recibir esta energía. Este aspecto deberá constar dentro del Título Habilitante o Registro.

14.5 MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS

Los consumidores o empresas que instalen micro o mini generación distribuida serán inicialmente responsables de los costos de ajuste del sistema de medición que se requiere para implementar el sistema de compensación. Después del ajuste, las propias distribuidoras serán las responsables del mantenimiento, incluyendo el costo de un eventual reemplazo.

14.6 MONITOREO DE LA RED EN TIEMPO REAL

La aplicación de la Norma IEC 61850 (Interoperabilidad para Protección Avanzada y Aplicaciones de Control), se puede obtener información en tiempo real, de los elementos que conforman la red de Distribución, obteniendo datos del GIS (Sistema de Información Geográfica), los cuales se pueden incluir en la homologación iniciada por el MEER, y definir los protocolos de comunicación entre los elementos de la red.

15. DESPACHO ECONÓMICO

Establecer un nuevo despacho económico a corto plazo, cuyo propósito es programar el uso adecuado de los recursos de suministro disponibles para satisfacer la demanda eléctrica al menor costo posible.

Función objetivo min(c)= Costo total de la energía comprada al MEM+ Costo de la energía comprada a la generación distribuida- Ingresos por venta de energía a los vehículos eléctricos+ Costo de energía comprada a los vehículos eléctricos+ Costo de la energía no suministrada

Con lo cual se obtendría:

Precios de la energía para cada intervalo de tiempo (15 minutos – 1 hora)

Los Propietarios de los vehículos eléctricos decidirán si es conveniente participar en las transacciones de compra-venta de energía.

16. PARA REALIZAR LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS CON GD PROPUESTOS EN ESTE CAPÍTULO SE DEBE PONER MAYOR ÉNFASIS EN LOS SIGUIENTES PARÁMETROS:

16.1 Repotenciación de los centros de transformación involucrados para la implementación de paneles solares o centros de recarga y descarga para vehículos eléctrico.

16.2 Un análisis completo de las protecciones existentes del sistema, pues como se analizado las corrientes de cortocircuito aumentan de manera considerable, el flujo bidireccional los cuales causan graves efectos en las protecciones del sistema.

16.3 Preparar al sistema ante contingencias de falla de o perdida de generación distribuida. creando redes aisladas manteniendo alimentadores en paralelo dando mayor versatilidad a la red de distribución

16.4 Cambio a un sistema de medición inteligente, automatización de elementos tales seccionadores reconectadores interruptores en los alimentadores de distribución, que permitan operar al sistema mediante un sistema SCADA.

16.5 Análisis de proyección de demanda, con lo cual podemos prepara a las redes de distribución evitando el colapso del sistema.

16.6 Análisis de armónicos ingresados al sistema, pues los inversores ingresan en gran cantidad de armónicos a la red, siendo motivo de otro estudio que no se analiza en esta tesis.

16.7 Creación de horarios para el funcionamiento de los centros de recarga y descarga, poniendo énfasis en la reducción de los picos de demanda, lo cual se demuestra en el análisis presentados

16.8 Estudios y Análisis de la implementación de energías renovables aplicables en los alimentadores, por parte de la Empresa Distribuidora con lo cual ayuda a mejorar las perdidas en la líneas, calidad de servicio (niveles de voltaje). Los cuales pueden autofinanciarse siendo proyectos viables.

Modelo de Solicitud

Modelo de solicitud para implementación de energías renovables no convencionales de baja capacidad (hasta 100kW)

Datos del solicitante

- Nombres de la empresa, o nombres completos del interesado:

  ……

- Numero de cedula de ciudadanía:

  ……

- Numero de Medidor:

  ……..

Ubicación del proyecto

- Dirección de la ubicación del proyecto:

  …….

- Croquis de la ubicación del proyecto:

Datos del proyecto

- Tipo de energía no convencional a utilizarse:……..
- Capacidad de generación en kW: ……..
- Tipo de financiamiento del proyecto:……..
- Descripción general del proyecto tecnología, marca de equipos a instalarse

  ……

Firma de la empresa, o nombres completos del interesado

APROBACION DE LA EMPRESA DISTIBUIDORA

1 CUADRO COMPARATIVO

	ECUADOR	COLOMBIA	PERU	BRASIL	ESPAÑA
Proyectos que impulsan las Smart Grids	Programa de Redes Inteligentes Ecuador Para 2017 cambio de cerca de cuatro millones de medidores tradicionales por los llamados inteligentes	Colombia Inteligente		Proyecto Inteligente Buzios City La Agencia Nacional de Energía ANEEL, plataforma de medición avanzada AMI	La Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas del futuro, FUTURED
Regulaciones para la implementación de energías renovables y generación distribuida	Conelec No. 004/11 “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”.	Alineación con el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 (Uso eficiente de sus recursos naturales). LEY 697 DE 2001	DECRETO LEGISLATIVO Nº 1002 (2010) generación de electricidad con el uso de energías renovables	Mini generación, de 100 kW a 1 MW han sido aprobadas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). ANEEL aprobó nuevas normas para la Tarifa de Uso para el Sistema de Distribución (TUSD) y la Tasa de Uso del Sistema de Transmisión (TUST) que utilizan la energía solar.	El apoyo al vehículo eléctrico “Proyecto Movele” Real Decreto 647/2011, por el que se regula la actividad de gestor de cargas para el vehículo eléctrico

Proyectos con energías renovables	Parque Eólico Villonaco. Proyectos Hidroeléctricos Coca Codo Sinclair 1.500 MW 8.731 GWh/año. Proyecto Delsitanisagua generará 904 GWh/año con una potencia 115 (MW) Proyecto Quijos ,355 GWh/año de energía y 50 MW de potencia Proyecto Quijos ,355 GWh/año de energía y 50 MW de potencia	La energía geotérmica será una realidad Atlas de radiación solar de Colombia El Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia	Paneles solares fotovoltaicos para generar 20 Megawatts en la ciudad Tacna Parques eólicos de Talara y Cupisnique", 62 turbinas eólicas Vestas de 1.8 MW. La Central Térmica de Biomasa Huaycoloro, con una potencia de 4,8 MW a partir del biogás generado en las plataformas del relleno sanitario	Solaria instalará 100 MW fotovoltaicos en Brasil Atlas del potencial eólico Brasileño elaborado por el Ministerio de Minas y Energía Atlas Brasileño de Energía Solar elaborado por el Instituto de Pesquisas Especiales Plan Nacional de Energía 2030, en que se menciona aspectos como: eficiencia energética, perspectivas de conservación de la energía eléctrica.	Proyecto ZEM2ALL Movilidad de Cero Emisiones para Todos, promoverá el uso de vehículos eléctricos en la ciudad de Málaga El proyecto de Santoña (Cantabria), que alberga un prototipo de boya de 40 kW, El proyecto Asturias, desarrollado por la empresa española Hidroflot; El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 incluirá, por primera vez, las energías del mar como una renovable.

2 **Tabla 3.5 Cuadro Resumen de la normativa para Smart Grinds de todos los países analizados**

4. CAPITULO IV

ANALISIS DE LAS TECNOLOGÍAS DE SMART GRIDS APLICABLES PARA LA GESTIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ESTABLECER UNA PROPUESTA TÉCNICA DE APLICACIÓN A UNA DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Caso: Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (Riobamba)

Área de Concesión

Figura 4.1 Área de cobertura EE Riobamba

Fuente: CONELEC "Estadísticas Sector Eléctrico 2009"

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. cubre el 2,3 % del territorio ecuatoriano, y corresponde a 5.940 km2. Comprende parcialmente la provincia de Chimborazo.

Concepto	Pérdida referida a:	E.E. Ambato	E.E. Azogues	E.E. Centro Sur	E.E. Cotopaxi	E.E. Norte	E.E. Quito	E.E. Riobamba	E.E. Sur	Eléctrica de Guayaquil	E.E. Galápagos
Pérdida AT	E ingresada en AT	0,51	0,82	1,05	0,61	1,37	1,19	2,01	1,47	0,87	0,01
Pérdida MT	E ingresada en MT	1,32	0,36	0,91	0,55	0,80	1,24	1,83	1,58	1,24	0,85
Pérdida TMB	E ingresada en TMB	1,97	1,10	1,86	0,60	1,20	2,66	1,84	2,84	2,72	1,27
Pérdida Técnica BT	E ingresada en BT	3,50	1,07	2,00	1,18	1,96	0,90	3,03	3,13	4,06	2,96
Pérdida No Técnica BT	E vendida en BT sin AP	0,17	0,95	0,99	3,00	4,73	0,41	3,38	1,23	4,79	2,40
Total Empresa		7,48	4,30	6,81	5,94	10,06	6,40	12,09	10,25	13,67	7,49

Figura 4.2 Pérdidas de energía por Empresa Distribuidora

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022

Venta de energía de la EERSA para el año 2013

VENTA ENERGÍA A USUARIO FINAL			
AÑO 2013			
MES	ENERGÍA	USD$	PRECIO MEDIO DE VENTA ¢/Kwh
ENERO	24,609,275.00	2,230,109.99	9.06
FEBRERO	22,130,819.00	1,996,888.92	9.02
MARZO	23,516,006.00	2,102,598.66	8.94
ABRIL	23,961,654.03	2,165,641.41	9.04
MAYO	25,281,389.65	2,252,557.98	8.91
JUNIO	23,859,042.00	2,128,676.15	8.92
JULIO	26,246,564.00	2,318,609.68	8.83
AGOSTO	25,950,523.00	2,329,763.23	8.98
SEPTIEMBRE	23,205,855.00	2,087,226.77	8.99
OCTUBRE	24,765,563.00	2,226,968.63	8.99
NOVIEMBRE	26,375,196.00	2,400,315.11	9.10
DICIEMBRE	25,835,824.57	2,279,070.08	8.82
AÑO:	**295,737,711.25**	**26,518,426.61**	**8.97**
PRECIO MEDIO DE VENTA A USUARIO FINAL CONSIDERANDO TODAS LAS TARIFAS.			

Figura 4.3 Resumen de las Ventas Energía de la EERSA.

Fuente: Resumen ventas EERSA.

Consta de:

Subestaciones de Riobamba 11, Alimentadores de la EE Riobamba 37

Nivel de Voltaje (kV)	Monofásico (km)	Bifásico (km)	Trifásico (km)	Longitud Total (km)
4,16	2,57	0,10	11,08	13,74
13,80	2.475,33	97,96	529,41	3.102,70
Total general	2.477,89	98,06	540,48	3.116,44

Figura 4.4 Nivel de Voltaje de la los alimentadores de la EE Riobamba

Fuente CONELEC "Estadísticas Sector Eléctrico 2009"

Resumen compra de energía al mercado energético en el año 2013

	COMPRA ENERGÍA MERCADO OCASIONAL			**COMPRA ENERGÍA CONTRATOS**		
MES	**USD.$ M. OCASIONAL**	**ENERGÍA**	**¢/kwh**	**USD.$ CONTRATOS**	**ENERGÍA**	**¢/kwh**
ENERO	289,476.41	1,243,321.32	23.28	1,085,943.33	25,439,758.75	4.27
FEBRERO	469,190.56	2,773,996.62	16.91	907,275.25	20,938,945.59	4.33
MARZO	334,265.28	1,793,011.58	18.64	944,259.96	24,921,999.74	3.79
ABRIL	410,760.25	2,244,392.19	18.30	1,169,741.52	24,156,946.68	4.84
MAYO	538,263.10	4,253,369.16	12.65	1,053,459.91	23,491,700.98	4.48
JUNIO	312,105.21	1,575,366.19	19.81	898,909.59	25,066,898.36	3.59
JULIO	397,018.55	1,808,243.65	21.96	924,890.09	26,103,028.29	3.54
AGOSTO	300,265.62	994,707.11	30.19	888,191.60	26,716,799.12	3.32
SEPTIEMBRE	356,696.61	1,557,102.98	22.91	1,115,722.66	25,981,907.58	4.29
OCTUBRE	355,883.63	1,604,851.53	22.18	1,226,739.11	26,920,298.78	4.56
NOVIEMBRE	461,426.78	2,397,192.56	19.25	1,322,035.70	25,869,351.02	5.11
DICIEMBRE	616,359.44	4,423,802.93	13.93	1,355,188.65	24,890,763.62	5.44
TOTAL:	**4,841,711.44**	**26,669,357.81**	**18.15**	**12,892,357.37**	**300,498,398.51**	**4.29**
		8%			92%	
RESUMEN DEL AÑO						
TOTAL ENERGÍA COMPRADA:		**327,167,756.32**				
VALOR TOTAL FACTURADO:		**17,734,068.81**				
PRECIO MEDIO DE COMPRA:		**5.42**				

Figura 4.5 Resumen de las compra de Energía de la EERSA.

Fuente: Resumen Compra de energía EERSA.

GENERACION BRUTA AÑO 2013

MESES	CENTRAL H.	CENTRAL H.	CENTRAL H.	CENTRAL	TOTAL	COMPRA	TOTAL	ENERGIA REC.
	ALAO Kw	RIO BLANCO	NIZAG	TERMICA	GEN. PROPIA	S.N.I.	ENERGIA	MEM
							EERSA	
ENERO	6909817.0	1688682.9	290322.0		**8888821.9**	18094327.2	26983149.1	26683080.1
FEBRERO	6341241.5	1633887.9	381865.0		**8356994.4**	15746583.9	24103578.2	23712942.2
MARZO	7060622.0	2013963.5	427955.0		**9502540.5**	17650035.8	27152576.3	26715011.3
ABRIL	6875283.1	1742560.6	352128.0		**8969971.8**	17792465.1	26762436.9	26401338.9
MAYO	6876803.9	1819029.9	394865.0		**9090698.8**	19058940.3	28149639.1	27745070.1
JUNIO	7047893.5	1910943.8	173486.0		**9132323.3**	17692733.2	26825056.5	26642264.5
TOTAL	**41111661.0**	**10809068.6**	**2020621.0**	**0.0**	**53941350.6**	**106035085.5**	**159976436.1**	**157899707.1**
JULIO	6129319.9	1935202.2			**8064522.1**	19856758.9	27921280.9	27911271.9
AGOSTO	5592075.5	2083634.5			**7675709.9**	20045278.3	27720988.2	27711506.2
SEPTIEMBRE	959790.9	1989509.9			**2949300.8**	24594046.7	27543347.6	27539010.6
OCTUBRE	6814389.6	1800022.0			**8614411.6**	19920166.7	28534578.3	28525150.3
NOVIEMBRE	5164715.7	1214555.6	3486.0		**6382757.2**	21896606.3	28279363.6	28266543.6
DICIEMBRE	5871135.6	1156928.6	299404.0		**7327468.2**	22296177.4	29623645.6	29314566.6
2DO SEMESTRE	**30531427.1**	**10179852.8**	**302890.0**	**0.0**	**41014169.8**	**128609034.4**	**169623204.2**	**169268049.2**
TOTAL ANUAL:	**71643088.1**	**20988921.3**	**2323511.0**	**0.0**	**94955520.4**	**234644119.9**	**329599640.3**	**327167756.3**

Figura 4.6 Resumen de Generación bruta de Energía de la EERSA.

Fuente: Resumen Compra de energía EERSA.

La atención a los sectores urbano rural fueron

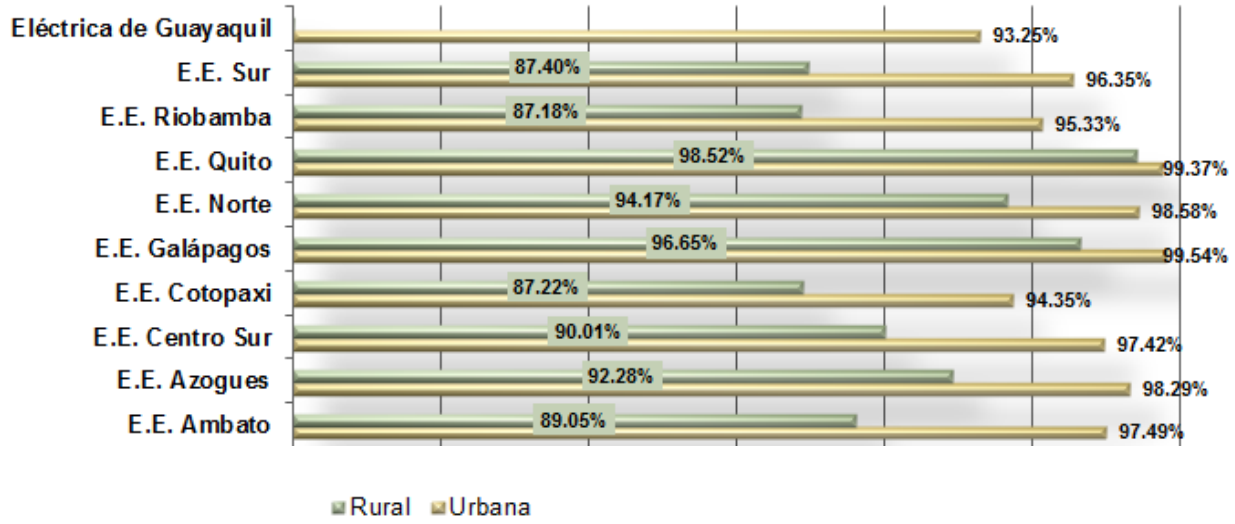


Figura 4.7 Sectores atendidos por las Empresas Distribuidoras

Fuente CONELEC "Estadísticas Sector Eléctrico 2012"

Área de Concesión	URBANO			RURAL			Total		
	Usuarios con servicio eléctrico	Total Viviendas	% Cobertura	Usuarios con servicio eléctrico	Total Viviendas	% Cobertura	Usuarios con servicio eléctrico	Total Viviendas	Total % Cobertura
CNEL-Bolívar	27,763	30,560	90.85%	13,705	16,550	82.81%	41,468	47,110	88.02%
CNEL-El Oro	138,647	142,605	97.22%	27,413	29,065	94.32%	166,060	171,670	96.73%
CNEL-Esmeraldas	66,412	71,971	92.28%	32,365	42,580	76.01%	98,777	114,551	86.23%
CNEL-Guayas Los Ríos	243,048	268,801	90.42%	33,418	39,686	84.21%	276,466	308,487	89.62%
CNEL-Los Ríos	67,352	75,155	89.62%	31,502	37,138	84.82%	98,854	112,293	88.03%
CNEL-Manabí	216,604	235,811	91.85%	62,570	73,414	85.23%	279,174	309,225	90.28%
CNEL-Milagro	92,029	97,845	94.06%	31,905	36,045	88.51%	123,934	133,890	92.56%
CNEL-Sta. Elena	50,062	55,327	90.48%	35,925	42,742	84.05%	85,987	98,069	87.68%
CNEL-Sto. Domingo	102,256	107,439	95.18%	27,087	31,799	85.18%	129,343	139,238	92.89%
CNEL-Sucumbíos	40,244	44,195	91.06%	20,180	28,656	70.42%	60,424	72,851	82.94%
E.E. Ambato	96,029	98,503	97.49%	67,830	76,169	89.05%	163,859	174,672	93.81%
E.E. Azogues	10,438	10,620	98.29%	10,903	11,815	92.28%	21,341	22,435	95.12%
E.E. Centro Sur	136,071	139,681	97.42%	82,686	91,868	90.01%	218,757	231,549	94.48%
E.E. Cotopaxi	46,046	48,803	94.35%	36,574	41,931	87.22%	82,620	90,734	91.06%
E.E. Galápagos	6,030	6,058	99.54%	1,066	1,103	96.65%	7,096	7,161	99.09%
E.E. Norte	107,814	109,366	98.58%	60,062	63,783	94.17%	167,876	173,149	96.95%
E.E. Quito	508,328	511,532	99.37%	185,683	188,477	98.52%	694,011	700,009	99.14%
E.E. Riobamba	68,370	71,718	95.33%	42,502	48,753	87.18%	110,872	120,471	92.03%
E.E. Sur	86,852	90,139	96.35%	39,937	45,694	87.40%	126,789	135,833	93.34%
Eléctrica de Guayaquil	545,993	585,522	93.25%	-		0.00%	545,993	585,522	93.25%
Total general	**2,656,388**	**2,801,651**	**94.82%**	**843,313**	**947,268**	**89.03%**	**3,499,701**	**3,748,919**	**93.35%**

Figura 4.8 Cobertura de las Empresas Distribuidoras

Fuente CONELEC "Estadísticas Sector Eléctrico 2012"

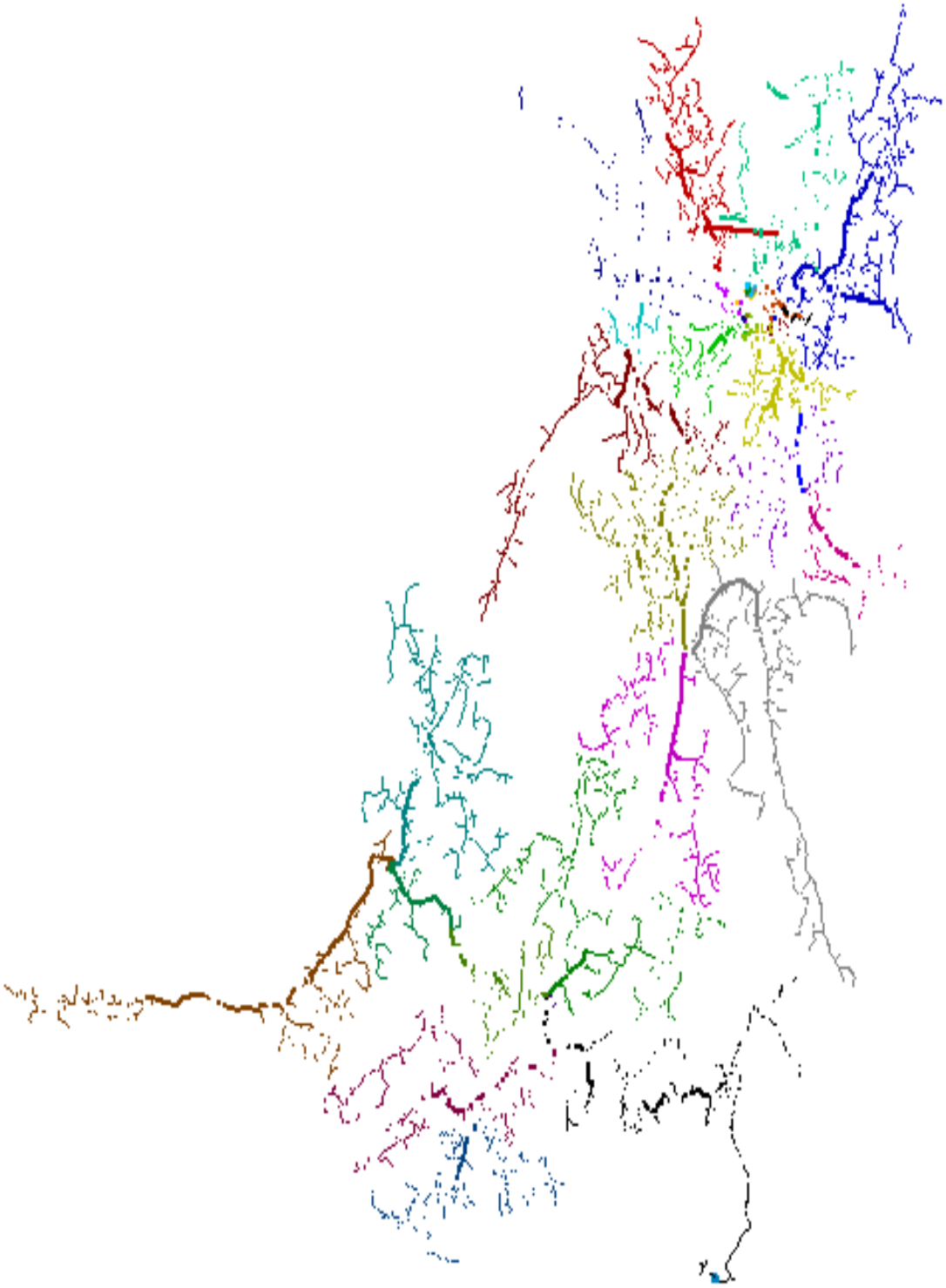


Gráfico 4.1 Alimentadores de la EERSA Fuente CYMDIST

4.1 CYMDIST -ANÁLISIS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST, es un programa de uso comercial utilizado por la EERSA, es una serie de aplicaciones que consta de un editor de red, de módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables desde las cuales el usuario puede obtener la solución más eficiente.

El programa CYMDIST fue diseñado para realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios. Incluye varias funciones incorporadas necesarias para el planeamiento, la explotación y el análisis de las redes de distribución.

Los módulos adicionales permiten realizar estudios más especializados como el análisis de la confiabilidad, de contingencias, de armónico, de configuración óptima, etc.

El programa CYMDIST es una herramienta potente para crear sus propios estudios predictivos por simulación para evaluar el impacto de los cambios efectuados en la red.

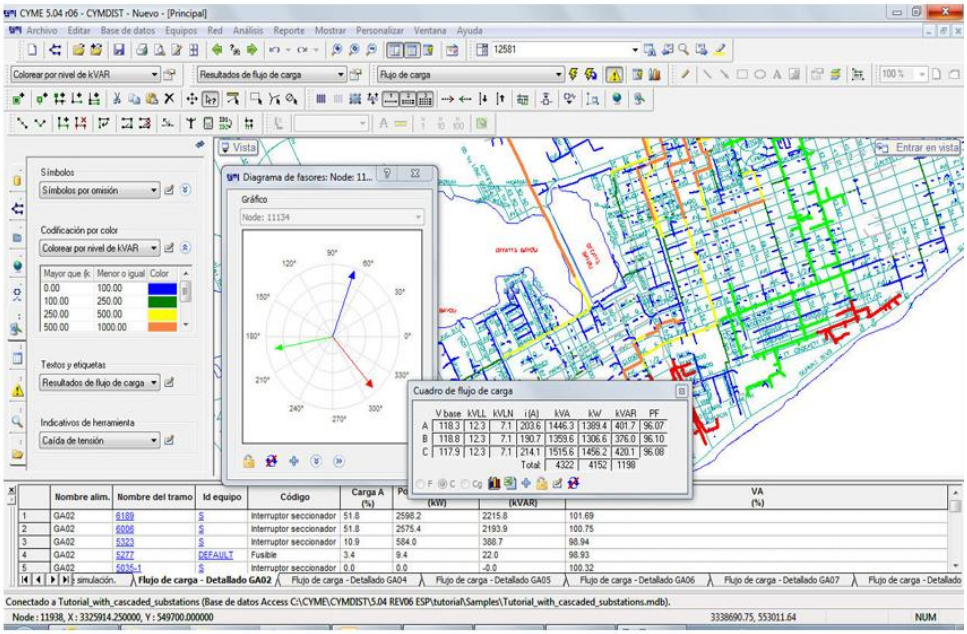


Figura 4.9 Funciones del Programa CYMDIST

4.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA RIO BLANCO

El aporte de la central de Rio Blanco, es un ejemplo de generación distribuida para la empresa por lo cual detallamos sus características

En la central Rio Blanco está instalado 1 turbina de acción tipo PELTON, marca BOUVIER HIDRO, potencia 3,143 kW, caudal 1,27m cúbicos/segundo velocidad 720 RPM, generador de corriente alterna, marca AVK SIEMENS, capacidad 3.370 kVA, voltaje de entrada 6.kV, voltaje de salida 13.8kV.

4.3 ANALISIS DE ALIMENTADORES EN LA EERSA 403

4.3.1 ALIMENTADOR A PENIPE

La generación de la central de Rio Blanco, abastece la demanda de la población mayoritariamente rural, dada su longitud (aproximadamente 22Km) y considerando que la generación no se encuentra en el centro del alimentador, posee un elevado valor de pérdidas.

Motivo por el cual, se selecciona para realizar el análisis y conocer el impacto de microgeneración solar y la implementación de centro de recarga y descarga en el alimentador

4.3.1.1 Simulaciones de alimentador 403

Dada la extensión y siendo un alimentador con problemas de caídas de voltaje y con el aporte de la generación de Rio Blanco, se elige este alimentador de la EERSA para la implementación de los paneles solares y los centros de recarga y descarga de los vehículos eléctricos, en el alimentador se analizan las ventajas y desventajas técnicas que presenta la implementación de las mismas en los Sistemas de Distribución.

Con lo cual este alimentador posee una predominante generación no convencional

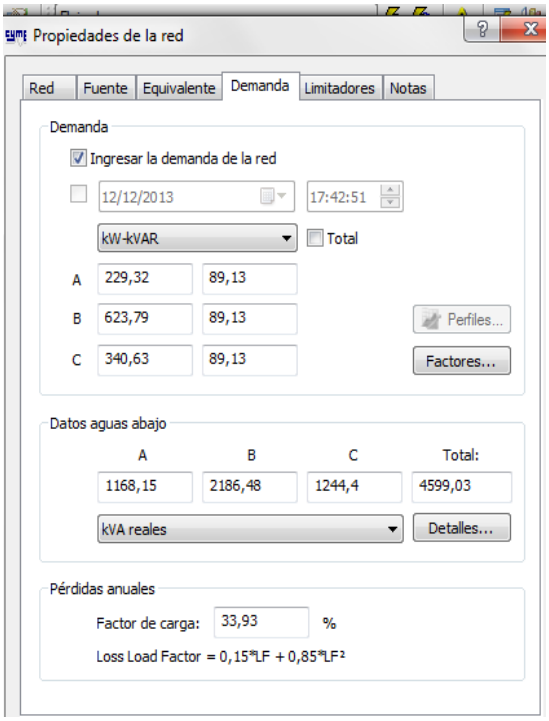


Gráfico 4.2 Características a máxima demanda del alimentador 403

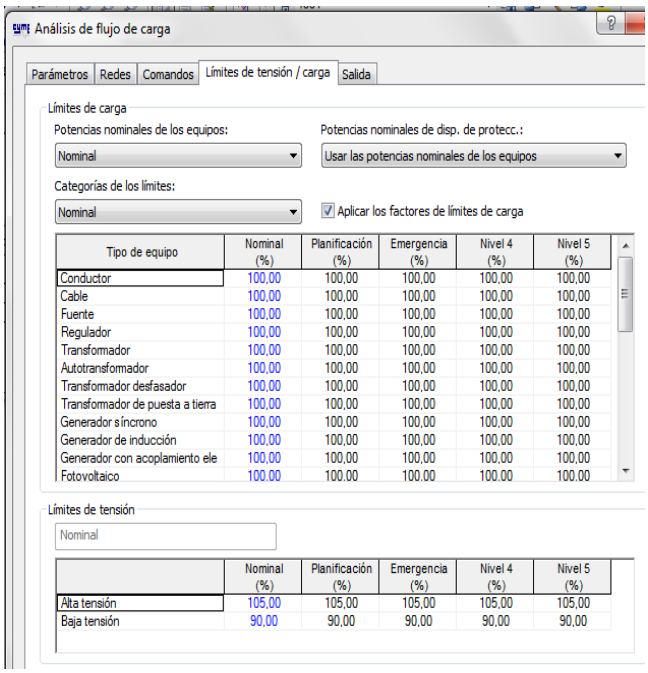
Según regulación CONELEC 004/01, caída de voltaje en líneas primarias debe ser menor que el limite admisible, para llegar con un servicio de calidad a los usuarios finales.

	Rango	Nivel de Voltaje
Alto Voltaje	± 5 %	> 40kV
Medio Voltaje	± 8 %	600V-40kV
Bajo Voltaje. Urbanas	± 8 %	Hasta 600V
Bajo Voltaje. Rurales	± 10 %	Hasta 600V

Figura 4.10 Límite de variaciones de voltaje

Fuente: Regulación CONELEC 004/01

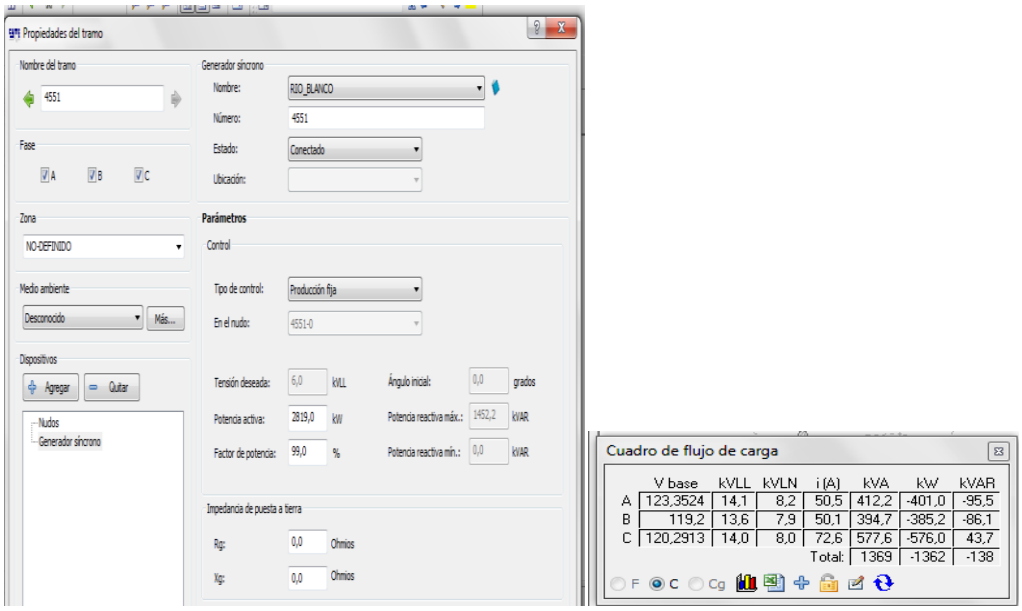
Se realiza el análisis a máxima demanda para el alimentador 403 Penipe para determinar su situación actual en caídas del voltaje y aporte de la generación de la Central de Rio Blanco



Tipo de equipo	Nominal (%)	Planificación (%)	Emergencia (%)	Nivel 4 (%)	Nivel 5 (%)
Conductor	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Cable	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Fuente	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Regulador	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Transformador	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Autotransformador	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Transformador desfasador	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Transformador de puesta a tierra	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Generador síncrono	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Generador de inducción	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Generador con acoplamiento ele	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Fotovoltaico	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

	Nominal (%)	Planificación (%)	Emergencia (%)	Nivel 4 (%)	Nivel 5 (%)
Alta tensión	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00
Baja tensión	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00

Gráfico 4.3 Características a máxima demanda para simulación del alimentador 403



	V base	kVLL	kVLN	i [A]	kVA	kW	kVAR
A	123,3524	14,1	8,2	50,5	412,2	-401,0	-95,5
B	119,2	13,6	7,9	50,1	394,7	-385,2	-86,1
C	120,2913	14,0	8,0	72,6	577,6	-576,0	43,7
				Total:	1369	-1362	-138

Gráfico 4.4 Características de la generación de Rio Blanco

En el siguiente gráfico se puede observar las caídas de voltaje en las fases del alimentador, siendo la fase B la más afectada a lo largo del alimentador.

Razón por la cual se decide implementar la generación distribuida no convencional para esta fase para reducir sus pérdidas y mejorar las caídas de voltaje.

Dada la longitud del alimentador se analiza la posibilidad de una reconfiguración de la red, reguladores de voltaje y capacitores a la red. Se decide la implementación de generación distribuida a la red, considerando que es la más costosa por la alta inversión inicial, pero trayendo enormes beneficios a largo plazo, y siendo un complemento ante las soluciones mencionadas, las cuales tienen altos limitantes

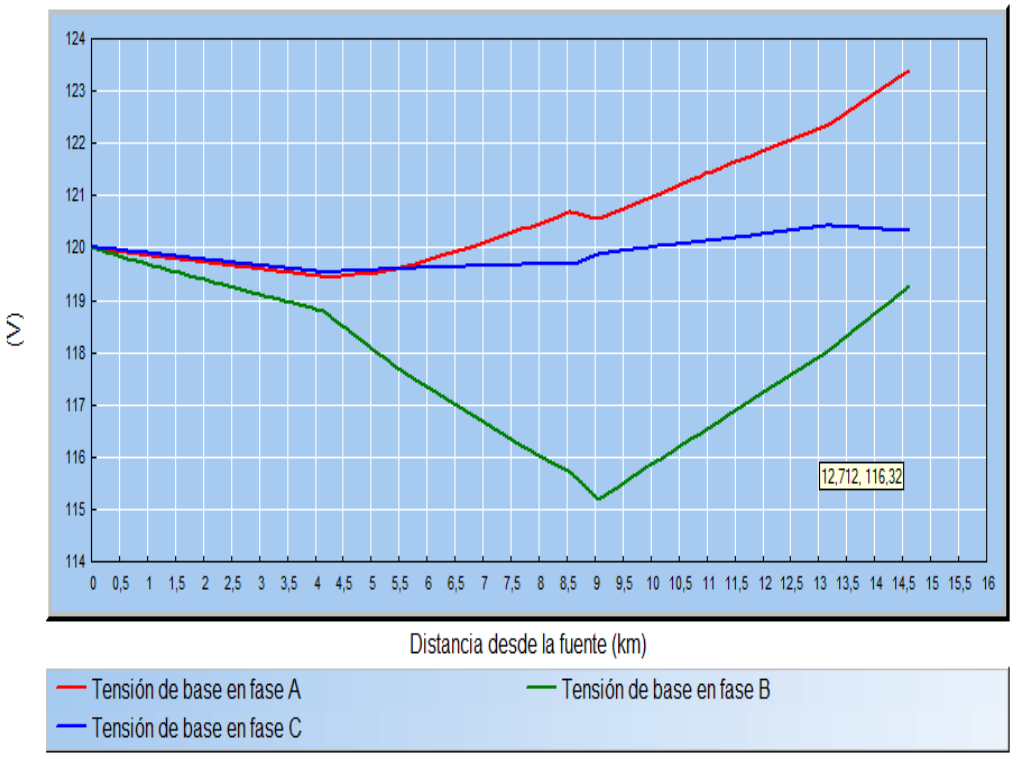


Gráfico 4.5 Nivel de voltaje de la generación de Rio Blanco

Con la opción que presenta el programa CYMDIST coloreamos por porcentaje de caídas de voltaje para una mejor visualización, cumpliendo los parámetros de la regulación del CONELEC del 5% de caída de voltaje para alimentadores rurales

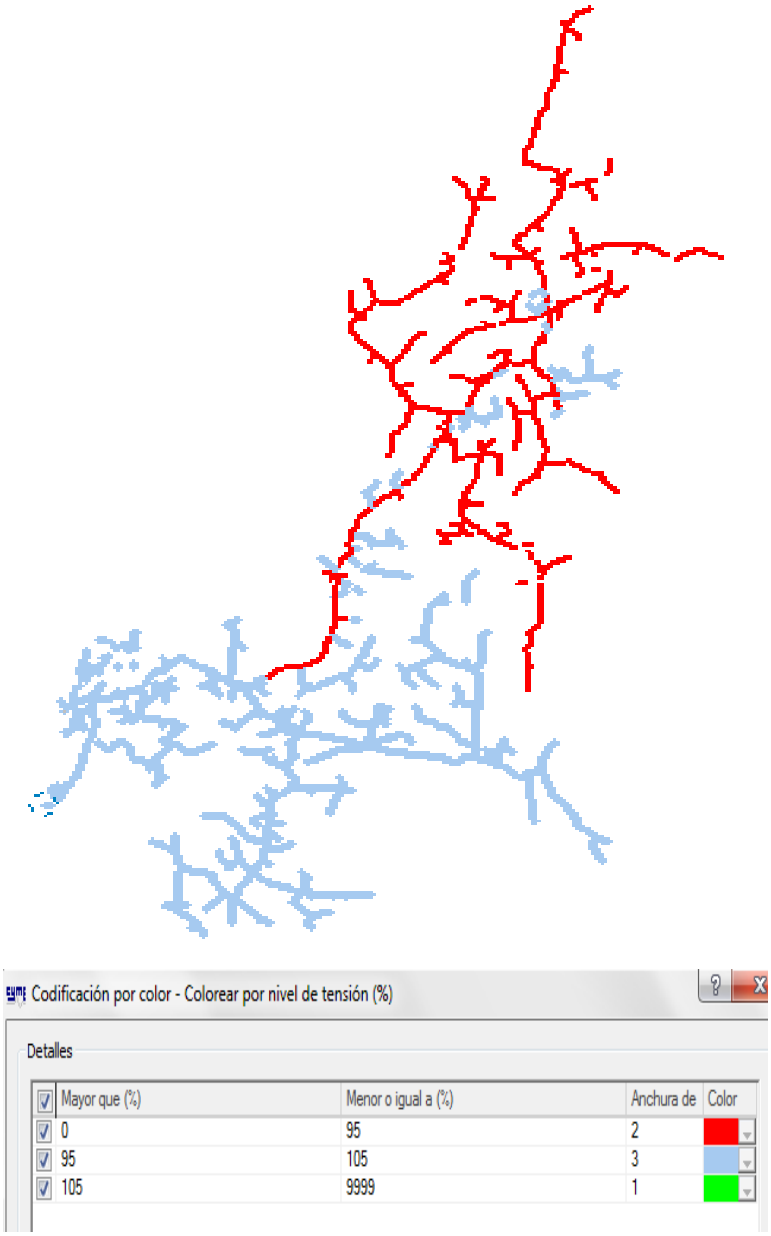


Gráfico 4.6 Simulación a máxima demanda del alimentador 403

Se obtiene el punto donde se encuentra la peor condición de caída de voltaje, coloreada de rojo

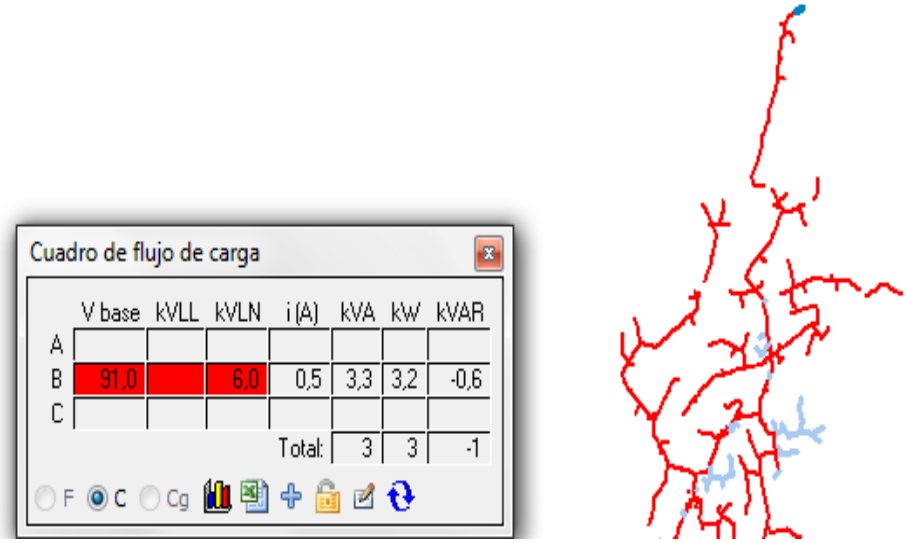


Gráfico 4.7 Resultados simulación a máxima demanda del alimentador 403 en el "peor caso"

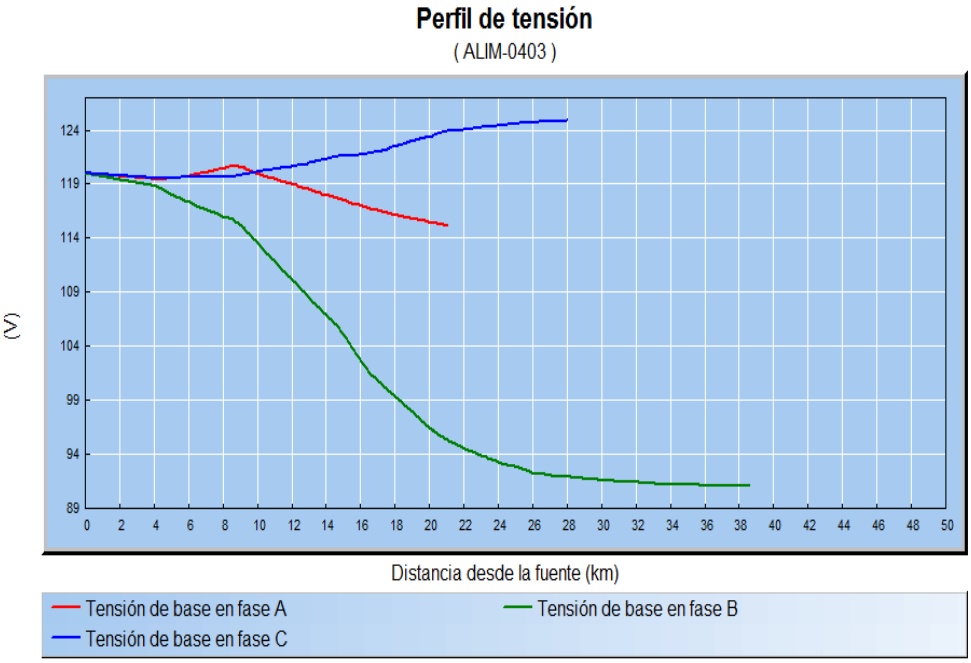


Gráfico 4.8 Resultado gràfico de la simulación a máxima demanda del alimentador 403 en el "peor caso"

Una solución para disminuir las caídas de voltaje seria una reconfiguración de la red, instalación de capacitores o reguladores de voltaje, pero dada su longitud son soluciones insuficientes, con lo cual se complementa con la generación distribuida en el alimentador

Ante la falla o salida por mantenimiento de la central Rio Blanco, los niveles de voltaje por la longitud del alimentador caen a valores perjudiciales para los usuarios, lo cual amerita una gran atención en el presente análisis

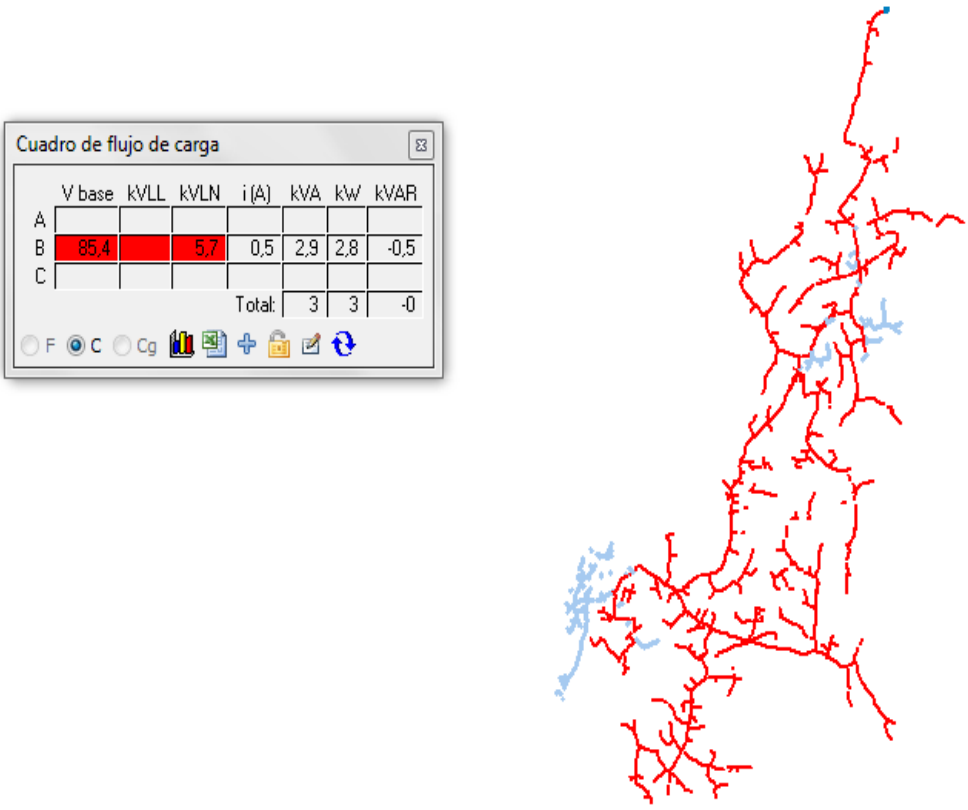


Gráfico 4.9 Simulación a máxima demanda del alimentador 403 en el "peor caso" sin la generación de Rio Blanco

4.3.2 ALIMENTADOR A PENIPE CONFIGURACIÓN EN PARALELO CON EL ALIMENTADOR A GUANO (402)

Con la finalidad de tener una red más confiable ante la fallas, se analiza mantener los dos alimentadores en paralelo en condiciones de máxima demanda, dado que en condiciones normales operan ambos alimentadores por separado, analizando las pérdidas y los benéficos y desventajas que se presenta al mantener ambos alimentadores en estas condiciones.

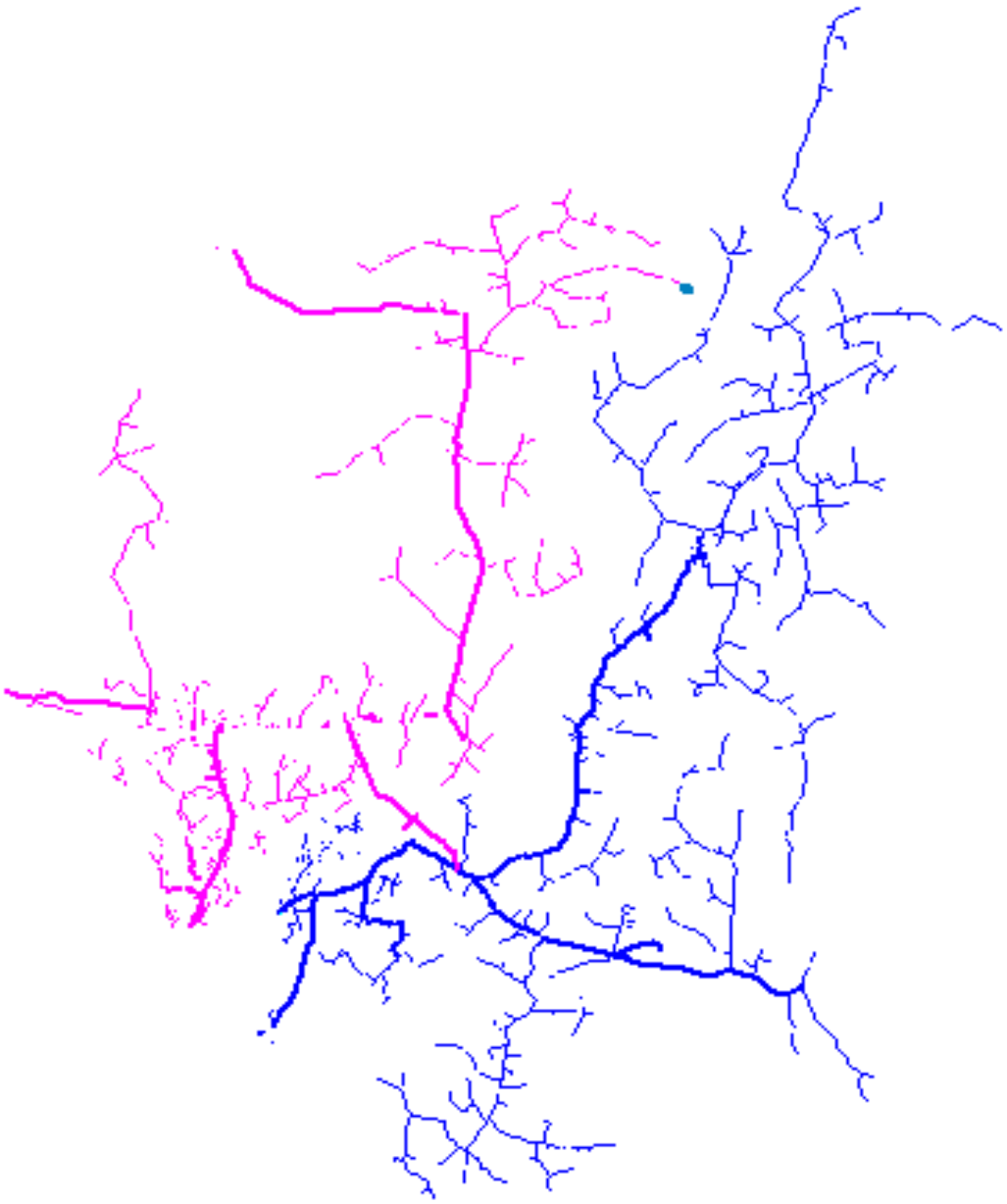


Gráfico 4.10 Configuración de los alimentadores 403 y 402(Guano)

Se obtiene el nivel de voltaje del alimentador 402 a Guano, obteniendo los niveles de voltaje y la fase a la cual se obtiene los peores niveles de voltaje en condiciones de máxima demanda

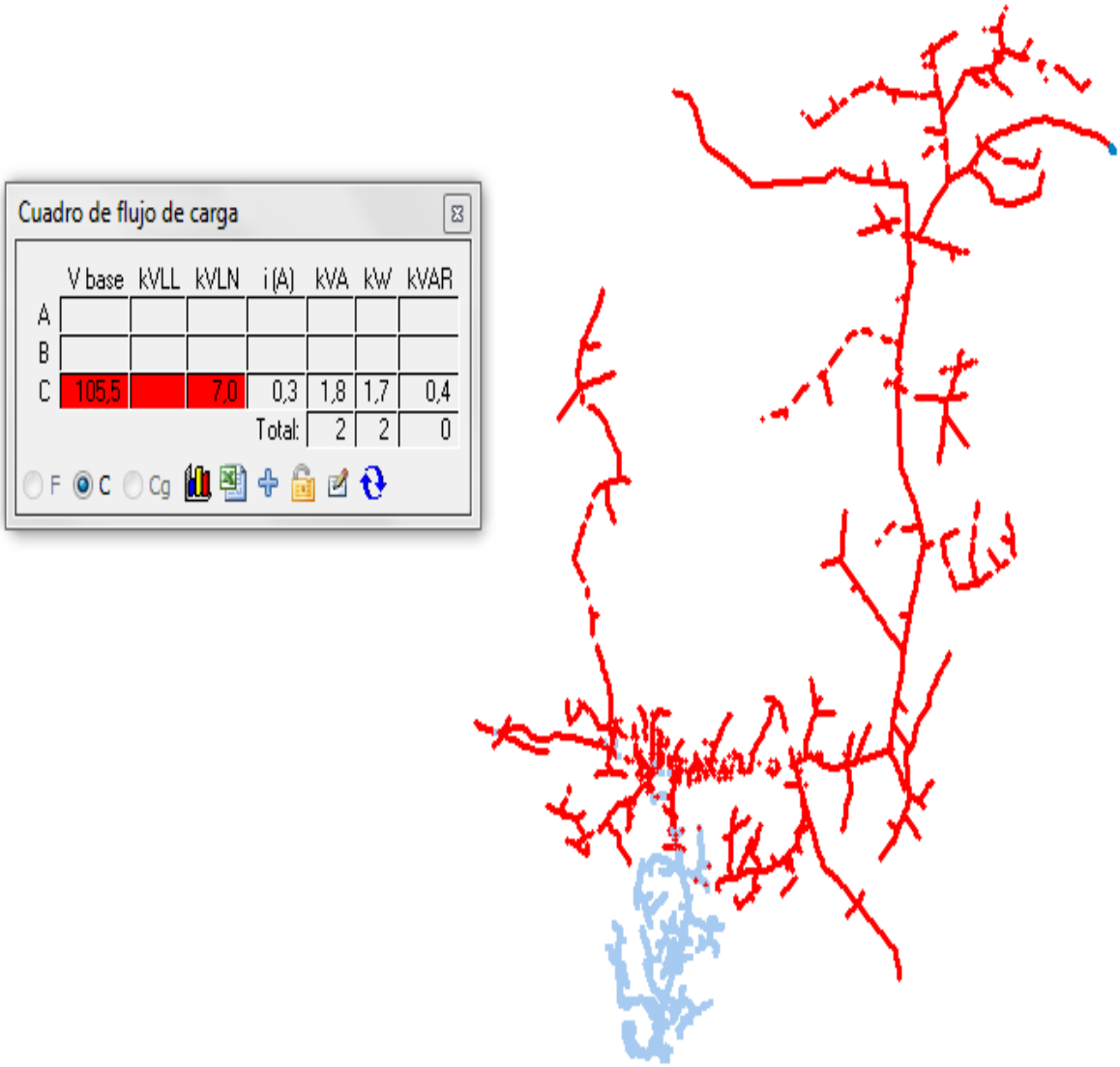


Gráfico 4.11 Simulación del alimentador 402 a máxima demanda

Como se puede observar al mantener en paralelo los alimentadores, los puntos en los cuales se observó los peores niveles de voltaje mejoran notablemente, con la implementación de interruptores seccionadores controlados vía radiofrecuencia o a un sistema Scada se puede programar el cierre-apertura de dichos interruptores en

ciertas condiciones de carga, momentos en los cuales se requiera, acercándonos a una red automática e inteligente.

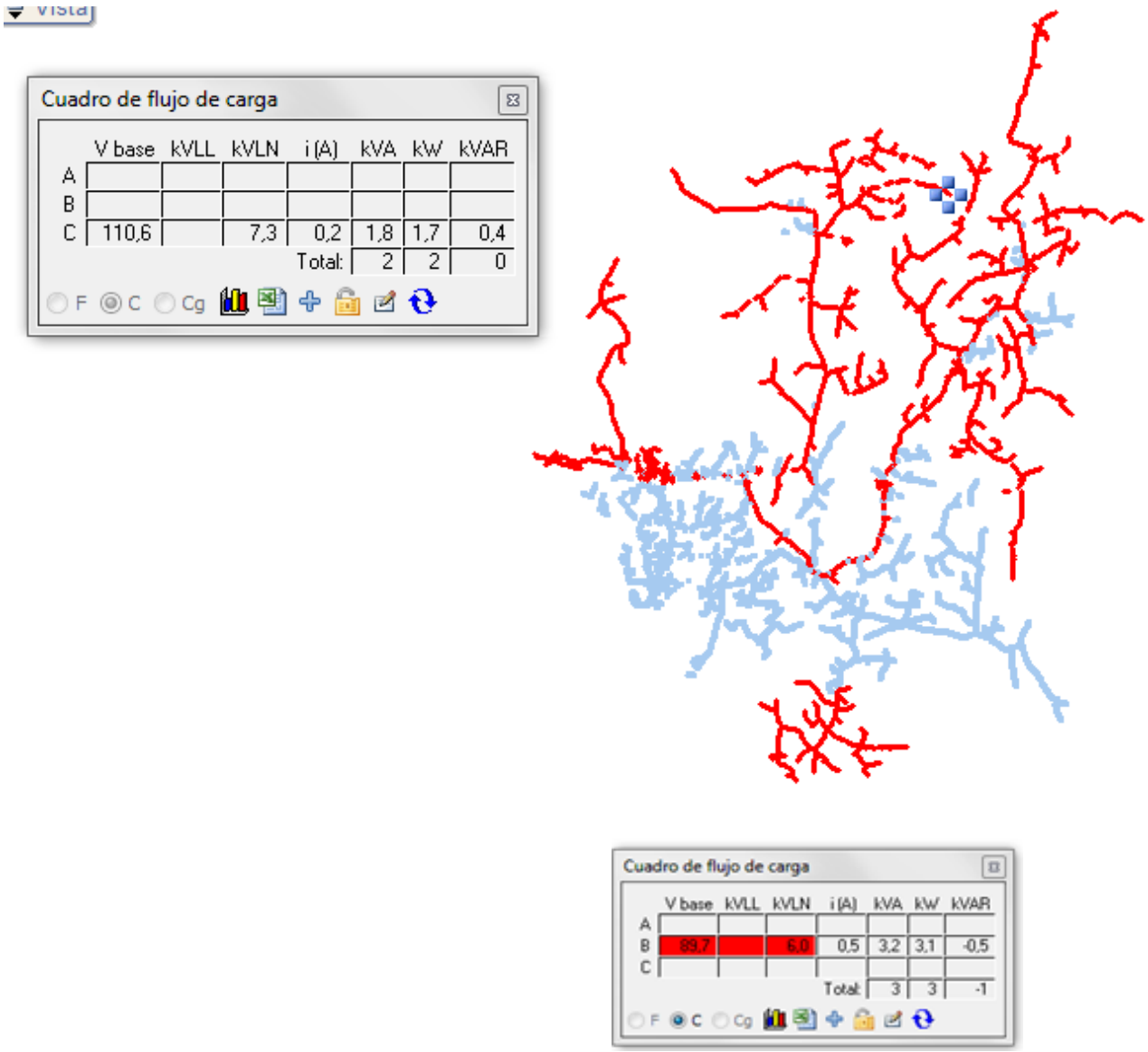


Gráfico 4.12 Simulación de los Alimentadores 403 y 402 en paralelo a màxima demanda

Aún sin el aporte que representa la generación de la Central Rio Blanco, ante una salida programada o falla de la misma, con la configuración en paralelo de los alimentadores, se puede suplir y mantener la red con los niveles de voltaje

adecuados para seguir con su funcionamiento normal, sin el aporte de la generación distribuida.

Cuadro de flujo de carga

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A							
B							
C	105,9		7,0	0,3	1,8	1,7	0,4
				Total:	2	2	0

Cuadro de flujo de carga

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A							
B	85,3		5,7	0,5	2,9	2,8	-0,5
C							
				Total:	3	3	-0

Gráfico 4.13 Simulaciòn de los alimentadores 403 y 402 en paralelo a màxima demanda sin el aporte de la generación de Rio Blanco

4.3.3 ALIMENTADOR A PENIPE CONFIGURACION EN PARALELO CON EL ALIMENTADOR A GUANO (402) EL ALIMENTADOR A SAN ANDRES (204)

En el gráfico se puede ver la configuración de tres alimentadores en paralelo, para analizar sus beneficios y desventajas.

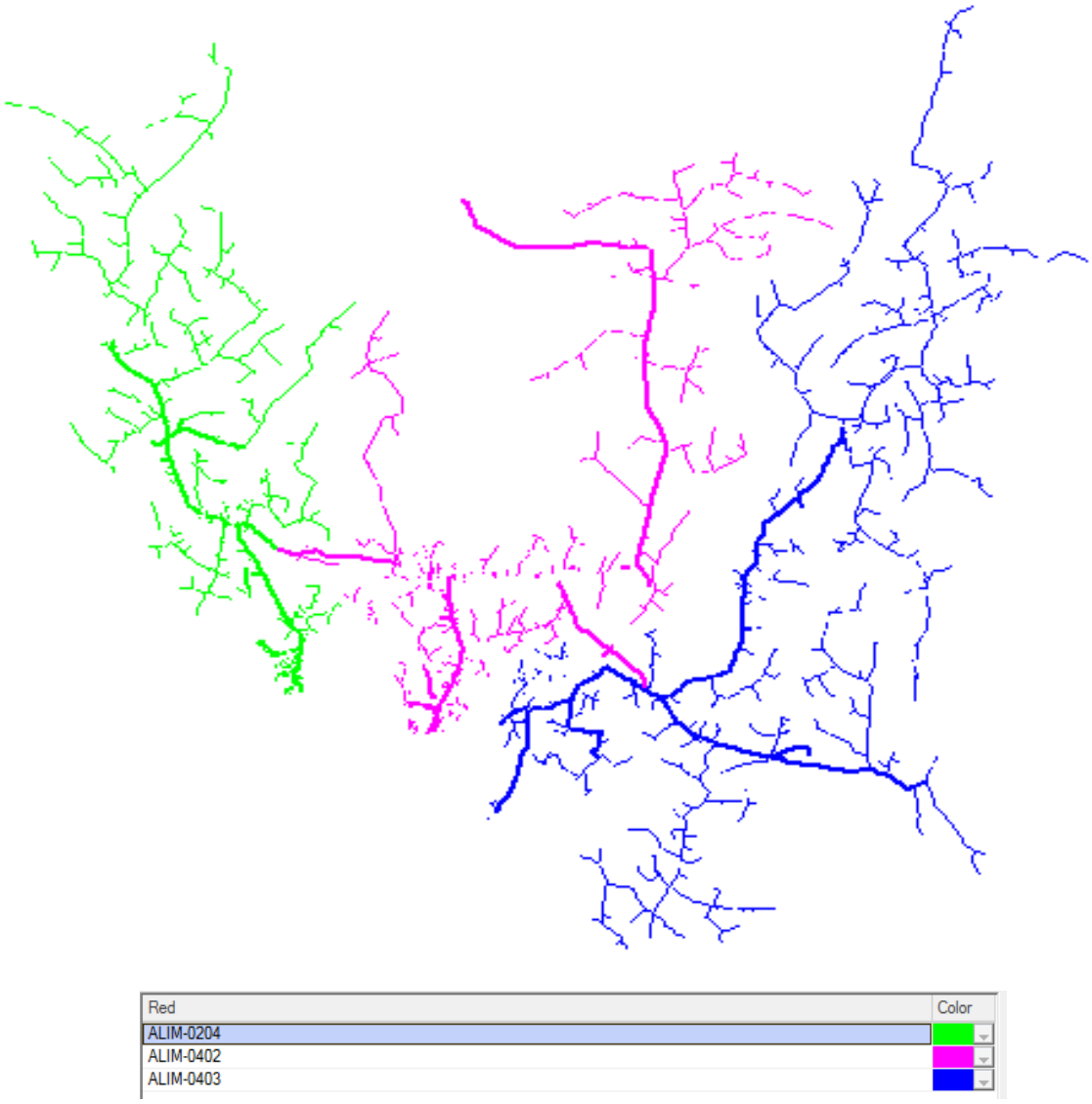
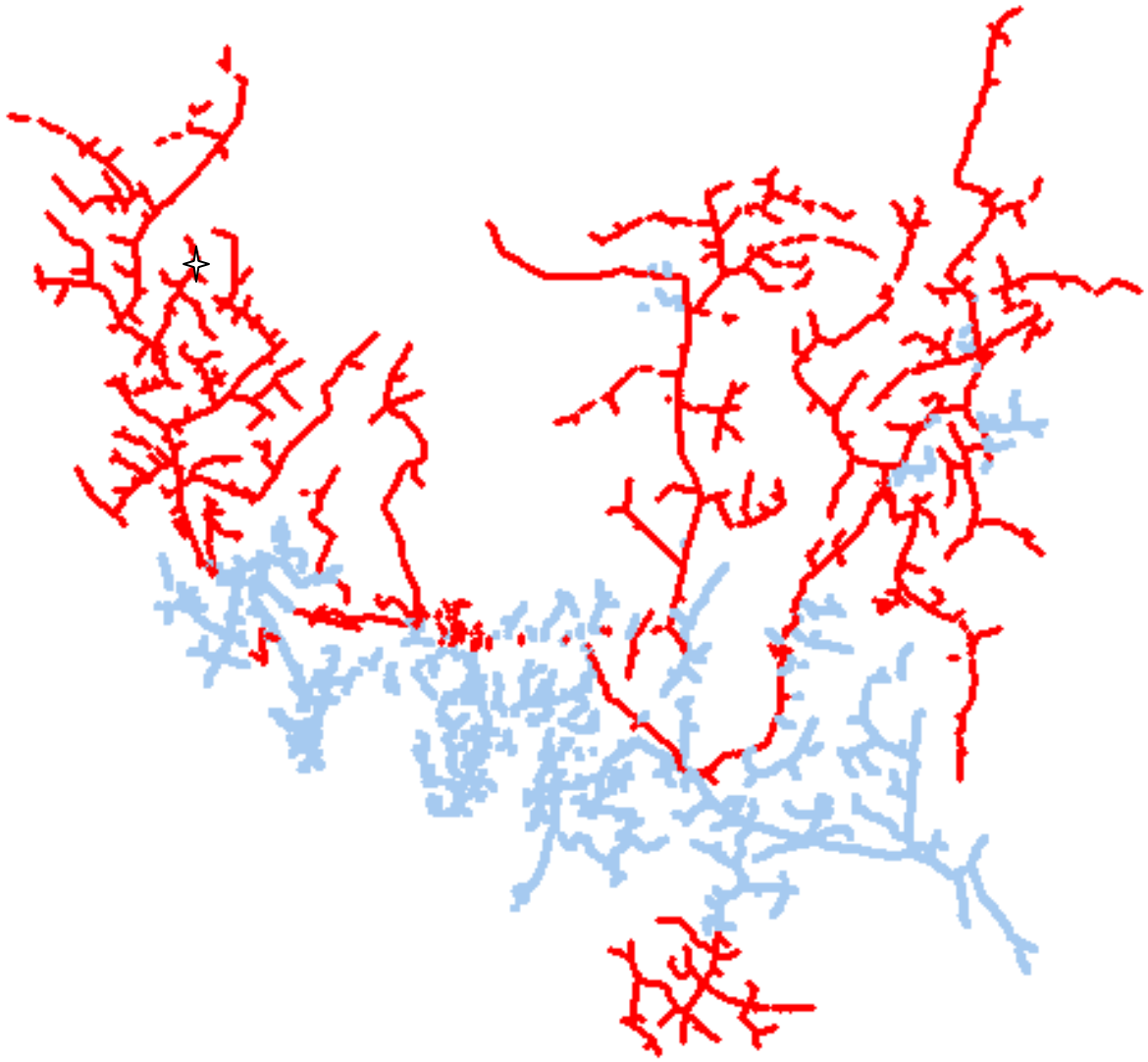


Gráfico 4.14 Configuración de los alimentadores 403, 402(Guano) y 204(San Andrés)

Se analiza el alimentador 204 a San Andrés, en su funcionamiento a máxima demanda para encontrar los sitios a en los cuales se encuentra la peor condición de funcionamiento



Cuadro de flujo de carga

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A							
B	109,6		7,3	0,4	2,7	2,6	0,6
C							
				Total:	3	3	1

F C Cg

Gráfico 4.15 Simulación de los Alimentadores 204 a máxima demanda

La ventaja de mantener los alimentadores en paralelo es que ayudan a mantener los niveles adecuados para su funcionamiento, la principal desventaja que se puede notar, es la coordinación de protecciones la cual ante una falla dispararía los interruptores de los alimentadores analizados trayendo graves consecuencias a las subestaciones involucradas

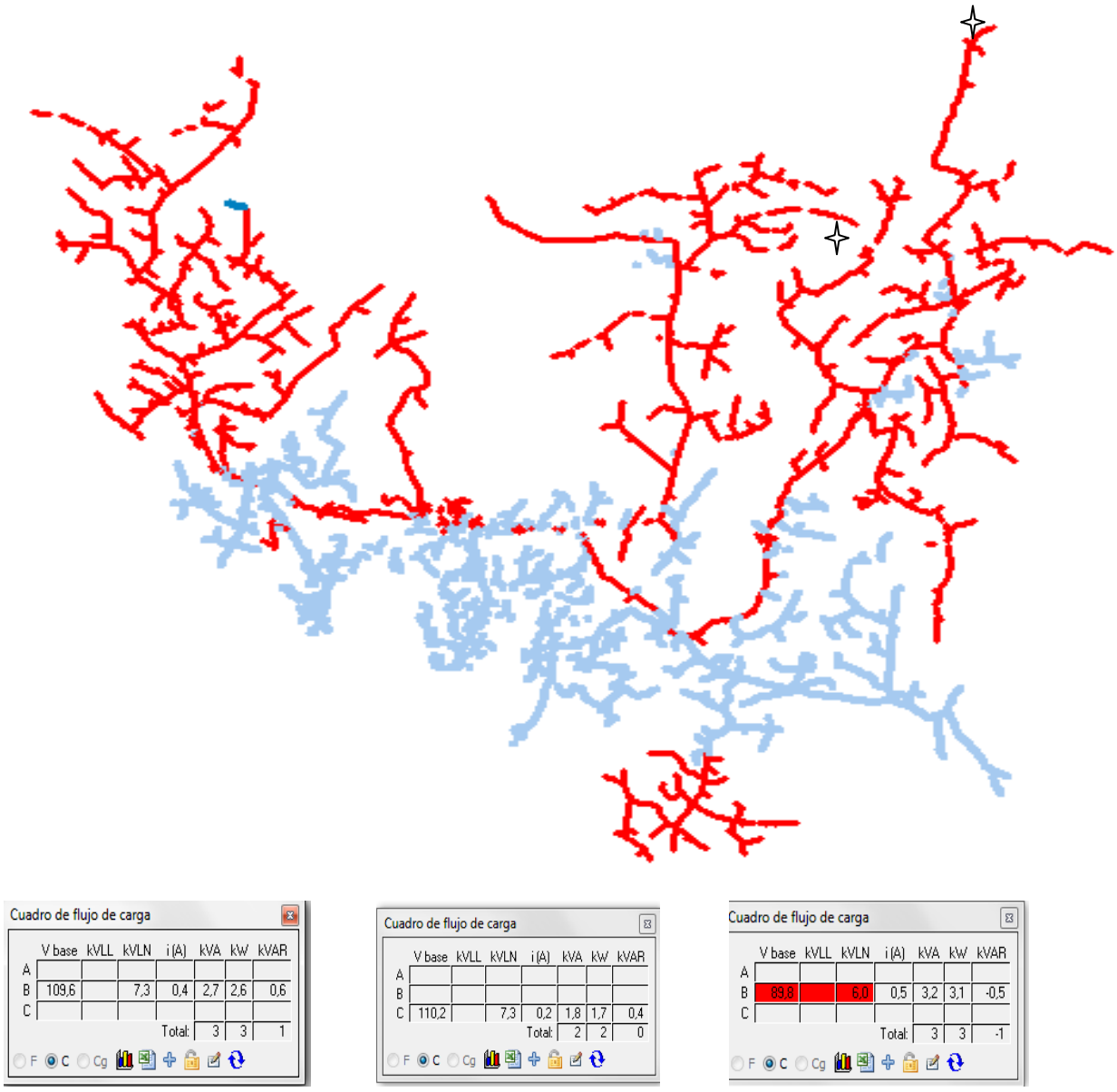


Gráfico 4.16 Simulación de los Alimentadores en paralelo a máxima demanda

Sin la participación de generación en uno de los alimentadores y manteniendo la configuración en paralelo, los niveles de voltaje ya no son los adecuados, por lo cual

operar sin dos alimentadores en paralelo no es recomendable, pues la coordinación de protecciones no es la adecuada y puede presentarse la salida de todo el sistema

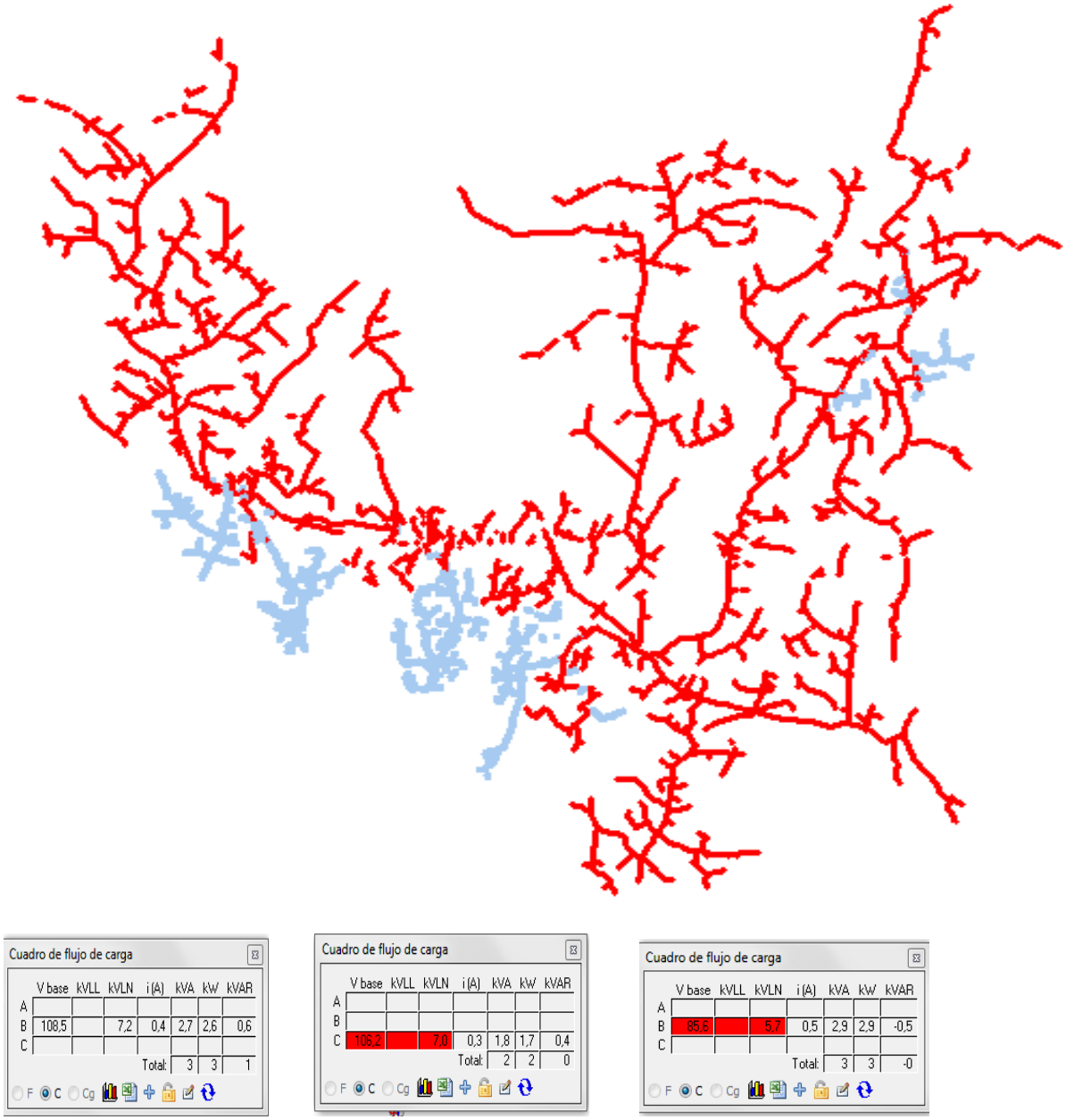
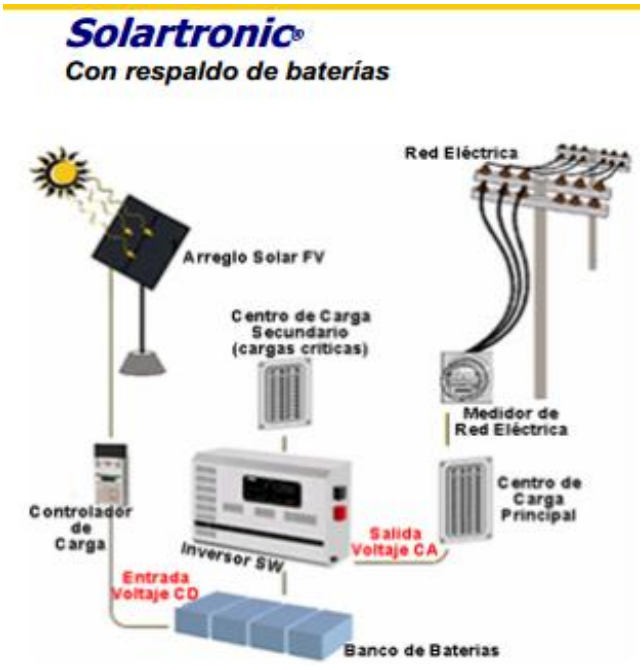


Gráfico 4.17 Simulación de los alimentadores en paralelo a máxima demanda sin la generación de Rio Blanco

4.4 ANALISIS DE ALIMENTADORES EN LA EERSA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

4.4.1 PROYECTOS DE IMPLEMENTACIÒN DE SISTEMAS DE PANELES SOLARES ACOPLADOS A LA RED

4.4.1.1 Modelo de paneles solares, arreglo para acoplamiento a la red



No. Parte	Módulo FV	Arreglo Solar Watts (1)	kWh diarios (2)	Config. arreglo FV	VOC Arreglo FV	Arreglo FV L x A (mts)	Inversor(es)
S170-O-1530	NE170	1320	5.4	3 x 3	130	1.52 x 7.01	OB-PS1
S170-O-3060	NE170	3060	10.7	6 x 3	130	1.83 x 9.14	OB-PS1
S170-O-4080	NE170	4080	14.3	8 x 3	130	1.83 x 10.36	GVFX3648
S170-O-6120	NE170	6120	21.4	12 x 3	130	3.35 x 7.32	GVFX3648(2)

(1) La potencia pico, Watts, del arreglo solar es bajo condiciones estándar de prueba (STC).
(2) Los kWh diarios es un promedio anual estimado, considerando 5 horas de sol pico promedio. La potencia de salida puede variar dependiendo de la localidad. Para más información puede consultar el sitio web: www.helioqis.com

Figura 4.11 Modelo de un sistema con paneles solares conectados a la red eléctrica

Fuente: catalogo solartronic.pdf

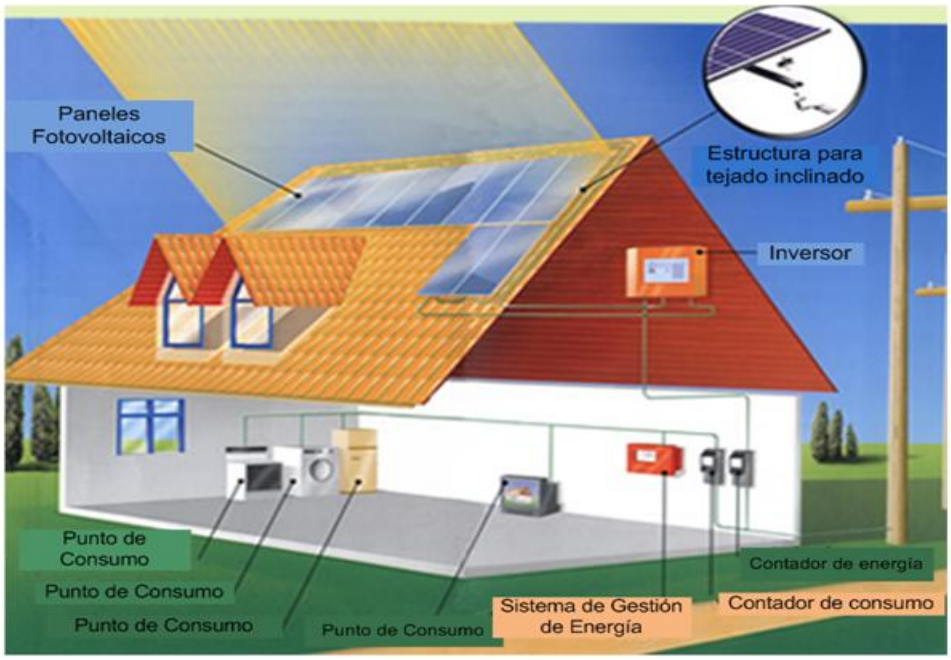


Figura 4.12 Modelo para una vivienda conectada a la red eléctrica

Fuente: Conferencia sobre Redes Inteligentes de Energía San Juan Argentina, Junio 2014

Potencia de cada arreglo	**1.85**	**Kw**
numero de arreglos	28	
total kw	51.83	Kw
% imprevisto	90	
Potencia considerada para la simulación	46.7	Kw

Tabla 4.1 Caracteristicas técnicas y nùmero de paneles solares empleados

Se utiliza un arreglo de 4 paneles solares de 290 Wp con un voltaje de 35 V que se muestra en el anexo 2, con un área de 1.45 m2, con una radiación promedio de 4400Wh/díam^2 (Atlas Solar del Ecuador CONELEC)

Cada arreglo produce 2,130 Kw que consta de 7 paneles con una área aproximada de construcción 11.4 m^2

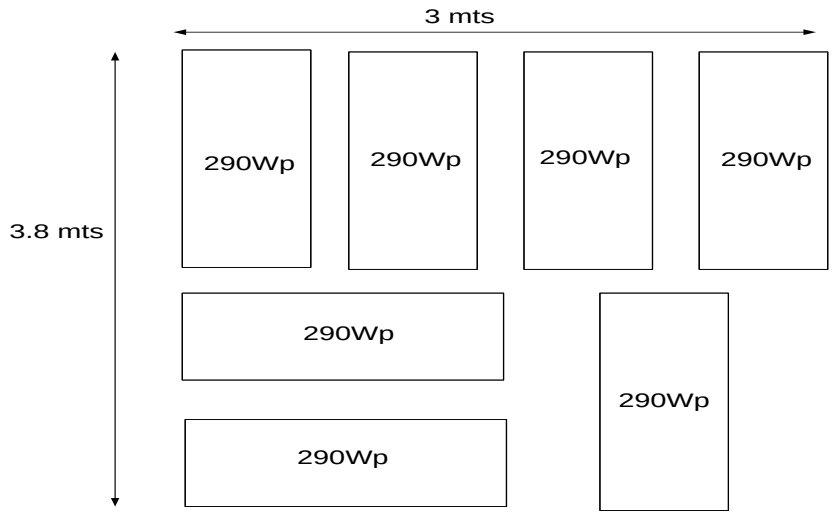


Gráfico 4.13 Modelo de un arreglo con paneles solares conectados a la red eléctrica

Considerando una eficiencia del inversor de 96%, y una perdida en cables y baterías del conjunto de la instalación de 5%, se obtiene una potencia resultante de 1851Wp, adicionando 10% por imprevistos, como salida de un panel, de las baterías tenemos una potencia por arreglo de 1666Wp.

Para calcular el factor de planta se toma en cuenta para los paneles solares 6 horas de funcionamiento, para todo el día con lo cual obtenemos un valor de 17.6% considerando que para la hora pico, con las baterías que poseen los vehículos eléctricos y los paneles solares, se inyecta energía a la red, en momentos de máxima demanda .

Para los centros de recarga y descarga con un promedio de 4 horas de funcionamiento se tiene un factor de planta de 10%.

Por motivos de la topología de la red y la baja potencia que inyectan a la red los paneles solares utilizan un inversor monofásico, para el caso de los vehículos eléctricos se podría utilizar inversores monofásicos y trifásicos

4.4.1.2 Modelo seleccionado para la simulación en el programa

Propiedades del Generador con acoplamiento electrónico

Los generadores con acoplamiento electrónico son unidades que no están conectadas directamente al sistema. Están conectadas por medio de onduladores como en las redes de corriente continua de alta tensión (HVDC).

Potencia nominal	La potencia nominal es la tensión de la placa de identificación del generador, en kV.
Potencia activa	Este es el único valor predeterminado. El valor que se utilizará está definido en las propiedades del generador con acoplamiento electrónico.
Factor de potencia	Puede ser positivo o negativo. Un factor de potencia positivo indica que el generador produce potencia activa y reactiva. Un factor de potencia negativa implica que el generador produce potencia activa y **consume** potencia reactiva.
Contribución de la falla	Porcentaje de la corriente nominal del generador que contribuye si una falla ocurre en el sistema. Es solo un valor predeterminado. El valor que se utilizará está definido en las Propiedades del generador con acoplamiento electrónico.
Grupo Motor ANSI	Seleccione **Automático** para que CYME estime el grupo de acuerdo a los otros parámetros del motor o seleccione un elemento entre los propuestos 2, 3, 4, o 5.
Convertidor	La unidad basada en el ondulador que conecta el generador al sistema (Corriente continua de alta tensión HVDC, otros).

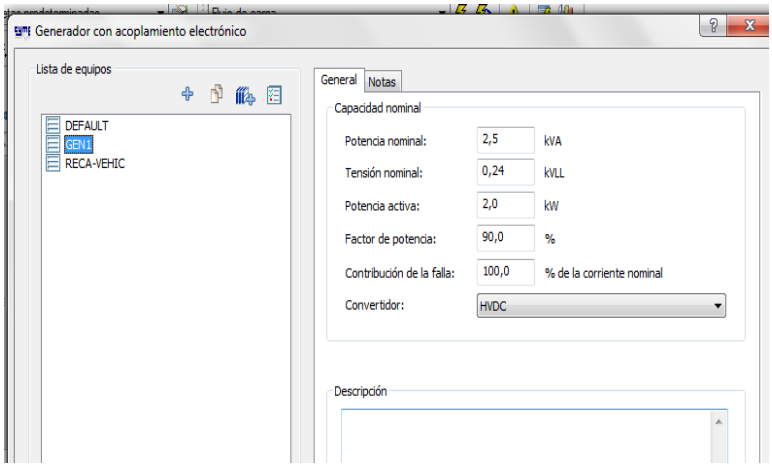


Gráfico 4.14 Modelo para simulaciòn del sistema para los paneles solares

En el caso del generador con acoplamiento electrónico, el modo de control del ondulador está configurado de forma que durante los cortocircuitos, la fuente siga aportando un porcentaje de su corriente nominal.

4.4.1.3 Sitios en el alimentador en los cuales se ubicó los paneles solares

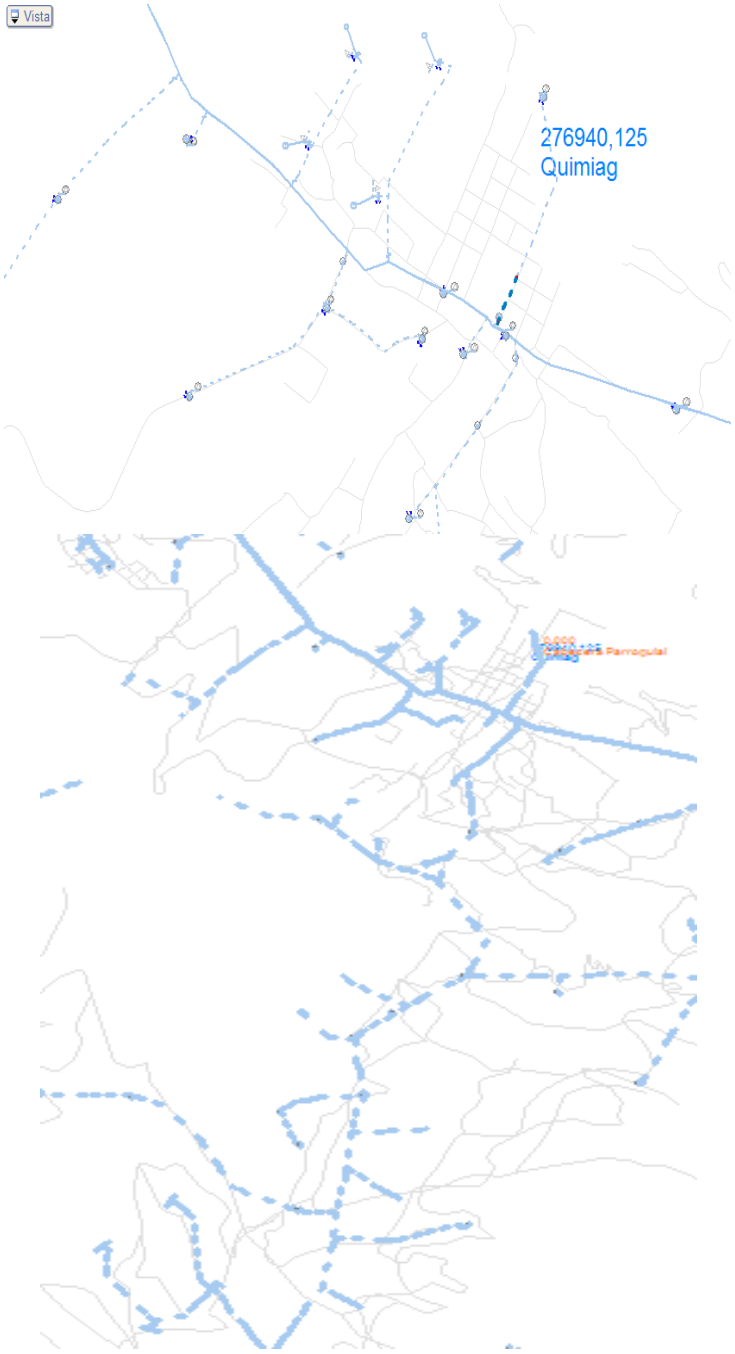


Gráfico 4.18 Parroquia de Quimiag instalación de 24 kW

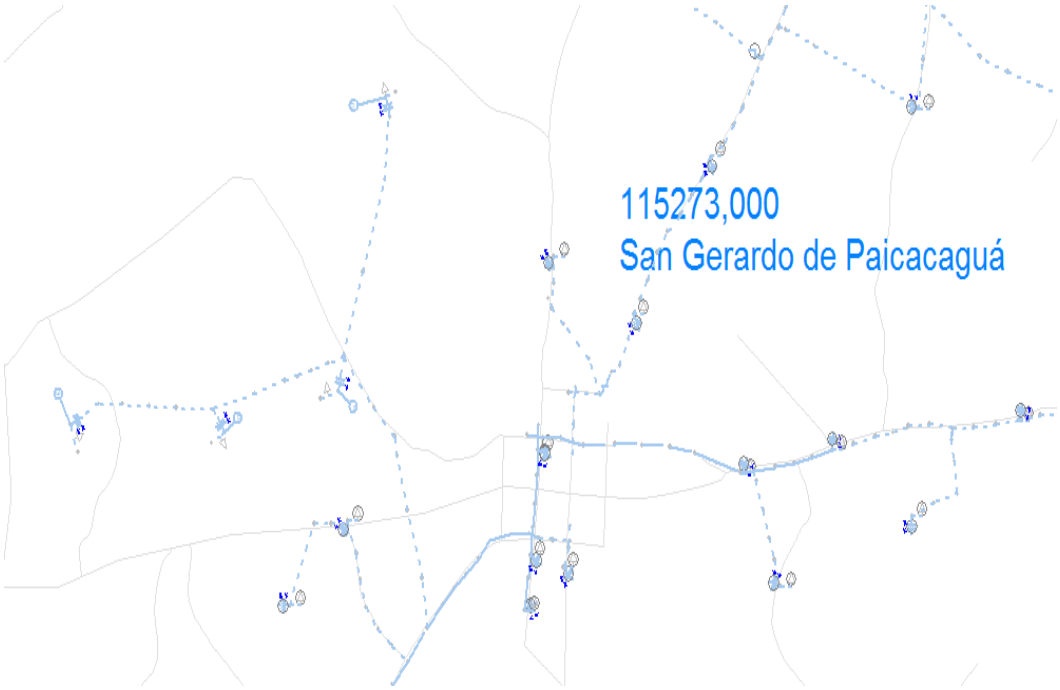


Gráfico 4.19 Parroquia Riobamba, San Gerardo instalación de 8 kW

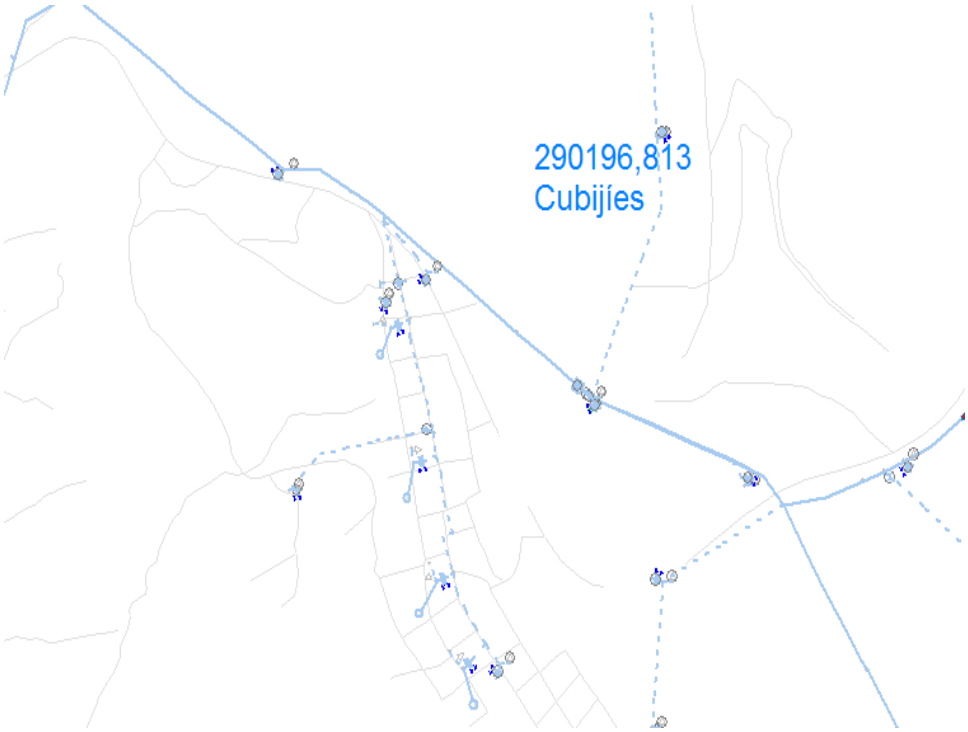


Gráfico 4.20 Parroquia Penipe, Cubijies instalación de 8 kW

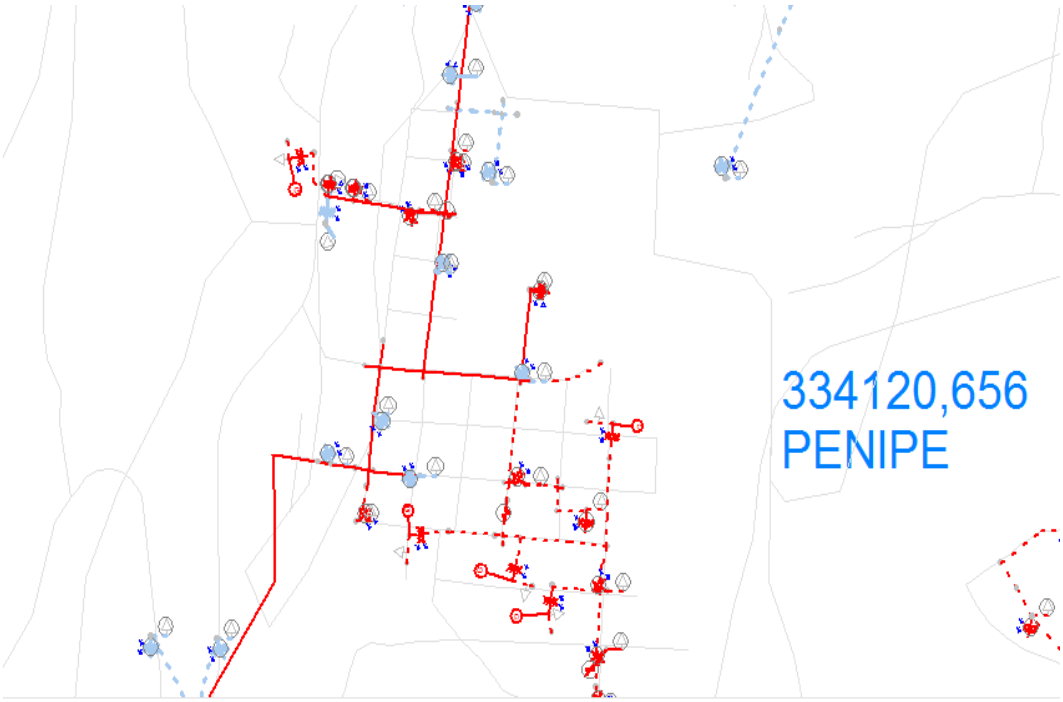


Gráfico 4.21 Parroquia Penipe instalación de 8 kW

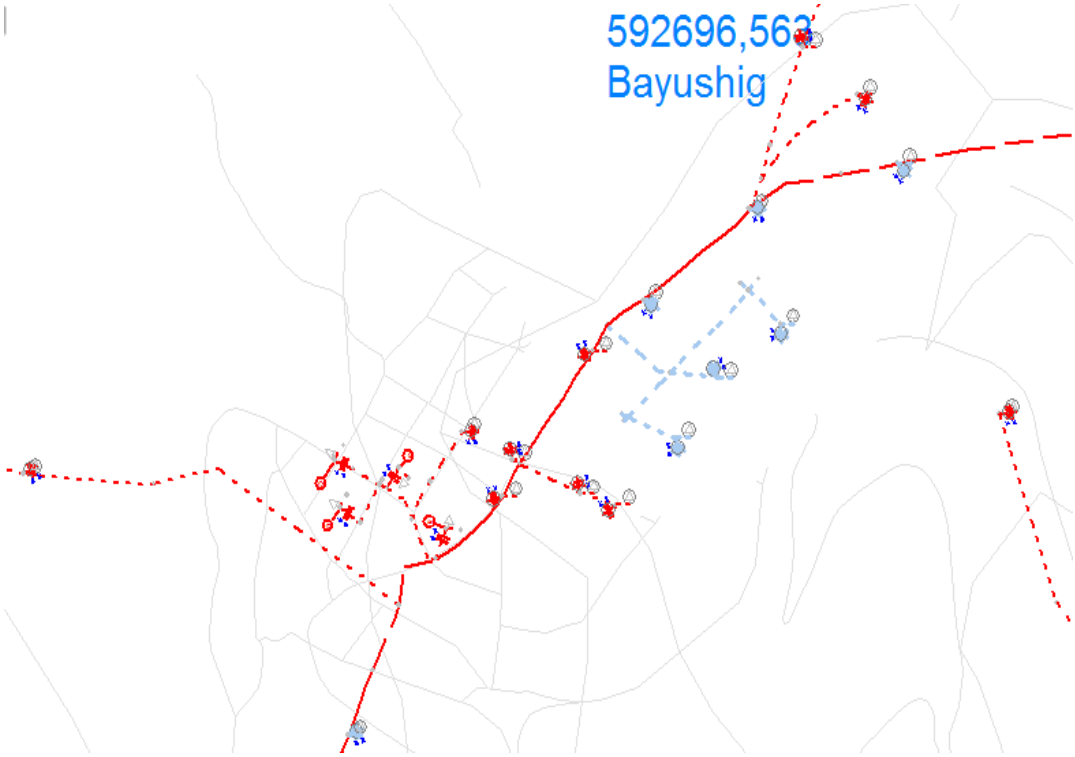


Gráfico 4.22 Parroquia Penipe,Bayushig instalación de 8 kW

4.4.2 PROYECTO DE IMPLEMENTACIÒN SISTEMA DE CENTROS DE CARGA Y DESCARGA PARA VEHICULOS ELÉCTRICOS

4.4.2.1 Tipos de Recarga para los Vehículos Eléctricos

A) RECARGA CONVENCIONAL (16 Amperios)

La recarga convencional aplica niveles de potencia que implican una carga con una duración de 8 horas aproximadamente.

- La carga convencional monofásica emplea la intensidad y voltaje eléctricos del mismo nivel que la propia vivienda, es decir, 16 amperios y 230 o 220 V. Esto implica que la potencia eléctrica que puede entregar el punto para este tipo de cargas es de aproximadamente 3,7 kW.
- Con este nivel de potencia, el proceso de carga de la batería tarda unas 8 horas. Esta solución es óptima, fundamentalmente, para recargar el vehículo eléctrico durante la noche en un garaje de una vivienda unifamiliar o garaje comunitario.
- Para conseguir que el vehículo eléctrico sea una realidad y teniendo en cuenta el sistema eléctrico actual, la recarga óptima desde el punto de vista de eficiencia energética, es realizar este tipo de recarga durante el período nocturno, que es cuando menos demanda energética existe.

B) RECARGA SEMI-RÁPIDA (32 Amperios)

La recarga semi-rápida aplica niveles de potencia que implican una carga con una duración de unas 4 horas aproximadamente.

- La carga semi-rápida emplea 32 amperios de intensidad y 230 VAC de voltaje eléctrico. Esto implica que la potencia eléctrica que puede entregar el punto para este tipo de cargas es de aproximadamente 7,3kW.
- Con este nivel de potencia, el proceso de carga de la batería tarda unas 4 horas. Esta solución es óptima, fundamentalmente, para recargar el vehículo eléctrico durante la noche en un garaje de una vivienda unifamiliar o garaje comunitario.

C) RECARGA RÁPIDA

El tipo de carga más adecuada es la recarga rápida, que supone que en 15 minutos se puede cargar el 65% de la batería.

- La carga rápida emplea una mayor intensidad eléctrica y, además, entrega la energía en corriente continua, obteniéndose una potencia de salida del orden de 50kW.

Esta solución es la que, desde el punto de vista del cliente, se asemeja a sus hábitos actuales de repostaje con un vehículo de combustión.

- Estas cargas deben ser concebidas como extensión de autonomía o cargas de conveniencia.

- Las exigencias a nivel eléctrico son mayores que en la recarga convencional. Lo que puede implicar la necesidad de adecuación de la red eléctrica existente. Por poner una referencia, la potencia requerida para este tipo de instalaciones es comparable a la de un edificio de 15 viviendas.

Configuración del vehículo eléctrico	Tamaño de la Batería	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	(kWh)	120 (V); 12 (A)	240 (V); 32 (A)	480 (V); 100 (A)
Modelo Híbrido-10	4	3 horas	1/2 hora	no aplica
Modelo Híbrido-20	8	6 horas	1 hora	no aplica
Modelo Híbrido-40	16	12 horas	2 horas	1 hora
Eléctrico Puro	24	18 $^{1}/_{2}$ horas	3 $^{1}/_{2}$ horas	1 $^{1}/_{2}$ horas
Nivel 1: Para viviendas y parqueaderos públicos y privados.				
Nive 2: Para parqueaderos públicos y privados.				
Nivel 3: Para grandes estaciones de servicio.				

Figura 4.15 Configuraciones para la recarga y descarga de los vehiculos Eléctrico

Fuente: Conferencia sobre Redes Inteligentes de Energía San Juan Argentina, Junio 2014

Autonomía

La autonomía de un vehículo eléctrico depende del modelo y de la batería. Con las baterías de litio, más avanzadas tecnológicamente, pueden alcanzarse una autonomía en torno a los 150 km. las empresas de automoción empezarán a lanzar coches con una autonomía de hasta los 200 km. Documento Referenciado [1]

4.4.2.2 Lugares en el alimentador donde se encuentra los centros de recarga y descarga de los Vehículos Eléctricos

Promedio consumo vehículo eléctrico kW					3,6
número de vehículos eléctricos para cada centro de recarga					5
numero de centro de carga y descarga					3
recarga	3-4 h	36 kW	total	108 kW	
	8 h	18 kW		54 kW	

Tabla 4.2 Tabla de Consumo para cada centro de recarga y descarga instalados

Adicionalmente, para fomentar el turismo ecológico en la zona se ha previsto la instalación de dos centros de recarga a la salida de la parte rural de Riobamba y una en el centro de Penipe, con lo cual a la salida y a la llegada se cubre la zona.

La fase B es la más cargada a condiciones de máxima demanda por lo cual los centros de descarga se conectan a dicha fase para contribuir con la disminución de las perdidas a máxima demanda

Gráfico 4.23 Parroquia Penipe centro de recarga y descarga de 36 kW (3.4h) y 18kw(8h)

Gráfico 4.24 Parroquia Riobamba centro de recarga y descarga de 36 kW (3.4h) y 18kw(8h)

En este proyecto piloto, se prevé instalar dos centros de recarga y descarga a la salida de la ciudad y a la entrada de la Parroquia Penipe, para asegurar un viaje completo, los centro de recarga y descarga tiene la capacidad de entregar la energía para la recarga de los vehículos eléctricos y con centros de acopio de energía para entregar a la red la energía almacenada por la batería de los vehículos eléctricos a la red de baja tensión, los costos se analizan en el numeral 4.10,análisis económico de este capitulo

4.5 ANÁLISIS DE DEMANDA EN EL ALIMENTADOR 403 CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Con los datos de medición del mes de octubre del año 2013 se obtiene un promedio en 31 días de medición

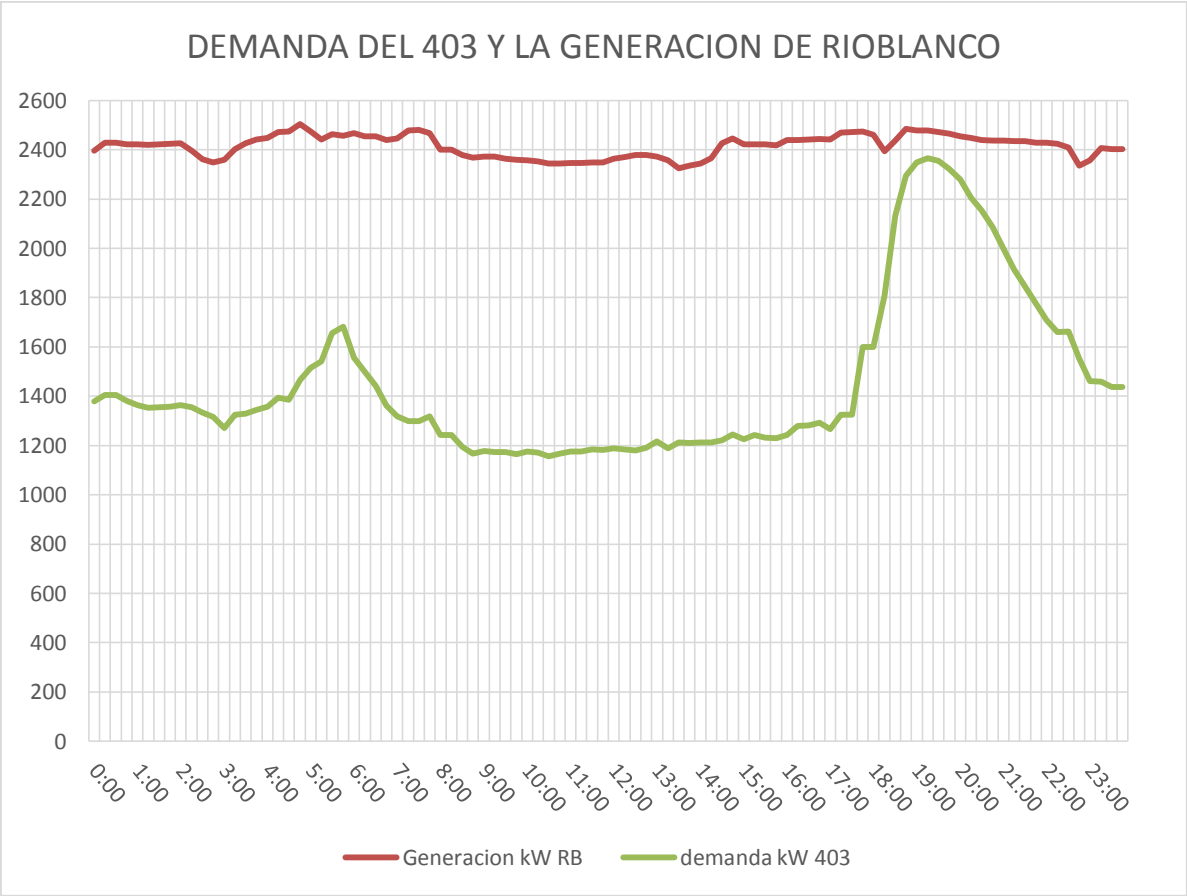


Gráfico 4.25 Demanda y la Generación del alimentador 403

Con la implementación adicional de la generación distribuida (paneles solares y centros de descarga para vehículos eléctricos) se crea una nueva curva de demanda

El principal objetivo de la implementación adicional de generación distribuida, es reducir los picos de demanda, tanto con la generación de los paneles solares, con la descarga de los vehículos eléctricos y la reserva de energía en las baterías de los paneles solares

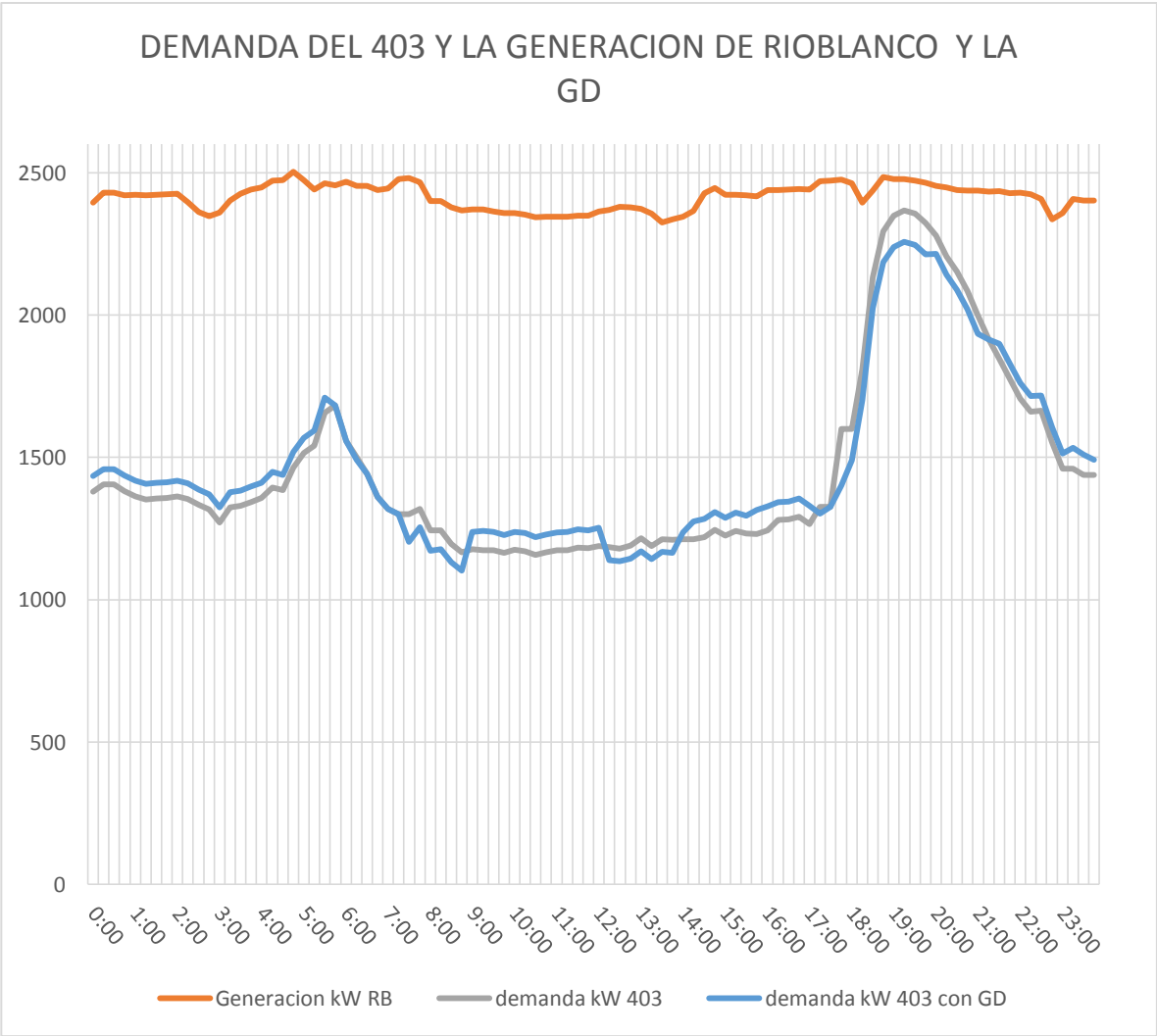


Gráfico 4.26 Curva de Demanda con generación distribudida 403

Se plantea un horario para la utilización de los vehículos eléctricos tanto para la carga y descarga de los mismos, paneles solares y su porcentaje de utilización, el horario para no generar picos de demanda y entregar la energía generada en las horas recomendadas en el siguiente grafico

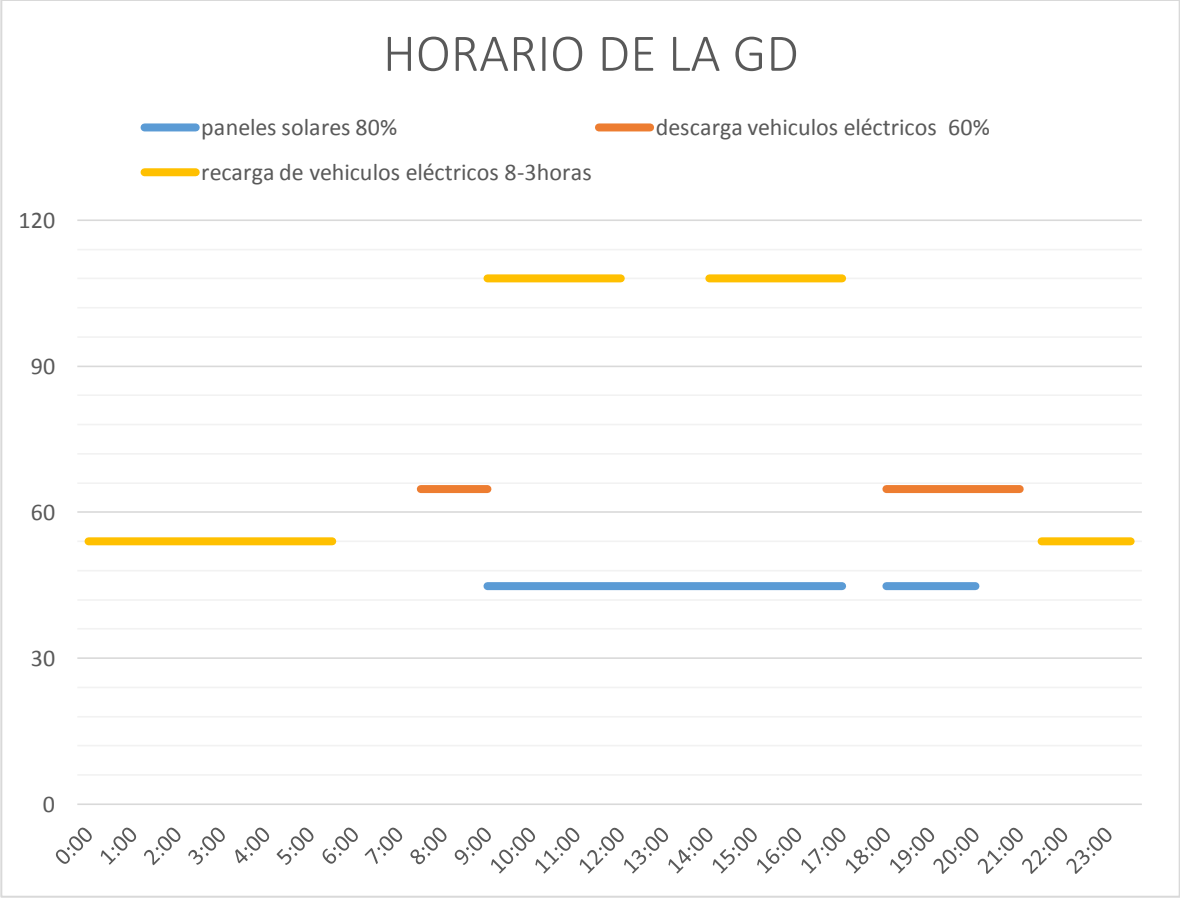


Gráfico 4.27 Horario para funcionamiento de la generación distribudida 403

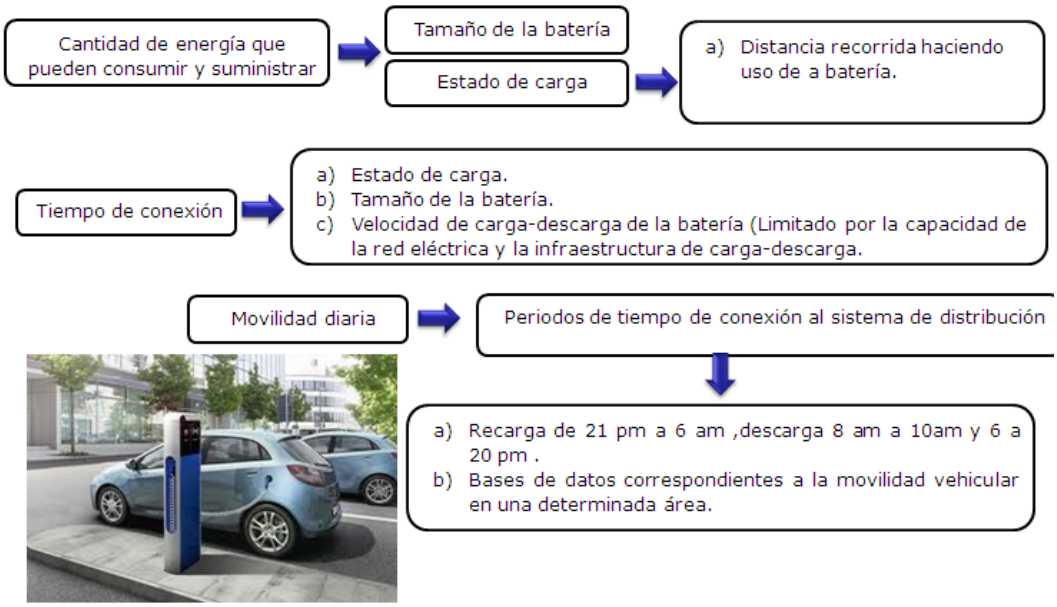


Gráfico 4.28 Esquema de funcionamiento para los centros de recarga y descarga

4.6 ANALISIS DE PERDIDAS EN EL ALIMENTADOR 403 CON GENERACION DISTRIBUIDA

Con los datos del mes de octubre del año 2013 se realizan las simulaciones a máxima demanda para los siguientes casos

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Pérdidas en las líneas	323,73	368,34	490,38	66,02
Pérdidas en los cables	1,01	0,54	1,15	88,36
Pérdidas en los transformadores	74,37	253,40	264,09	28,16
Pérdidas totales	**399,11**	**622,27**	**739,27**	**53,99**

Costo anual de las pérdidas del sistem	kW	MW-h/año	k$/año
Pérdidas en las líneas	323,73	421,84	12,66
Pérdidas en los cables	1,01	1,32	0,04
Pérdidas en los transformadores	74,37	341,44	10,24
Pérdidas totales	399,11	764,60	22,94

Gráfico 4.29 Resultado de la simulación del A 403 a máxima demanda sin GD

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Pérdidas en las líneas	312,54	353,43	471,80	66,24
Pérdidas en los cables	0,98	0,51	1,10	88,74
Pérdidas en los transformadores	74,63	251,94	262,76	28,40
Pérdidas totales	**388,14**	**605,88**	**719,54**	**53,94**

Costo anual de las pérdidas del sistem	kW	MW-h/año	k$/año
Pérdidas en las líneas	312,54	407,25	12,22
Pérdidas en los cables	0,98	1,27	0,04
Pérdidas en los transformadores	74,63	345,00	10,35
Pérdidas totales	388,14	753,53	22,61

Gráfico 4.30 Resultado de la simulación del A 403 a máxima demanda con GD

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Pérdidas en las líneas	500,05	597,20	778,90	64,20
Pérdidas en los cables	0,69	0,57	0,89	77,31
Pérdidas en los transformadores	57,78	116,55	130,09	44,42
Pérdidas totales	**558,52**	**714,31**	**906,74**	**61,60**

Costo anual de las pérdidas del sistem	kW	MW-h/año	k$/año
Pérdidas en las líneas	500,05	651,59	19,55
Pérdidas en los cables	0,69	0,90	0,03
Pérdidas en los transformadores	57,78	292,55	8,78
Pérdidas totales	558,52	945,04	28,35

Gráfico 4.31 Resultado de la simulación del A 403 a máxima demanda sin GD y la generación de Rio Blanco

Con los datos de las simulaciones, se obtiene el siguiente cuadro resumen en el cual se muestran los valores de las pérdidas tanto en kW como el costo anual promedio de 2236.25 USD/año a 18 cUSD/kWh (valor proporcionado por la EERSA); con los cuales se puede financiar la implementación de la generación distribuida, y sus beneficios a la red en la parte de la disminución de las pérdidas técnicas, además reduciendo la generación con energías no renovables y el ahorro intangible en las mejoras de calidad de servicio y contaminación en el medio ambiente.

	kW líneas	kW CABLES	kW TRAFOS	F PERDIDAS	DIAS	$kWh	TOTAL $kW/año
SIN GD	323,73	1,01	74,37	0,1294	365	0,18	81433,574
CON GD	312,54	0,98	74,63	0,1294	365	0,18	79197,319
SIN GD Y RB	505,05	0,69	57,78	0,4875	365	0,18	433172,189
						ahorro	2236,256

Tabla 4.3 Cuadro de resultado del Análisis de las pérdidas técnicas

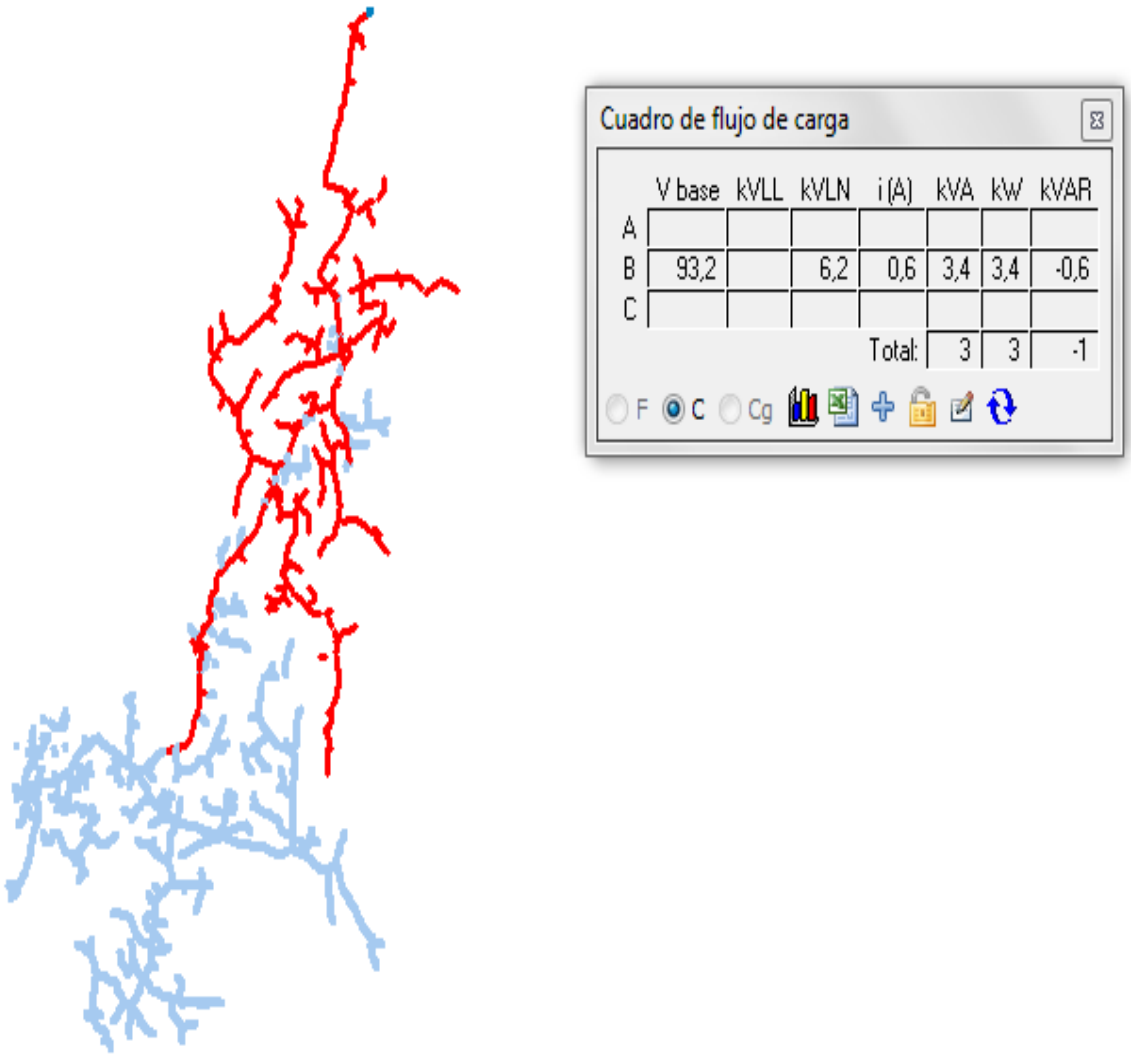
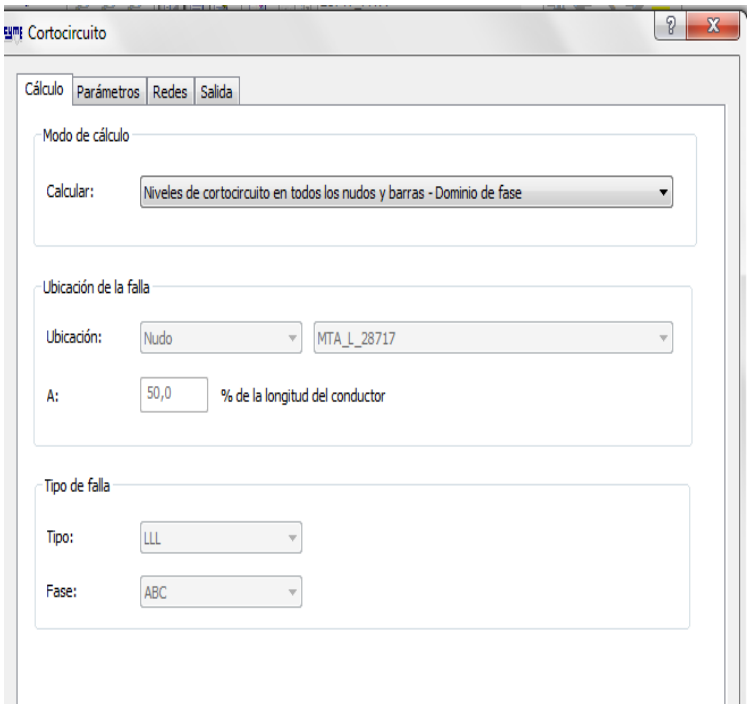


Gráfico 4.32 Resultado de la simulación del A 403 a máxima demanda con GD y la generación de Río Blanco, mejoramiento de nives de voltaje

4.7 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL ALIMENTADOR CON GD Y SIN GD

Para la simulación de cortocircuito se utiliza las siguientes opciones, proporcionada por el programa en el módulo de cortocircuito



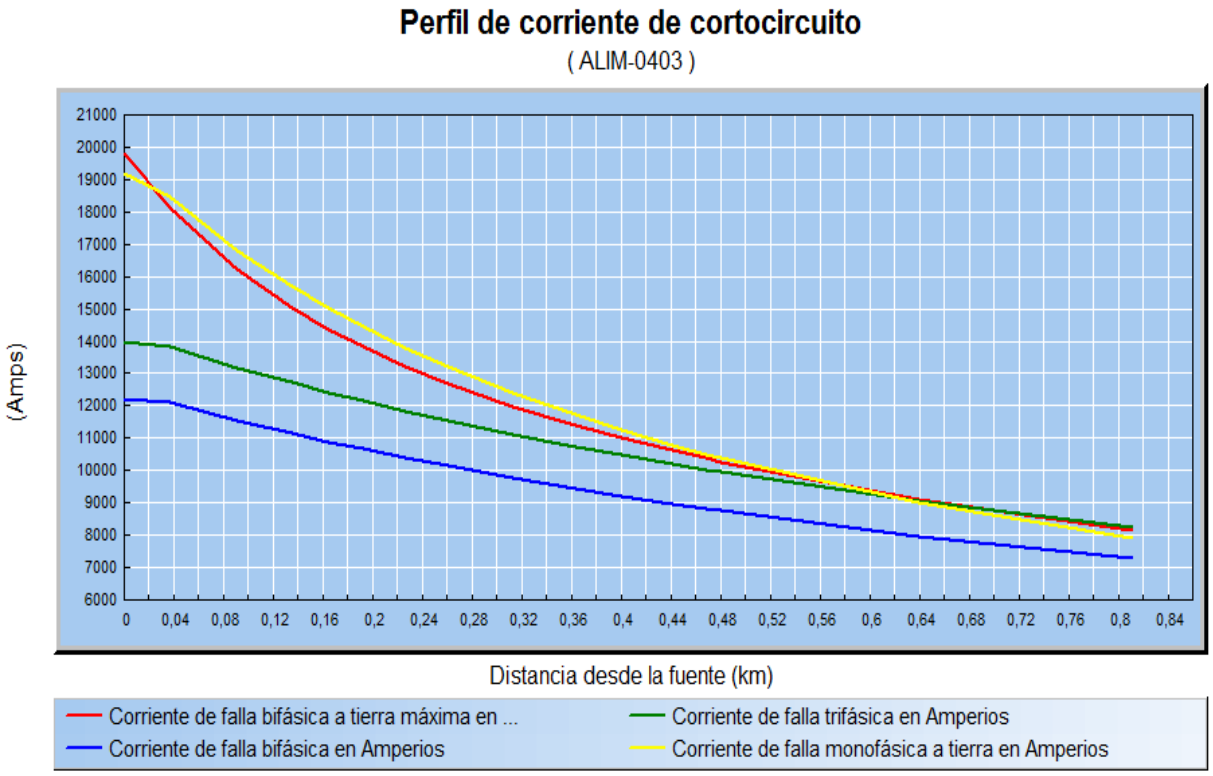
Tres modos de cálculo están a su disposición:

Niveles de cortocircuito en todos los nudos y barras - Dominio de fase	Calcula, en el dominio de fase, la corriente de cortocircuito total en todas las barras y nudos usando el método de análisis nodal aumentado modificado.
Niveles de cortocircuito en todos los nudos y barras - Dominio de secuencia	Calcula, en el dominio de secuencia, la corriente de cortocircuito total en todas las barras y nudos usando el método convencional.
Tensiones y corrientes de flujo de falla – Dominio de fase	Calcula, en el dominio de fase, el efecto de una falla aplicada en un punto monofásico. Las corrientes y tensiones en todos los tramos/nudos de la red respectiva se determinarán para ilustrar el impacto de la falla a través de la red.
Tensiones y corrientes de flujo de falla – Dominio de secuencia	Calcula, en el dominio de secuencia, el efecto de una falla aplicada en un punto monofásico. Las corrientes y tensiones en todos los tramos/nudos de la red respectiva se determinarán para ilustrar el impacto de la falla a través de la red.

Figura 4.16 Cuadro de opciones para la simulación de cortocircuito

4.7.1 RESULTADOS DE LA SIMULACION CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL ALIMENTADOR CON GD

Se muestra el cuadro de resultados del alimentador 403 sin GD en la opción de niveles de cortocircuito en todas las barras en el dominio de la fase, la cual muestra un resumen total de los diferentes tipos de falla



Resumen

Tipo de falla		Nombre	Franco (Amps)	kmax (Amps)	KmaxZ (Amps)	Kmin (Amps)	KminZ (Amps)	Z (Amps)
LLL	Máx	15365_MTS	13956,0	13956,0	13956,0	13956,0	13956,0	13956,0
	Mín	59469_MTA	577,0	577,0	577,0	577,0	577,0	577,0
LL	Máx	15365_MTS	12223,5	12223,5	12223,5	12223,5	12223,5	12223,5
	Mín	MTA_L_66066	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0
LLT	Máx	15365_MTS	19812,0	19812,0	19812,0	19812,0	19812,0	19812,0
	Mín	MTA_L_66066	522,7	522,7	522,7	522,7	522,7	522,7
LT	Máx	15365_MTS	19200,0	19200,0	19200,0	19200,0	19200,0	19200,0
	Mín	67727_MTA	204,7	204,7	204,7	204,7	204,7	204,7

Gráfico 4.33 Resultado de cortocircuito sin GD

Siendo las corrientes monofásicas y bifásicas, las de mayor valor, las cuales decrecen al alejarse de las fuentes de generación

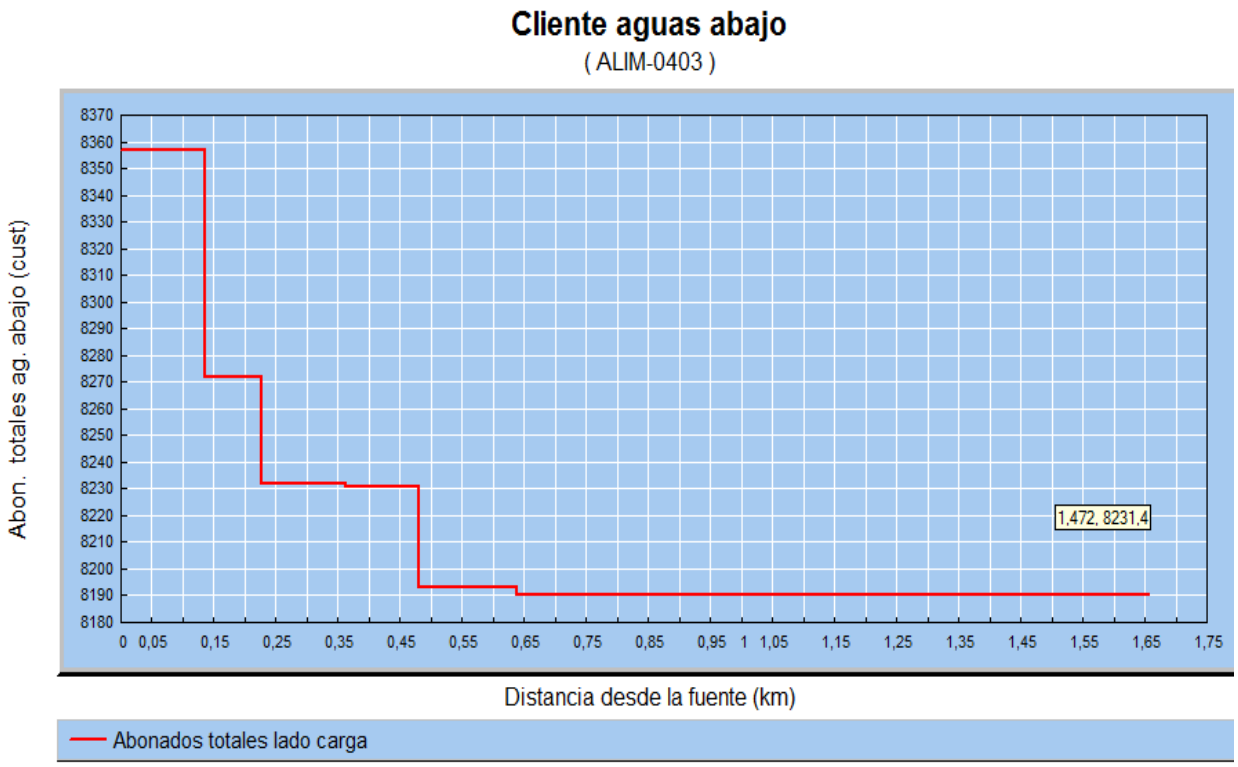
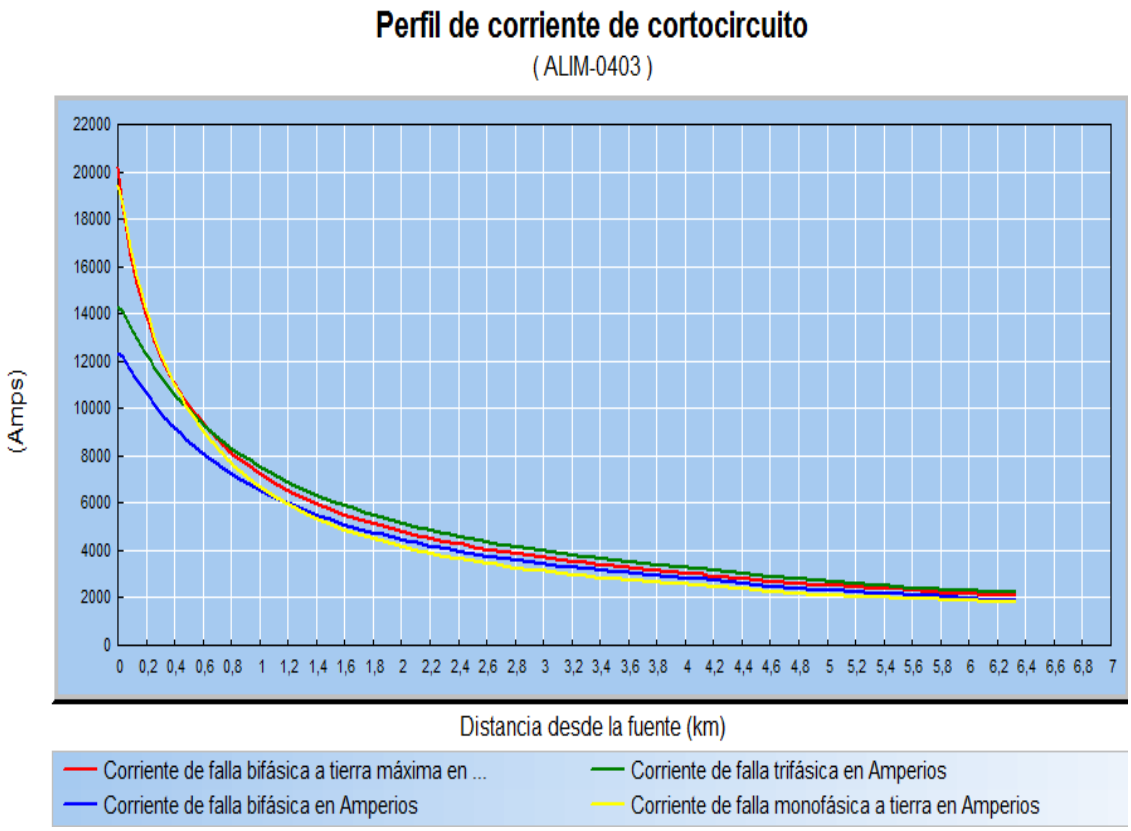


Gráfico 4.34 Corriente de falla vista desde la parte de BT sin GD

4.7.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÒN CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL ALIMENTADOR SIN GD

Al aumentar las fuentes de generación para este caso los inversores colocados en la parte de BT, aportan corriente de falla lo cual se refleja en los resultados los cuales se puede apreciar que principalmente la corriente monofásica es la de mayor amplitud, pues la generación propuesta es monofásica



Tipo de falla		Nombre	Franco (Amps)	kmax (Amps)	KmaxZ (Amps)	Kmin (Amps)	KminZ (Amps)	Z (Amps)
LLL	Máx	15365_MTS	14271,2	14271,2	14264,0	14271,2	14264,0	14264,0
	Mín	59469_MTA	546,9	546,9	546,9	546,9	546,9	546,9
LL	Máx	15365_MTS	12359,2	12359,2	12356,1	12359,2	12356,1	12356,1
	Mín	MTA_L_66066	426,6	426,6	426,6	426,6	426,6	426,6
LLT	Máx	15365_MTS	20200,0	20200,0	20037,1	20200,0	20037,1	20037,1
	Mín	MTA_L_66066	484,9	484,9	484,8	484,9	484,8	484,8
LT	Máx	15365_MTS	19393,3	19393,3	19375,4	19393,3	19375,4	19375,4
	Mín	IMTA_L_3483	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8

Gráfico 4.35 Resultado de cortocircuito con GD

Al aumentar generacion en la parte de BT, se aumentan las corrientes de cortocircuito en la parte de BT lo cual se muestra en el grafico. Los usuarios que se encuentran mas alejados de las fuentes reciben una corriente de cortocircuito mayor, generando graves problemas para la parte de BT

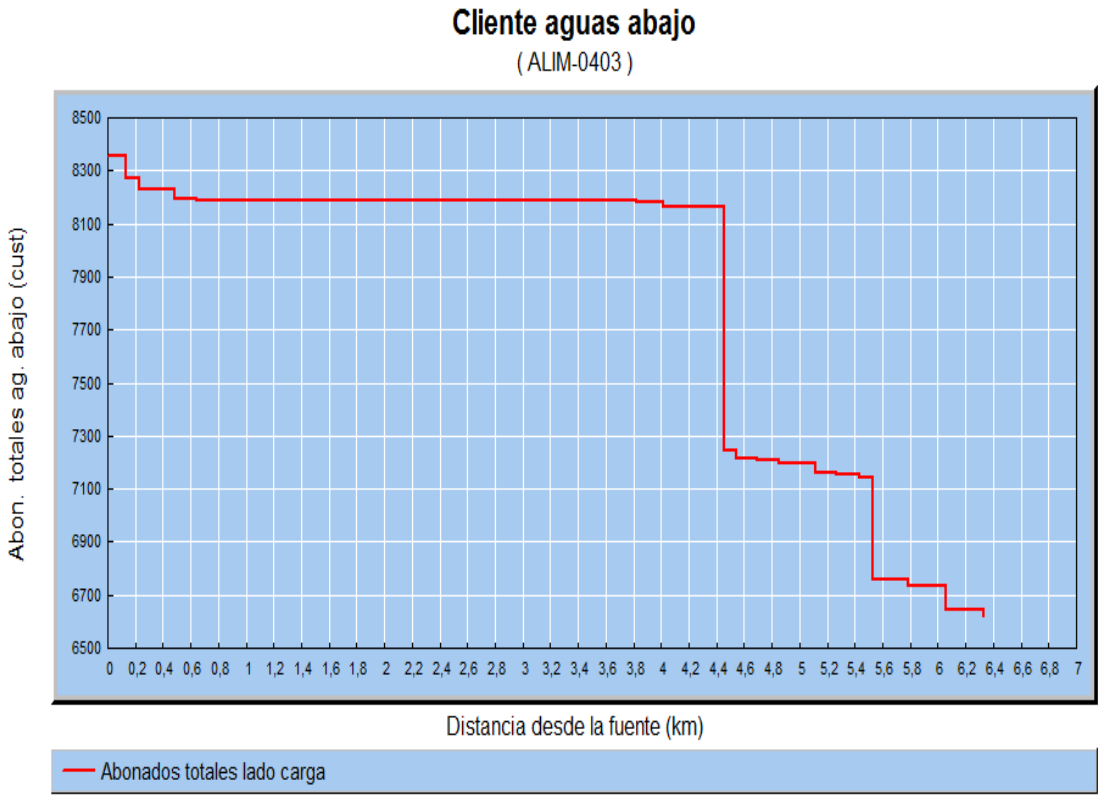


Gráfico 4.36 Corriente de falla vista desde la parte de BT con GD

4.7.3 EFECTO DE LA GD EN LAS PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES EN LA EERSA CON GENERACIÒN DISTRIBUIDA

Para el siguiente ejemplo se han tomado los generadores y transformadores ubicados en el sector de Quimiag, para lo cual se han simulado en dos casos con GD y sin GD, se obtienen los siguientes resultados

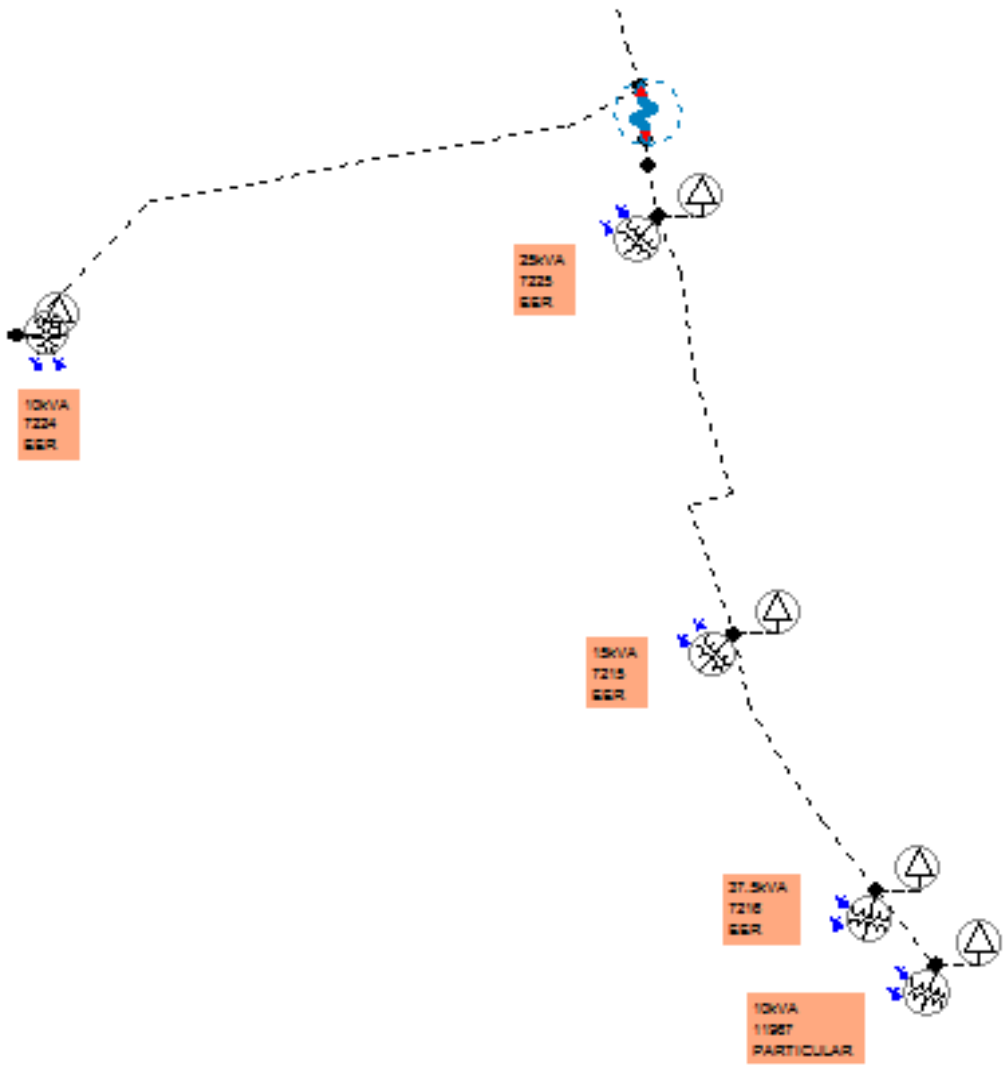


Gráfico 4.37 Ubicación del ramal para la simulación de la coordinación de protecciones

4.8.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA EL RAMAL SIN DG

Como se indicó en los resultados anteriores, al aumentar la GD aumentan las corrientes de cortocircuito, lo cual hace que las coordinaciones tengan que ser revisadas para un correcto funcionamiento de la red

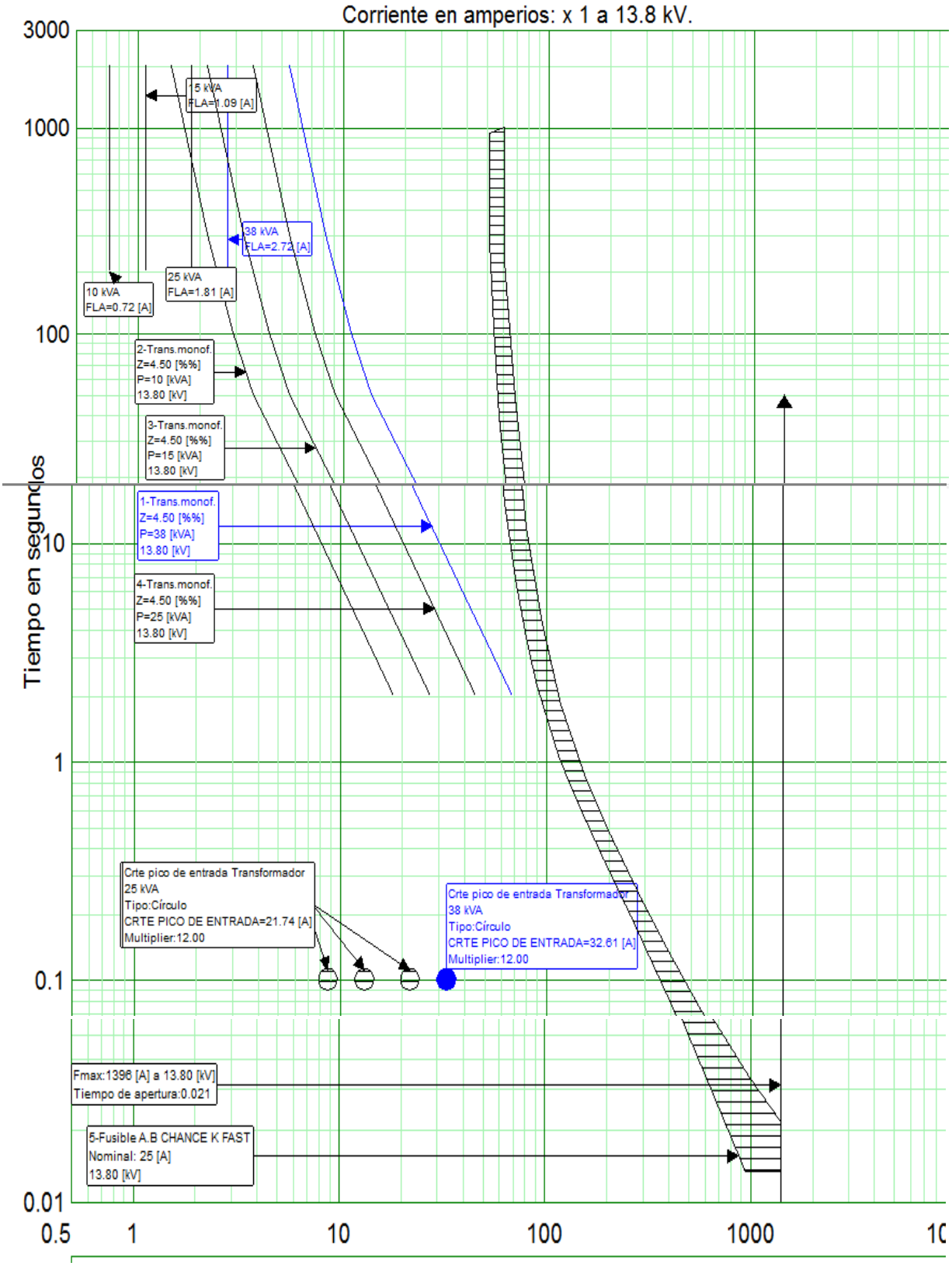


Gráfico 4.38 Coordinación de protecciones del ramal con un tirafusible de 25 A sin GD

4.8.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA EL RAMAL CON DG

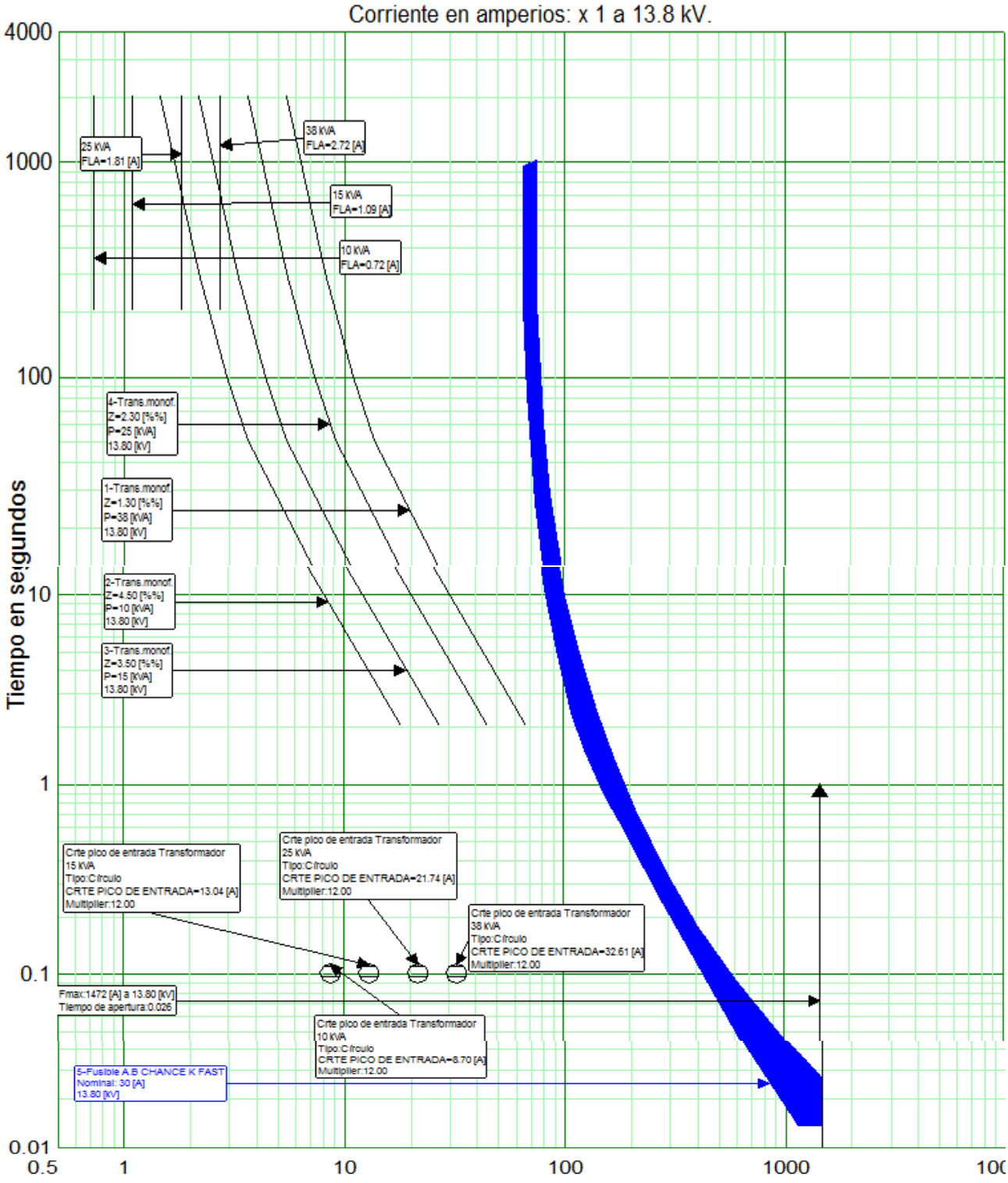


Gráfico 4.39 Coordinación de protecciones del ramal con un tirafusible de 30 A sin GD

Al aumentar las corrientes de cortocircuito, se debe escoger una nueva capacidad para el tira fusible, lo que dificulta el trabajo de una correcta coordinación de protecciones. Para el caso de ejemplo se debe escoger un tira fusible de mayor capacidad para operar a un tiempo de 0.025 segundos

El análisis de armónicos y huecos de tensión inyectado a la red procedente de los inversores utilizados en los paneles solares y los centros de recarga y descarga, merecen una gran atención para evitar un colapso de la red (en este documento no se realizan estos estudios)

Dado que la ERRSA no dispone de este modulo para el análisis de armónicos, se ha considerado que la pequeña cantidad de elementos instalados, no es considerable, por lo que se ha omitido este análisis

4.8 PARAMETROS PREVIOS A LA IMPLEMENTACIÓN DE GENERACION DISTRIBUIDA Y LAS SMART GRIDS

Previa la implementación de generación distribuida y las tecnologías Smart Grids a la red de distribución se debe tener en cuenta los siguientes puntos:

Repotenciación de los centros de transformación involucrados para la implementación de paneles solares o centros de recarga y descarga para vehículos eléctricos.

Un análisis completo de las protecciones existentes del sistema, pues como se ha analizado, las corrientes de cortocircuito aumentan de manera considerable, el flujo bidireccional causa graves efectos en las protecciones del sistema.

Preparar al sistema ante contingencias de falla de o perdida de generación distribuida. Creando redes aisladas manteniendo alimentadores en paralelo dando mayor versatilidad a la red de distribución

Cambio a un sistema de medición inteligente, automatización de elementos tales seccionadores, reconectadores, interruptores en los alimentadores de distribución, que permitan operar al sistema mediante un sistema SCADA.

Análisis de proyección de demanda, con lo cual podemos preparar a las redes de distribución evitando el colapso del sistema.

Creación de horarios para el funcionamiento de los centros de recarga y descarga, poniendo énfasis en la reducción de los picos de demanda, lo cual se demuestra en el análisis presentado

Estudios y Análisis de la implementación de energías renovables aplicables en los alimentadores, por parte de la Empresa Distribuidora con lo cual ayuda a disminuir las perdidas en la líneas, calidad de servicio (niveles de voltaje). Los cuales pueden autofinanciarse siendo proyectos viables

Financiamiento de los proyectos con energías no convencionales los cuales puede ser financiados por parte del MEER, como menciona en la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11,

4.9 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROPUESTA PLANTEADA

Los gastos iniciales para implementar el proyecto, para una vida útil de 15 años para los paneles solares, para un número de 200 usuarios beneficiados directa o indirectamente, de la implementación de generación distribuida

Para cumplir con el horario establecido para la recarga y descarga de los vehículos eléctricos y la energía de los paneles solares almacenada en las baterías, y para entregar la energía a condiciones de máxima demanda, se requiere la inversión y el uso de baterías.

inversión inicial			
costo panel solar	220	centro de recarga	1100
batería	400	cables	55
inversor	180	mano de obra	278.75
cables	20	centros de recarga	3
mano de obra	105	I centro de recarga	1443.75
1 Arreglo	1845		
28 kit de Paneles	51660	arreglos	4331.25

Tabla 4.4 Cuadro de Inversión Inicial

Para cumplir con los aspectos técnicos económicos se propone los precios

- Considerando un valor de 18 cUSD/kWh que es el precio determinado en el análisis económico, se muestra que es viable el proyecto
- A 20 cUSD/kWh es el precio promedio internacional países analizados
- Centro y Sur de Europa 19.48 cUSD/kWh. Alemania 25.04 cUSD/kWh, Argentina 18 cUSD/kWh, Perú 22.3 cUSD/kWh, España 16,99 cUSD/kWh
- A 27 cUSD/kWh es el precio promedio de los precios analizados
- A 40.03 cUSD/kWh es el precio para energías fotovoltaicas en propuesto en Ecuador REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11

Considerando los precios iniciales para el proyecto se obtiene los siguientes resultados:

INVERSIONES EN REDES DE DISTRIBUCION			
	Costo Total	Vida Útil	Depreciación
PANELES	51,660.00	**15**	**3,444**
VEHICULOS	**4,331.25**	**10**	**433**
BATERIAS	**11,200.00**	**12**	**933**
	75,254.20		**4,810.46**

Tabla 4.5 Cuadro de costo de la Inversión total del proyecto

REINVERSIONES

	10(35%)	14(50%)
PANELES	18,081.00	20,664.00
VEHICULOS	1,515.94	1,732.50
BATERIAS	3,920.00	4,480.00
Total	23,516.94	26,876.50

Tabla 4.6 Cuadro de costo de Reinversiones del proyecto

Con los datos iniciales y teniendo un promedio de 170 usuarios atendidos por la instalación de GD, se obtienen los ingresos por venta de energía tomando un precio referencial de 18 cUSD/kWh

INGRESOS		**Incremento Precio (inflación)**	**3.20%**
		Incremento demanda	5%
		Comercialización	1.41
		Equipos retirados de redes	6.0%

Tabla 4.7 Cuadro datos para calculo de ingresos del proyecto

Ingresos por venta de energía

		Anual														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3.2 %	Precio	0.185	0.191	0.197	0.203	0.210	0.217	0.223	0.231	0.238	0.246	0.253	0.262	0.270	0.279	0.288
5.0 %	Cantidad total	104160.0	109368.0	114836.4	120578.2	126607.1	132937.5	139584	146563.6	153891.7	161586.3	169665.6	178148.9	187056.4	196409.2	206229.7
	Cantidad Usuarios sin Servicio	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	0.00
	Ingresos por Venta de Energía	**19269.60**	**20880.54**	**22626.15**	**24517.70**	**26567.38**	**28788.41**	**31195**	**33803.03**	**36628.97**	**39691.15**	**43009.33**	**46604.91**	**50501.08**	**54722.97**	**59297.81**
3.2 %	**Ingresos por Comercialización**	**2104.03**	2171.36	2240.84	2312.55	2386.55	2462.92	2541.7	2623.07	2707.01	2793.63	2883.03	2975.29	3070.50	3168.75	3270.15
6%	**Ingresos por venta de Equipos depreciado**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**420.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**788.55**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**2112.60**
	Total Ingresos	**31,537.1**	**34,024.3**	**36,714.6**	**39,624.9**	**42,773.6**	**46,180.1**	**49,866**	**53,854.5**	**58,170.6**	**64,252.6**	**67,897**	**73,368.6**	**79,291.1**	**87,314**	**92,641.85**

Tabla 4.8 Cuadro de Ingreso por venta de energía

Se presenta los diferentes costos relacionados con el proyecto

	Anual														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Compra de Energía	**0.050**	**0.052**	**0.054**	**0.055**	**0.057**	**0.059**	**0.061**	**0.063**	**0.065**	**0.067**	**0.069**	**0.071**	**0.074**	**0.076**	**0.078**
Cantidad	**104160**	**107493**	**110932.9**	**114482.8**	**118146.2**	**121926.9**	**125828.5**	**129855**	**134010.4**	**138298.7**	**142724.3**	**147291.5**	**152004**	**156869**	**161888.8**
Costos por compra de Energía	**5248.6**	**5589.9**	**5953.4**	**6340.5**	**6752.8**	**7191.9**	**7659.5**	**8157.6**	**8688.0**	**9252.9**	**9854.6**	**10495.4**	**11177.8**	**11904.7**	**12678.8**
Costos de recaudación	**238.1**	**245.7**	**253.6**	**261.7**	**270.0**	**278.7**	**287.6**	**296.8**	**306.3**	**316.1**	**326.2**	**336.7**	**347.4**	**358.6**	**370.0**
Costos de lecturas	**976.50**	**1,007.7**	**1,040.00**	**1,073.28**	**1,107.62**	**1,143.06**	**1,179.64**	**1,217.4**	**1,256.4**	**1,296.5**	**1,338.0**	**1,380.86**	**1,425.0**	**1,470.65**	**1,517.71**

Tabla 4.9 Cuadro de Costos

Mantenimiento			
PANELES	**Primeros 5 años**	**2%**	De la Inversión
	Del 6 al 10 años	**3%**	De la Inversión
	Del 11 al 15 años	**45%**	De la Inversión
VEHICULOS	**Primeros 5 años**	**5%**	De la Inversión
	Del 5 al 10 años	**45%**	De la Inversión
BATERIAS	**Primeros 2 años**	**2%**	De la Inversión
	Del 12 al 15 años	**45%**	De la Inversión

Tabla 4.10 Cuadro de Costos de mantenimiento

Los costos por mantenimiento de los equipos son:

MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE GD			Inflación	3.20%											
	Anual														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PANELES	1,183.98	1,183.98	1,183.98	1,183.98	1,183.98	1,183.98	1,183.98	1,183.98	1,183.98	1,183.9	1,775.9	1,775.97	1,775.97	1,775.97	32,559.45
VEHICULOS	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	245.70	2,702.70
BATERIAS	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	252.00	6,930.00
Costos por mantenimiento	1,735.49	1,791.03	1,848.34	1,907.49	1,968.53	2,031.52	2,096.53	2,163.62	2,232.86	2,304.3	3,215.2	3,318.06	3,424.23	3,533.81	67,674.82
Total Costos	5,456.71	5,750.49	6,061.42	6,390.55	6,739.00	7,107.97	7,498.71	7,912.57	8,350.98	8,815.5	10,038	10,583.1	11,160.06	11,770.9	57,723.09

Tabla 4.11 Cuadro de Costos de mantenimiento y costo total del proyecto

Con la formula que se muestra a continuación se calcula el ahorro de energía para hacer viable al proyecto

$$AHORRO = N^{o}Usuarios * (1 + Inflación)^{AÑO} * (1 + incremento\ de\ demanda)^{AÑO} - Ingresos\ por\ Venta$$

TOTAL		**2,236.56**												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15
Ahorro de Energía	**416,656.86**	**451,489.38**	**489,233.89**	**530,133.84**	**574,453.03**	**622,477.30**	**674,516.41**	**730,906**	**792,009**	**858,221.73**	**929,969.07**	**1,007,714.5**	**1,091,959.4**	**1,183,247.2**

Tabla 4.12 Cuadro de Ahorro por pérdidas del proyecto

Resumen de los resultados obtenidos para un costo de 18 cUSD/kWh se obtiene el resumen:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingreso por venta de Energía		20,589.8	22,216.14	23,975.37	25,878.54	27,937.57	30,165.40	32,576.0	35,184.6	38,007.6	42,673.8	44,369.6	47,948.7	51,822.8	58,318.02	60,556.55
Costo por compra de Energía		5248.6	5589.9	5953.4	6340.5	6752.8	7191.9	7659.5	8157.6	8688.0	9252.9	9854.6	10495.4	11177.8	11904.7	12678.8
Utilidad Bruta		16125.0	17462.0	18913.6	20489.7	22621.1	24059.5	26077.3	28268.5	30648.0	34020.4	36037.8	39084.8	42393.7	45987.0	52001.8
Gastos Operacionales	0.0	2279.8	2352.8	2428.1	10207.5	10534.2	10963.0	11313.8	11675.9	21064.9	21739.0	42217.5	43568.5	44962.7	56954.7	58777.3
Gastos Administrativos		2041.8	2107.1	2174.5	9945.8	10264.1	10684.3	11026.2	11379.0	20758.6	21422.9	41891.3	43231.8	44615.3	56596.2	58407.3
Gastos de Ventas		238.1	245.7	253.6	261.7	270.0	278.7	287.6	296.8	306.3	316.1	326.2	336.7	347.4	358.6	370.0
Utilidad Operacional	0.0	13845.2	15109.2	16485.5	10282.2	12087.0	13096.5	14763.5	16592.7	9583.0	12281.4	-6179.8	-4483.7	-2569.0	-10967.7	-6775.5
Gastos Financieros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Utilidad antes de impuestos	0.0	13845.2	15109.2	16485.5	10282.2	12087.0	13096.5	14763.5	16592.7	9583.0	12281.4	-6179.8	-4483.7	-2569.0	-10967.7	-6775.5
Impuestos (36.25%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Utilidad Neta	0.0	13845.2	15109.2	16485.5	10282.2	12087.0	13096.5	14763.5	16592.7	9583.0	12281.4	-6179.8	-4483.7	-2569.0	-10967.7	-6775.5
FE NETO	0.0	13845.2	15109.2	16485.5	10282.2	12087.0	13096.5	14763.5	16592.7	9583.0	12281.4	-6179.8	-4483.7	-2569.0	-10967.7	-6775.5
Inversión Inicial	85,918.56															
Reinversiones		0.0	0.0	0.0	0.0	8194	0.0	0.0	0.0	0.0	18008.4	0.0	0.0	0.0	0.0	-56475.7
CASH FLOW FINANCIERO	85,918.56	24,545.83	26,690.17	29,018.93	31,547.86	34,294.01	37,275.89	40,513.6	44,028.9	47,845.4	21,175.8	55,756.2	60,615.6	65,891.6	31,460.29	32,533.79

Tabla 4.13 Cuadro de Resumen del proyecto

Con los precios analizados se obtienen los resultados:

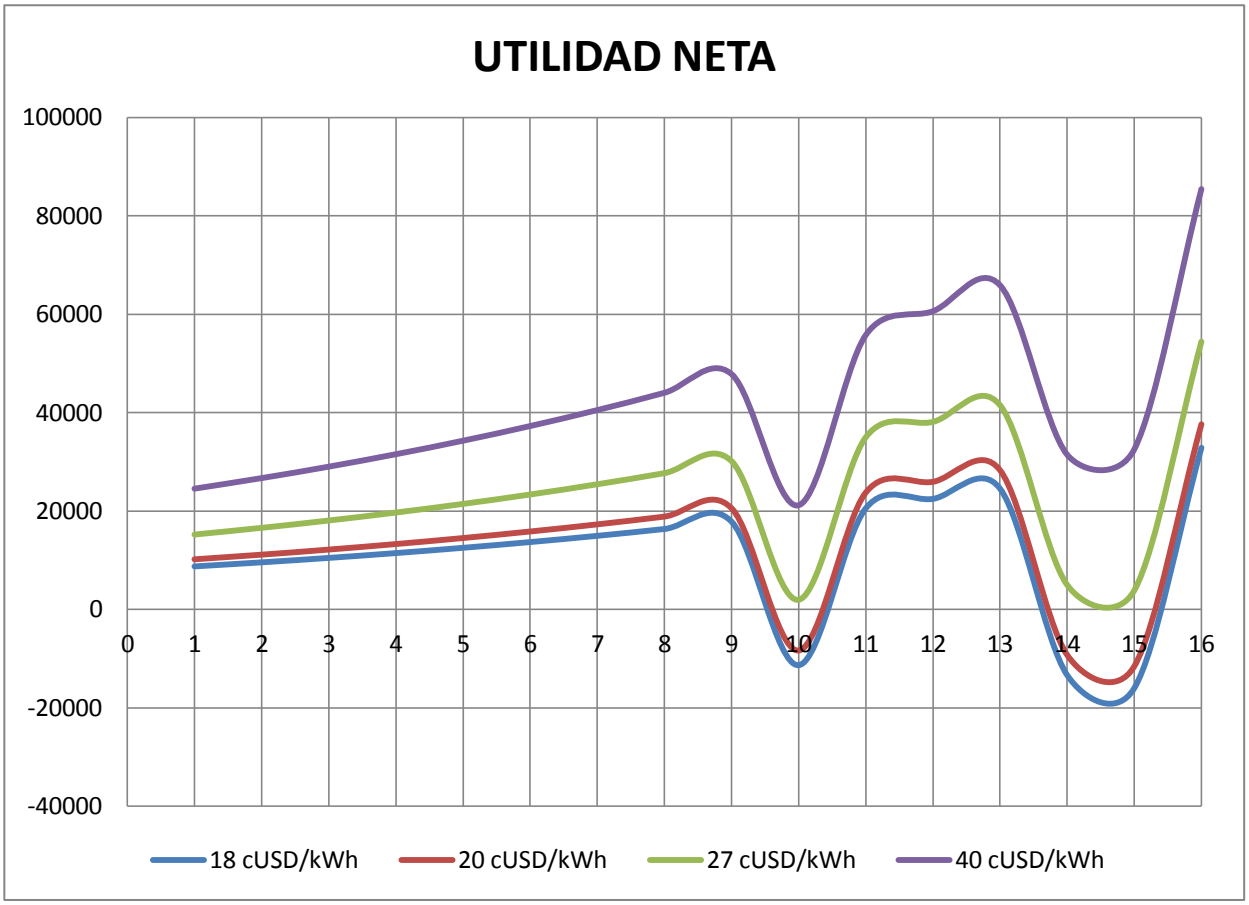


Gráfico 4.40 Gráfico de Ingresos Netos a los dos precios analizados

Con un VAN 2.46 y una TIR 12.58 y una tasa de descuento financiero de 12%

Se obtiene la siguiente tabla:

Precios	**18 cUSD/kWh**	**20 cUSD/kWh**	**27 cUSD/kWh**	**40 cUSD/kWh**
Se recupere la inversion total a los 4 años	x	x	x	x
Siga siendo rentable a los 10 años			x	x
Se pueda recurar la primera reinversion(8 años)	x	x	x	x
Acorde con los precios internacionales	x	x	x	
Que sea rentable a partir del año 15			x	x
resultado	3	3	5	4

Tabla 4.14 Cuadro resumen para la selección del precio

A partir del 4to año se hace la primera reinversión, por lo que el valor debe ya ser recuperado al 4to año.

Al año 10 se realiza la segunda re inversión, se observa que se siguen teniendo ganancias.

Para el año 15 se realiza una reinversión total, considerando que para ese año la tecnología será más eficiente y se termina la vida útil de los paneles solares, se obliga a cambiarlo parcialmente por lo cual se considera que para este año siga siendo rentable.

De los análisis realizados, se obtiene un precio de 27 cUSD/kWh como precio que satisface la inversión realizada.

5. CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

1) En el Ecuador se han iniciado proyectos con energías renovables no convencionales, micro y mini generación (proyectos hidroeléctricos, eólico, varios fotovoltaicos y de biomasa) de ellos ya se tiene una hoja de ruta la cual se tiene que ir complementando con experiencias propias y de los países vecinos, además el desarrollo de :

    - Visión y análisis de la madurez tecnológica
    - Identificar barreras al desarrollo de las tecnologías REDIE

2) Promover el desarrollo de Marcos Normativos para las Redes Eléctricas Inteligentes, como el propuesto en esta tesis, establecer como política de estado, ser Smart y cuidar el medio ambiente

    - Gobiernos locales y municipales: Deben introducir el concepto de" Ciudades Inteligentes"
    - Gobierno Nacional: Insertar las GD en el marco de la política energética

3) Crear y Difundir Casos Piloto de empresas distribuidoras, compartir experiencias

4) Utilizar la medición inteligente no solo como instrumentos para reducir las pérdidas, sino también como medio de servicio social e informativo

5) Promover la Estandarización, Incrementar la participación de América Latina en el proceso de desarrollo de los estándares vinculados con las REI. Integrar las nuevas “plataformas” locales con las asociaciones internacionales sobre estándares ya existentes (NIST, IEEE, IEC, ISO, etc.)

6) Establecer el marco regulatorio de las REDIE (podría ser la oportunidad de modernizar la regulación de la distribución).

7) Estudiar cuidadosamente el sistema tarifario que se piensa aplicar (como parte de la tarifa general de distribución o como un servicio separado). Haciendo partícipe al usuario en la generación. Considerar incluir en la factura el precio marginal del costo de la energía, lo cual daría una idea del costo real de la energía. Con Métodos de compensación en las facturas de consumo como las Uso para el Sistema de Distribución y Sistema de Transmisión

8) Promover el incremento de la producción eléctrica en base a fuentes de energía renovable, crear ayudas y promover la implementación de las mismas a la red eléctrica, ayudando a reducir la generación térmica y mejorando las perdidas en la redes de distribución, lo cual podría financiar los proyectos de generación con energías no convencionales

9) El uso masivo de GD a la red, genera un problema operativo creciente de difícil solución en un sistema centralizado de distribución inflexible, pero de gran ayuda para reducir los picos de demanda, disminuir las pérdidas del sistema y ayuda a modernizar los actuales sistemas de distribución.

10) La reestructuración del sector eléctrico con una generación distribuida con un esquema tarifario diferenciado, ayuda a la implementación masiva de generación con energías no renovables

5.2 RECOMENDACIONES

1) Promover la Aplicación de “Medidores Inteligentes en las empresas Distribuidoras complementar el proyecto iniciado por parte del MEER (discriminación horaria, tele gestión, registrarán, almacenarán datos de energías activa y reactiva, permite la lectura bidireccional de la energía)”, crear una normativa para un plan de sustitución, promover la instalación masiva que es un paso muy importante para la implementación de las REDIE, los cual representa un costo mayor al 40% del medidor electromecánico actual, los cual se puede recuperar con la funciones: ahorro de energía, medición directa, reducción de pérdidas y integrar las Smart Grids.

2) Creación de una normativa para establecer la tarifa eléctrica rural para suministros no convencionales que utilicen energías renovables.

3) Creación de un plan de inclusión, por el que se regula la adquisición de vehículos eléctricos propulsado total o parcialmente por electricidad procedente de la red. Financiar las adquisiciones de vehículos eléctricos nuevos

4) EL CONELEC deberá regular la actividad de gestor de cargas para los vehículos eléctricos, concretar y desarrollan los derechos y obligaciones de los gestores de cargas del sistema. Las Empresas Distribuidoras o las empresas particulares que instales los centros de recarga y descarga, deberán Facturar y cobrar la energía entregada en la reventa para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos, aplicarán precios diferenciados para la energía consumida en cada uno de los periodos tarifarios.

5) La inclusión masiva de vehículos eléctricos en las redes de distribución, impone nuevos requerimientos de suministro y demanda. En este sentido, resulta fundamental desarrollar nuevos dispositivos tecnológicos, algoritmos y herramientas de cálculo, que permitan

gestionar eficientemente diversas tareas de operación y planificación ,el despacho económico de corto plazo, cuyo propósito es programar el uso adecuado de los recursos de suministro disponibles para satisfacer la demanda eléctrica al menor costo posible.

6) Mejorar los mapas de información de : Atlas eólico, solar, Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en para el Ecuador, Incentivar el uso de la energía geotérmica par la producción de energía eléctrica

7) La coordinación de protecciones, la inclusión de electrónica de potencia al sistema genera gran conflicto, que merece una gran atención y un estudio muy cuidadoso de la redes de distribución

8) El uso del GIS ayuda a tener información de toda la red tanto de usuario y equipos del sistema eléctrico, lo cual conectado a un sistema escada hace más funcional al sistema permitiendo tener un monitoreo en tiempo real del mismo.

9) Para la implementación de las Smart Grids se requieres de todo un proceso el cual consta de: reestructurar el sector eléctrico con nuevos modelos regulatorios, un marco legal para la implementación de generación distribuida y mejoramiento en la calidad de los Sistemas de Distribución

10) Para el caso de la implementación de los paneles solares, se recomienda inversores monofásicos por proporcionar una potencia menor a los 5kW, para el caso de la recarga y descarga de vehículos eléctricos se puede utilizar inversores trifásicos, dependediendo de la configuración de la red, y de la potencia que se inyecta a la red

BIBLIOGRAFIA

1. MARTÍNEZ DE BARTOLOMÉ I., "*Redes Eléctricas Inteligentes*", Unidad Editorial, Madrid, 14 de Junio 2010.
2. MOCÁRQUER S., RUDNIK H, "*Recursos Renovables como generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia", publicación internet.* http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/MocarquerRudnick.pdf
3. MOCÁRQUER S., RUDNIK H, "*taller de energies renovables*", Pontifica Universidad Católica de Chile, Chile, enero 2005.
4. SMART GRIDS, Seminario Internacional, CIEEPI, 2011.
5. Observatorio industrial del sector de la electrónica, tecnologías de la información y telecomunicaciones. (2011). Smart grids y la evolución de la red eléctrica. recuperado de :

http://www.minetur.gob.es/industria/observatorios/sectorelectronica/actividades/2010/federaci%c3%b3n%20de%20entidades%20de%20innovaci%c3%b3n%20y%20tecnolog%c3%ada/smart_grids_y_evolucion_de_la_red_electrica.pdf

6. Electroindustria. (junio 2010). Smart grids incorporando inteligencia en las redes eléctricas. Recuperado de:

http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1422&tip=9&xit=smart-grids-incorporando-inteligencia-en-las-redes-electricas

7. Almeida, Wendy. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU POTENCIAL APLICACIÓN EN ECUADOR. Dirección de Operaciones. CENACE. Recuperado de:http://boletin.cenace.org.ec/alpha/ObtenerArticulo?id=26&num=65
8. Energías renovables america. (2013). Fotovoltaica. Recuperado de: http://www.energias-renovables.com/america-peru

9. Garcia. C, Raul. (2011). Cambios y Posibles Mejoras en el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano. Osinergmin. Recuperado de: http://comisiondeenergiacichile.files.wordpress.com/2011/09/rac3bal-garcc3ada-osinergmin-bid-2011.pdf

10. Gobierno de España.(2011). Cuestiones Básicas VE / MOVELE. Recuperado de:http://movele.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/relmenu.3/relcategoria.1003/idpag.5

11. Gobierno de España. (2007). Ministerio de la presidencia.BOE núm 224. Recuperado de: http://www.boe.es/boe/dias/2007/09/18/pdfs/A37860-37875.pdf

12. Ampla. Cidadeinteligentebuzios. Smart grids. Recuperado de: http://www.cidadeinteligentebuzios.com.br/

13. Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. (2010). Red de distribución eléctrica. Recuperado de:

    http://basedoc.superservicios.gov.co/arklegal/SSPD/channel?channel=/R/RED%20DE%20DISTRIBUCION%20ELECTRICA

14. Energía eólica y solar más barata DM 2012 recuperado de: http://www.dw.de/energ%C3%ADa-e%C3%B3lica-y-solar-m%C3%A1s-barata/a-16237431

15. Conferencia: Redes Inteligentes de Distribución con Alta Penetración de Vehículos Eléctricos: Desafíos y Soluciones para una Operación Eficiente , Universidad Nacional de San Juan – ARGENTINA, Junio 2014 PDF

16. I Seminario sobre Desarrollo y Aprovechamiento de Energía Solar Fotovoltaica en Costa Rica – Octubre 2013, recuperado de:
    http://www.acesolar.org/ckfinder/userfiles/files/Presentacion_Seminario%20FV%20CR%20v3.pdf

DOCUMENTOS REFERENCIADOS

[1] XXVII SEMINARIO NACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO Guayaquil, 30, 31 de mayo y 1 de junio 2012

[2] Ricardo Klatousky, director del Sector Utilities para IBM, Europa, febrero 22 2010.

[3] Documento de visión estratégica 2030. FutuRed.

[4] SIEE-OLADE 2012, tomado de la revista "Electricidad Informa No. 3 Ministerio de Electricidad y Energías Renovables".

[5] Salvador Ferrer director técnico de Enterasys, publicación febrero 22 del 2010.

[6] La Conferencia ha sido organizada por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe de las Naciones Unidas (CEPAL), con el patrocinio del Ministerio de Energía de Chile.

[7] Fuente www.aneel.gov.br
Green paper de la Comisión Europea: "A european strategy for sustainable, competitive and secure energy"

[8] Fuente: toyota-global.com/innovation/smart grid

[9] Alan Rotz, presidente de PES Mundial IEEE, tomado de: Ruta Medellín, el portal de innovación, octubre 2011.

[10] Fuente: 2 Atlas de viento y energía eólica de Colombia, Ideam-UPME, 2006; Atlas de radiación solar de Colombia, Ideam, 2005; Potencialidades de los cultivos energéticos y residuos agrícolas, UPME, 2002.

[11] Fuente: www.endesavehiculoelectrico.com

REGULACIONES:

REGULACION No. CONELEC – 005/08,

REGULACION No. CONELEC – 004/11

REGULACION No. CONELEC – 001/13

Resolución Normativa ANNEL Nº 482/2012 microgeneracion

LEY 697 DE 2001 COLOMBIA uso racional de energía

REGULACION No. CONELEC – 001/14

REGULACIÓN No. CONELEC - 001/02

LEY 1450 DEL 16 DE JUNIO DE 2011 Art. 105

Real Decreto 648/2011 ESPAÑA vehículos eléctrico

Real Decreto 647/2011 ESPAÑA centros gestores de recargas

ANEXO1

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO

Núm. 122 Lunes 23 de mayo de 2011 Sec. I. Pág. 51110

1. **Modelo de comunicación de inicio de actividad de gestor de cargas del sistema eléctrico**

COMUNICACIÓN DE INICIO DE ACTIVIDAD

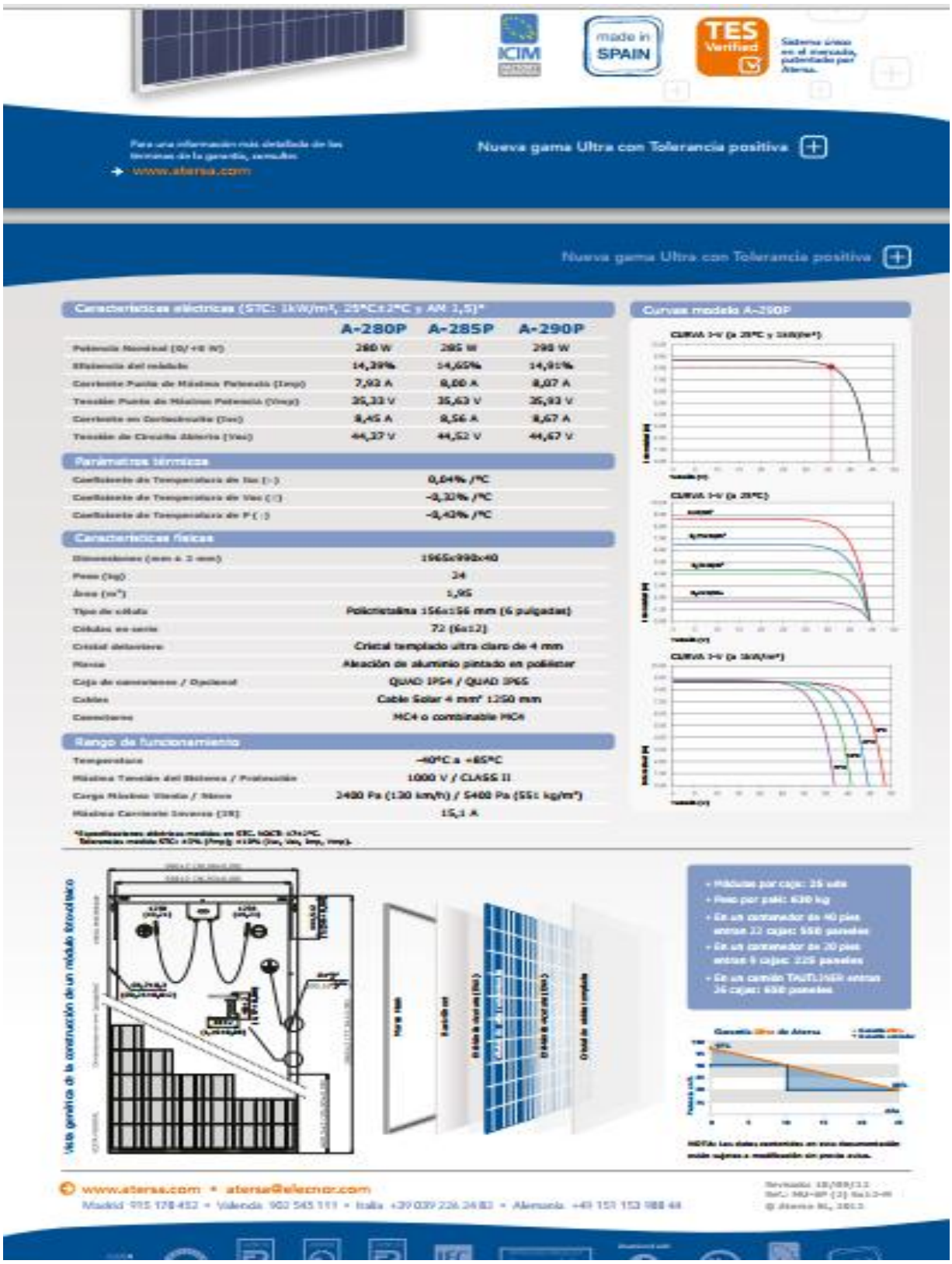
D./D.ª.....,
mayor de edad, con documento nacional de identidad número .....,
en nombre y representación de .....,
con NIF ....., domicilio social en .....
.....
y domicilio a efectos de notificaciones en .....
.....,

En plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica [a la Dirección General de Política Energética y Minas/al órgano competente de la Comunidad Autónoma] el inicio de la actividad de gestor de cargas del sistema eléctrico, que se desarrollará en el ámbito territorial de .....
a cuyos efectos presenta declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

En ..... a ..... de ..... de.....

Firma.

ANEXO 2



Nueva gama Ultra con Tolerancia positiva

Características eléctricas (STC: 1kW/m², 25ºC±2ºC y AM 1,5)*

	A-280P	A-285P	A-290P
Potencia Nominal (0/+5 W)	280 W	285 W	290 W
Eficiencia del módulo	14,39%	14,65%	14,91%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	7,92 A	8,00 A	8,07 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	35,33 V	35,63 V	35,93 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,45 A	8,56 A	8,67 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	44,37 V	44,52 V	44,67 V

Parámetros térmicos

Coeficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /ºC
Coeficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /ºC
Coeficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /ºC

Características físicas

Dimensiones (mm ± 2 mm)	1965x992x40
Peso (kg)	24
Área (m²)	1,95
Tipo de célula	Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	72 (6x12)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 4 mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP64 / QUAD IP65
Cables	Cable Solar 4 mm² 1250 mm
Conectores	MC4 o combinable MC4

Rango de funcionamiento

Temperatura	-40ºC a +85ºC
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa (130 km/h) / 5400 Pa (551 kg/m²)
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

Curvas modelo A-290P

Vista gráfica de la construcción de un módulo fotovoltaico

- Módulos por caja: 26 uds
- Peso por palé: 630 kg
- En un contenedor de 40 pies entran 22 cajas: 550 paneles
- En un contenedor de 20 pies entran 8 cajas: 220 paneles
- En un camión TAUTLINER entran 26 cajas: 650 paneles

www.atersa.com • atersa@elecnor.com

Madrid 915 178 452 • Valencia 902 545 111 • Italia +39 039 226 24 82 • Alemania +49 151 153 188 48

ANEXO 3

RL2500DG (2V500Ah)

RITAR®

RL2-500DG is GEL Deep cycle battery superiorly designed for frequent cyclic discharge applications under extreme temperature. By using strong grid to insure reliable performance under frequent cyclic discharge use. 400 cycles could be available at 100% DOD. Offering extra-durable cyclic performance, high efficiency of recovery ,that is more suitable for solar, mobility, E-toll, marine , deep discharge UPS etc..

Specification

Cells Per Unit	1
Voltage Per Unit	2
Capacity	500Ah@20hr-rate to 1.75V per cell @25°C
Weight	Approx. 30.5 Kg
Max. Discharge Current	2500A (5 sec)
Internal Resistance	Approx. 1 mΩ
Operating Temperature Range	Discharge: -40°C~60°C Charge: -20°C~50°C Storage: -40°C~60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C±5°C
Float charging Voltage	2.27 to 2.3 VDC/unit Average at 25°C
Recommended Maximum Charging Current Limit	100 A
Equalization and Cycle Service	2.37 to 2.4 VDC/unit Average at 25°C
Self Discharge	RITAR Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for more than 6 months at 25°C. Self-discharge rate less than 3% per month at 25°C. Please charge batteries before using.
Terminal	Terminal F10
Container Material	A.B.S. (UL94-HB), Flammability resistance of UL94-V1 can be available upon request.

ISO9001:2000 Certificate

Dimensions

Unit: mm Dimension: 242(L)×172(W)×329(H)

Constant Current Discharge Characteristics: A (25°C)

F.V/Time	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	6HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	611.0	473.1	304.5	181.0	134.8	107.5	90.49	76.00	61.35	51.28	26.41
1.65V	581.0	454.3	291.3	174.4	129.1	103.7	86.72	74.17	58.61	49.45	25.47
1.70V	541.7	428.2	285.6	171.6	126.3	102.7	85.78	72.34	57.69	48.53	24.99
1.75V	480.9	380.8	263.0	162.1	119.7	97.09	82.01	68.68	55.86	47.62	24.52
1.80V	414.0	351.0	247.9	154.6	115.0	96.15	79.18	67.76	54.94	45.79	23.58
1.85V	350.1	316.0	229.1	146.1	109.3	88.61	75.41	64.10	52.20	43.95	22.64

Constant Power Discharge Characteristics: W (25°C)

F.V/Time	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	6HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	1070	841.2	543.0	327.1	245.1	197.0	166.8	143.8	114.5	97.86	49.99
1.65V	1042	836.7	542.0	322.4	244.1	195.1	165.0	141.9	113.5	96.15	49.52
1.70V	984.0	778.3	525.0	317.7	236.6	192.3	163.1	139.2	111.7	95.23	49.05
1.75V	876.5	701.1	490.2	303.5	228.1	185.7	156.5	132.8	109.0	92.49	47.63
1.80V	758.6	646.4	461.9	290.3	218.7	180.0	151.8	130.0	105.3	89.74	46.22
1.85V	646.9	582.6	426.1	273.4	208.3	165.9	145.2	122.7	100.7	86.99	44.80

All mentioned values are average values.

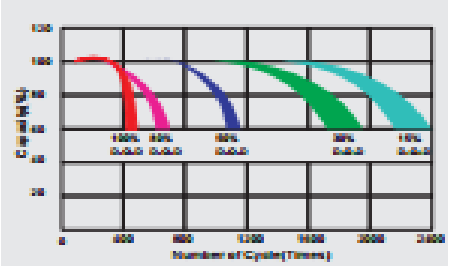
www.renova-energia.com/pdf/baterias/Ficha%20Tecnica%20RL%202500DG%202Vdc%20500Ah.pdf

RL2500DG

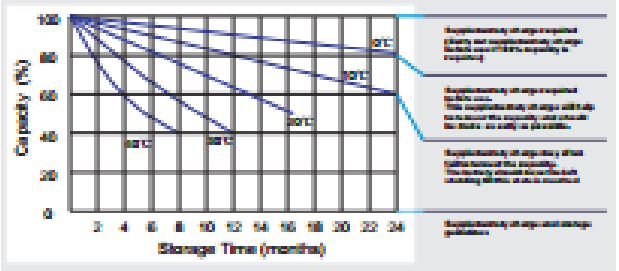
2V500Ah

RITAR®

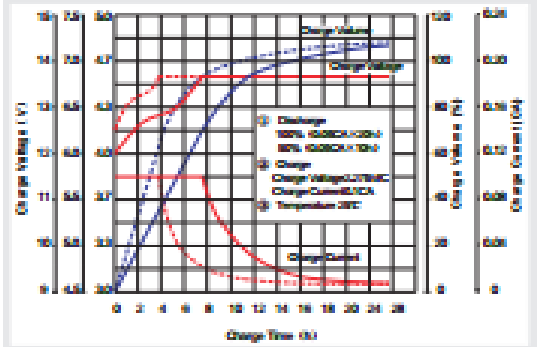
Life characteristics of cyclic use



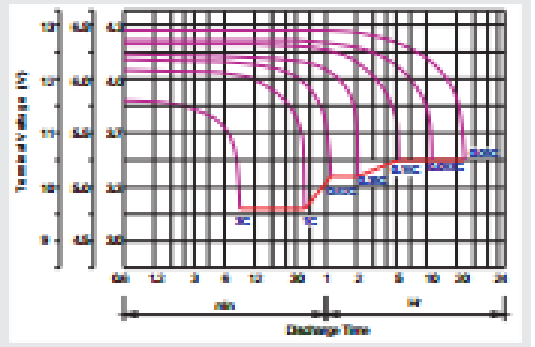
Storage characteristic



Charge characteristic curve for cyclic use



Discharge characteristic curve



Capacity Factors With Different Temperature

Battery Type		-20℃	-10℃	0℃	5℃	10℃	20℃	25℃	30℃	40℃	45℃
GEL Battery	6V&12V	50%	70%	83%	85%	90%	98%	100%	102%	104%	105%
	2V	60%	75%	85%	88%	92%	99%	100%	103%	105%	106%
AGM Battery	6V&12V	46%	66%	76%	83%	90%	98%	100%	103%	107%	109%
	2V	55%	70%	80%	85%	92%	99%	100%	104%	108%	110%

Discharge Current VS. Discharge Voltage

Final Discharge Voltage (Vcell)	1.75V	1.70V	1.60V
Discharge Current (A)	(A) ≤0.2C	0.2C< (A) <1.0C	(A) ≥1.0C

Charge the batteries at least once every six months, if they are stored at 25℃.

Charging Method:

Constant Voltage	-0.2Cx3h+2.4~2.45V/Cellx24h, Max. Current 0.3C
Constant Current	-0.3Cx3h+0.1Cx12h
Fast	-0.3Cx3h+0.3Cx6h

Maintenance & Cautions

Cycle service
※ Avoid battery over discharge, especially battery series connection use.
※ Charged with recommend voltage, ensure battery can be full recharged.
In general, recharge capacity should be 1.1~1.15 times discharge capacity.
※ Effect of temperature on cycle charge voltage: -4mV/℃/Cell.
※ There are a number of factors that will affect the length of cyclic service.
The most significant are depth of discharge, ambient temperature,
discharge rate, and the manner in which the battery is recharged.
Generally speaking, the most important factors is depth of discharge.

SHEN ZHEN RITAR POWER CO.,LTD.
URL: www.ritarpower.com
Address: Flat 606, Tower C, Huaihai Building, Langshan Rd 10, Nanshan District, ShenZhen, 518057, China
Tel:+86-755-3388 1688 Fax:86-755-8347-0180

2010 Version 1

ANEXO 4

Producto
TBS Powersine
Inversor instalaciones aisladas
de onda sinusoidal pura

Modelo
Powersine 200-12/24/48
Powersine 300-12/350-24/400-48
Powersine 550-12/750-24/750-48
Powersine 1000-12/1400-24/1500-48

Referencia
Consultar en base
al modelo y tensión

tbs electronics

Especificaciones técnicas

Especificaciones eléctricas

Modelo	PS200 (12/24/48V)	PS300 (12/24/48V)	PS500 (12/24/48V)	PS1000 (12/24/48V)
Ref.	Consultar gama PS200	Consultar gama PS300	Consultar gama PS500	Consultar gama PS1000
Nomenclatura (PS - Voltaje)	PS200 (ej: 3 voltajes)	300-12, 350-24, 400-48	550-12, 750-24, 750-48	1000-12, 1400-24, 1500-48
Pnom	175 - 175 - 175VA	250 - 300 - 300VA	500 - 600 - 600VA	850 - 1000 - 1000VA
P30min	200 - 200 - 200VA	300 - 350 - 400VA	550 - 750 - 750VA	1000 - 1400 - 1500VA
Subida de tensión	400 - 500 - 500VA	700 - 800 - 800VA	1000 - 1200 - 1250VA	1800 - 2500 - 2000VA
Voltaje de salida	230Vac ± 2% ó 115Vac ± 2%			
Frecuencia de salida	50Hz ± 0.05% ó 60Hz ± 0.05%			
Forma de onda de salida	Onda sinusoidal pura (THD <5% @ Pnom)			
Cos admisible en carga	0.3 - 1 (Hasta Pnom)			
Voltaje de entrada (±2%)				
Nominal	12VDC | 24VDC | 48VDC			
Rango	10.5 - 16VDC | 21 - 31VDC | 41 - 60VDC			
Máxima eficiencia	90% - 91% - 92%	91% - 92% - 95%	92% - 92% - 94%	92% - 94% - 96%
Consumo x ausencia de carga (ASS)	<0.8W/<0W/>4W (0.6W) (0.8W) (1.2W)	<0W <0.5W <0.5W (0.7W) (0.8W) (1.3W)	<0.8W <0.5W <0.2W (0.4W) (0.7W) (0.5W)	<7.5W <0.5W <10.5W (1.5W) (2W) (2.5W)
Rango temp. operacional	-20ºC a +50ºC			
Umbral ASS	12W - 15W - 15W	12W - 15W - 15W	15W - 15W - 15W	5W - 5W - 5W
Protecciones contra	Cortocircuito, sobrecarga, alta temperatura, y bajo voltaje de la batería			
Indicaciones del LED (prepro)	Encendido, cortocircuito y sobrecarga, alta temperatura, alto/bajo voltaje batería y modo ASS			
Conexión de entrada DC	2 cables de 1,5m y diámetro 4mm²			
Conexión de salida AC	IEC-320			
Tamaño	154x98x130mm	194x98x130mm	228x112x160mm	255x105x206mm
Peso	2.4Kg	2.5Kg	6.2Kg	11.2Kg
Clase de protección	IP 20			

*Potencia de salida medida con carga resistiva a 25ºC. Los valores de potencia están sujetos a una tolerancia del 4% y bajan conforme la temperatura sube con un porcentaje de aprox. 1.2%/ºC empezando a 25ºC.
*En la eficiencia máx. el límite de voltaje es dinámico.
Este límite disminuye con el incremento de la carga para compensar las pérdidas de voltaje por cableado y conexiones.
*Sistema ASS medido con voltaje nominal y a 25ºC.

TBS Powersine 200
(12/24/48v)

TBS Powersine 300-12v
TBS Powersine 350-24v
TBS Powersine 400-48v

TBS Powersine 550-12v
TBS Powersine 750-24v
TBS Powersine 750-48v

TBS Powersine 1000-12v
TBS Powersine 1400-24v
TBS Powersine 4500-48v