

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**“ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ZONA OESTE DEL
ESTADO ANZOÁTEGUI”**

REALIZADO POR:

MANUEL ALEJANDRO HERNÁNDEZ MEJÍAS

Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito

Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

BARCELONA, ENERO DE 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ZONA OESTE DEL
ESTADO ANZOÁTEGUI”**

ASESORES:

Prof. Melquiades Bermúdez.

Asesor Académico

Ing. Jesús Mejías.

Asesor Industrial

BARCELONA, ENERO DE 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ZONA OESTE DEL
ESTADO ANZOÁTEGUI”**

JURADO:

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Prof. Melquiades Bermúdez.

Asesor Académico

Prof. Manuel Maza.

Jurado Principal

Prof. Rubén Parra.

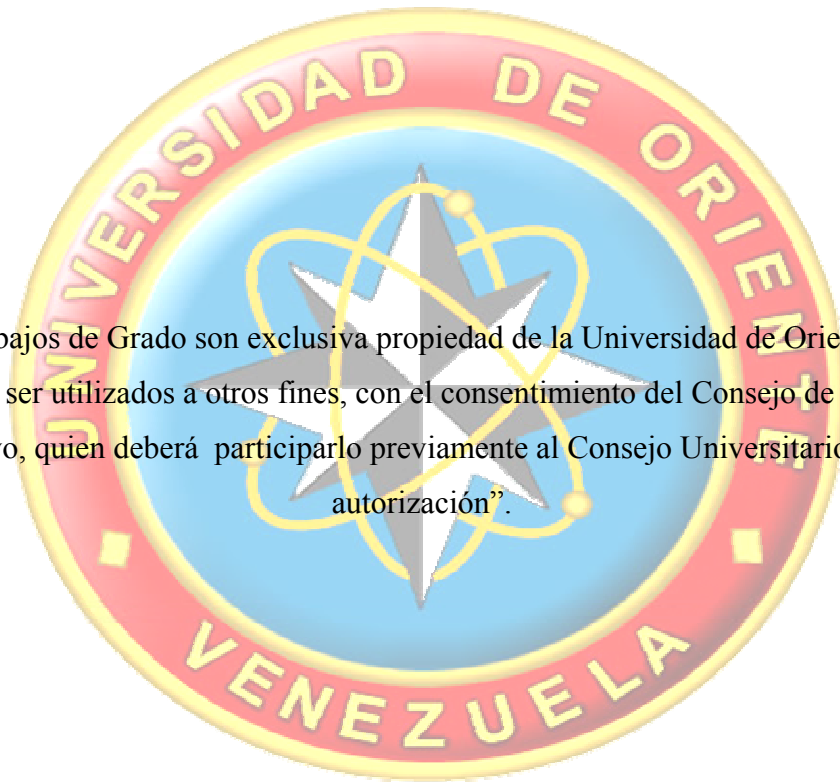
Jurado Principal

BARCELONA, ENERO DE 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



DEDICATORIA

- En primer lugar A DIOS, por brindarme día a día la salud necesaria para vivir y la fuerza, confianza, honestidad, que necesité para cumplir con esta meta.
- A mis Padres, que con toda su ayuda, dedicación, apoyo son el pilar fundamental para yo poder obtener este logro.
- A mis Familiares, que siempre me dan el Cariño y Amor que necesito para mi bienestar.
- A mis Compañero de Estudios (José Manuel, Jorge, Eduardo, Mariano, Vilma, etc.), por toda la ayuda que necesite en mis estudio, y por cada uno de los momentos vividos en la universidad, Gracias por ser tan AMIGOS.
- A mi Novia Dayanna Soria, por todo el apoyo incondicional que me das día tras día y cada uno de los consejos, que permiten que sea una mejor persona y poder este importante logro para ambos.
- A mis Asesores Industrial y Académicos (Ing. Jesús Mejías y Prof. Melquiades Bermúdez), por todo el tiempo y conocimiento que me brindaron, siendo esta pieza importante para la culminación de este trabajo.
- A los profesores Luis Parraguez, Verena Mercado, Santiago Escalante, por cada uno de los consejos y toda la ayuda que me dieron, la cual me sirvió de mucha ayuda en mi estancia en la universidad.

AGRADECIMIENTOS

- Ante todo le agradezco a mi Señor Dios, simplemente por regalarme un día más en mi vida y darme la fuerza necesaria para lograr esta meta.
- A mis Padres, por brindarme toda la ayuda para lograr todo lo que eh logrado hasta hoy en día, gracias a su esfuerzo y dedicación, eh podido obtener esta importante meta.
- A mis compañeros de estudios (Jorge, José Manuel, Eduardo, Mariano, Vilma, etc.) por permitirme ser su amigo y darme la confianza de poder contar con ellos en los momentos buenos y malos que tuve en la universidad.
- A mi Novia Dayanna, por ser mí apoyo incondicional y siempre estar presente cuando te necesite y ayudarme en todo lo que necesite, siendo muy importante tanto en mi vida personal como en mi vida universitaria.
- A mis Asesores Industrial y Académicos (Ing. Jesús Mejías y Prof. Melquiades Bermúdez), por brindarme el apoyo y conocimiento que necesite para la realización de este trabajo.
- A la Universidad de Oriente, por abrirme las puertas de sus aulas y permitirme realizar mis estudios académicos.
- A cada unos de mis profesores, por darme todo el conocimiento que requerí y poder lograr esta importante meta.
- Al Técnico Simón Luna, por brindarme toda la ayuda y conocimiento necesario para la realización de este proyecto.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
INDICE GENERAL	vii
INDICE DE TABLAS	xiii
INDICE DE FIGURAS.....	xvi
RESUMEN.....	xviii
INTRODUCCIÓN	19
1.1 Reseña Histórica	19
1.2 Organigrama de la Empresa.....	21
1.2.1 Visión.....	22
1.2.2 Misión	23
1.2.3 Valores	23
1.3 Planteamiento del Problema.....	24
1.4 Objetivos	25
1.4.1 Objetivo General.....	25
1.4.2 Objetivos Específicos.....	26
1.5 Justificación e Importancia	26
MARCO TEÓRICO.....	28
2.1 Antecedentes	28
2.2 Fundamentos Teóricos	29
2.2.1 Subestaciones	29

2.2.1.1 Subestaciones Elevadoras	29
2.2.1.2 Subestaciones de Interconexión	29
2.2.1.3 Subestaciones Reductoras	30
2.2.1.4 Subestaciones Normalizadas de CADAPE	30
2.2.2 Esquemas de Conexiones para las Subestaciones	30
2.2.2.1 Barra Simple – Salida Radial	31
2.2.2.2 Barra Principal y Barra de Transferencia	32
2.2.2.3 Disyuntor y Medio	33
2.2.3 Equipos que Integran una Subestación	34
2.2.3.1 Transformador de Potencia	34
2.2.3.2 Equipos de Maniobras.....	34
2.2.3.3 Transformadores de Medidas.....	35
2.2.3.4 Servicios Auxiliares	36
2.2.3.5 Equipos de Medición	36
2.2.3.6 Barras y Conexiones	36
2.2.3.7 Estructuras.....	36
2.2.3.8 Aisladores.....	37
2.2.4 Estudio de Flujo de Carga.....	37
2.2.5 Representación de los Sistemas de Potencia.....	37
2.2.5.1 Diagrama Unifilar	37
2.2.6 Sistema en Por Unidad (P.U.)	38
2.2.6.1 Ventajas de la Normalización del sistema en P.U.....	40
2.2.7 Estudio de Cortocircuito	40

2.2.7.1 Origen de las Corrientes de Cortocircuito.....	41
2.2.7.2 Tipos de Cortocircuitos.....	42
2.2.7.3 Fuentes que Aportan al Cortocircuito	44
2.2.7.4 Fuentes que limitan los cortocircuitos	44
2.2.8 Predicción de Demanda	45
2.2.8.1 Factores que Influyen en la Predicción de Demanda.....	46
2.2.8.2 Modelo de la Predicción de la Energía Eléctrica	46
2.2.8.3 Pronósticos	47
2.2.8.4 Generación del Pronóstico	47
2.2.8.5 Empleo del Pronóstico	47
2.2.8.6 Requerimientos en el Sector Eléctrico	47
2.2.9 Series de Tiempo.....	48
2.2.9.1 Técnicas de Series de Tiempo.....	48
2.2.10 Proceso estocástico y estacionariedad.....	51
2.2.10.1 Modelos ARIMA (Box-Jenkins)	51
2.2.11 Tasas de Crecimiento Interanuales.....	53
2.2.12 Bandas de Control.....	54
DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	55
3.1 Descripción del Sistema Eléctrico Actual del Estado Anzoátegui.....	55
3.2 Descripción de las Subestaciones de la Zona Oeste del Estado Anzoátegui	56
3.2.1 Subestación Barbacoa I.....	56
3.2.2 Subestación Clarines	59
3.2.3 Subestación las Isletas.....	62

3.2.4 Subestación Boca de Uchire.....	65
3.2.5 Subestación San José de Guaribe.....	67
3.2.6 Subestación Valle Guanape.....	68
3.2.7 Subestación Guanape	70
3.2.8 Subestación Santa Fé.....	71
3.2.9 Subestación Maracual	72
3.3 Interruptores de Potencia 115 kV.....	73
3.4 Interruptores de Potencia 34.5 kV.....	74
SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	75
4.1 Estudio de Flujo de Carga.....	75
4.1.1 Flujo de Carga con Generación Distribuida Clarines	75
4.1.1.1 Tensiones de Barras Actuales	75
4.1.1.2 Niveles de Cargas de las Líneas.....	77
4.1.1.3 Niveles de Cargas de los Transformadores.....	79
4.1.1.4 Valores de Cargas por Subestaciones	80
4.1.2 Flujo de Carga Sin Generación Distribuida en S/E Clarines	81
4.1.2.1 Tensiones de Barras Actuales	81
4.1.2.2 Niveles de Cargas de las Líneas.....	82
4.1.2.3 Niveles de Cargas de los Transformadores.....	84
4.1.2.4 Valores de Cargas de las Subestaciones.....	85
4.2 Estudio de las Corrientes de Cortocircuito.....	85
4.3 Comparación de las Tensiones Con y Sin Generación Distribuida Clarines	87
PRONÓSTICO DE DEMANDA.....	89

5.1 Bases de Datos	89
5.1.1 Obtención de Bases de Datos.....	89
5.1.2 Obtención de Bandas de Control	89
5.1.2.1 Banda de Control de la S/E La Isleta	90
5.1.2.2 Banda de Control de la S/E La Clarines.....	92
5.2 Obtención de los Pronósticos	95
5.2.1 Pronóstico con Modelo ARIMA de la S/E La Isleta.....	95
5.2.2 Pronóstico con Modelo Holt Winters Aditivo de la S/E La Isleta	98
5.2.3 Pronóstico con Modelo Holt Winters Multiplicativo de la S/E La Isleta	101
5.2.4 Combinación Lineal de Pronóstico para S/E La Isleta.....	104
5.2.5 Pronóstico con Modelo ARIMA de la S/E Clarines	107
5.2.6 Pronóstico con Modelo Holt Winters Aditivo de la S/E Clarines.....	110
5.2.7 Pronóstico con Modelo Holt Winters Multiplicativo de la S/E Clarines.	112
5.2.8 Combinación Lineal de Pronóstico para S/E Clarines	114
PROPUESTAS.....	118
6.1 Descripción de las Mejoras a Realizar	118
6.1.1 Propuestas a Inmediato Plazo	118
6.1.1.1 Cambio del Transformador 115/34.5 kV de 20 MVA de la S/E Clarines	118
6.1.1.2 Cambio de los Autotransformadores de 100 MVA de la S/E Barbacoa I	121
6.1.1.3 Flujo de Carga para Año 2013	122
6.1.2 Propuestas a Corto Plazo.....	124

6.1.2.1 Construcción de Líneas 115 Kv Doble Terna.....	125
6.1.2.2 Incorporación de Transformador 115/34.5 de 20 MVA en S/E Clarines	125
6.1.2.3 Reparación de Generadores Clarines	126
6.1.3 Propuesta a Mediano Plazo	126
6.1.3.1 Construcción de Línea Doble Terna Tramo Isleta- Clarines	126
6.1.3.2 Construcción de Generación Distribuida	127
6.1.4 Propuesta a Largo Plazo.....	127
6.1.4.1 Etapa I	127
6.1.4.2 Etapa II.....	128
6.1.4.3 Etapa III.....	129
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	130
7.1 Conclusiones	130
7.2 Recomendaciones.....	131
BIBLIOGRAFIA	133
Anexo A: Diagrama Unifilar Actual del Sistema Eléctrico de la Zona Oeste del Estado Anzoátegui.	135
Anexo B: Diagrama Unifilar Futuro del Sistema Eléctrico de la Zona Oeste del Estado Anzoátegui.	137

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Subestaciones Normalizada de CADAFE.....	30
Tabla 2.2 Principales Métodos de Suavizamiento.	50
Tabla 3.1. Especificaciones Técnicas de las Salidas de la S/E Barbacoa I.	57
Tabla 3.2. Valores de Placa de los Auto-Transformadores de la S/E Barbacoa I.	58
Tabla 3.3. Valores de Placas de los Transformadores de la S/E Clarines.....	60
Tabla 3.4. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Clarines.....	61
Tabla 3.5. Valores de Placas de los Transformadores de la S/E Las Isletas.	63
Tabla 3.6. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Las Isletas.	64
Tabla 3.7. Valores de Placa del Transformador de la S/E Boca de Uchire.....	66
Tabla 3.8 Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Boca de Uchire.....	67
Tabla 3.9. Valores de Placa del Transformador de la S/E San José de Guaribe.	67
Tabla 3.10. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E San José de Guaribe.	68
Tabla 3.11. Valores de Placa del Transformador de la S/E Valle Guanape.....	69
Tabla 3.12. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Valle Guanape.	69
Tabla 3.13. Valores de Placa del Transformador de la S/E Guanape.	70
Tabla 3.14. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Guanape.....	71
Tabla 3.15. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Guanape.....	72
Tabla 3.16. Valores de Placa del Transformador de la S/E Maracual.	72
Tabla 3.17. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Maracual.....	73
Tabla 3.18. Datos de placas de los disyuntores 115 kV.....	73
Tabla 3.19 Datos de placas de los disyuntores 34.5 kV.....	74

Tabla 4.1. Tensiones de Barras Actuales.	76
Tabla 4.2 Niveles de Cargas de las Líneas.	78
Tabla 4.3 Valores de Cargas.	80
Tabla 4.4. Tensiones de Barras Actuales sin Generación Distribuida	81
Tabla 4.5 Niveles de Cargas de las Líneas.	83
Tabla 4.6 Corrientes y Potencias de Cortocircuito Trifásicas y Monofásicas.	86
Tabla 5.1 Puntos atípicos de la S/E La Isleta.	91
Tabla 5.2 Puntos atípicos de la S/E Clarines.	93
Tabla 5.3 Pronóstico de Demanda con Modelo ARIMA.	96
Tabla 5.4 Máxima Demanda Anual Arima.	97
Tabla 5.5 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Aditivo.	99
Tabla 5.6 Máxima Demanda Anual Modelo Holt Winter Aditivo.	100
Tabla 5.7 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Multiplicativo.	102
Tabla 5.8 Maxima Demanda Anual Modelo Holt Winter Multiplicativo.	103
Tabla 5.9 Combinación Lineal de Pronóstico.	105
Tabla 5.10 Demanda Máxima Combinación Lineal de Pronostico.	106
Tabla 5.11 Pronóstico de Demanda con Modelo ARIMA.	108
Tabla 5.12 Máxima Demanda Anual Arima.	109
Tabla 5.13 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Aditivo (1/2).	110
Tabla 5.13 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Aditivo (2/2).	111
Tabla 5.14 Máxima Demanda Anual Holt Winter Aditivo (1/2).	111
Tabla 5.14 Máxima Demanda Anual Holt Winter Aditivo (2/2).	112
Tabla 5.15 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Multiplica.	113

Tabla 5.16 Combinación Lineal de Pronóstico (1/2).	114
Tabla 5.16 Combinación Lineal de Pronóstico (2/2).	115
Tabla 5.17 Demanda Máxima Combinación Lineal de Pronostico (1/2).....	115
Tabla 5.17 Demanda Máxima Combinación Lineal de Pronostico (2/2).....	116
Tabla 6.1 Voltaje de Barras.....	119
Tabla 6.2 Niveles de Cargas de las Líneas.....	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1 Esquema Barra Simple.	32
Fig. 2.2. Barra Principal y Barra Transferencia.	33
Fig. 2.3. Esquema Disyuntor y Medio.	34
Fig. 2.4. Diagrama Unifilar de un Sistema Eléctrico.	38
Fig. 2.5. Diferentes Tipos de Fallas.	42
Fig. 2.6. Diferentes Tipos de Corto Circuito (1/2).	43
Fig. 2.6. Diferentes Tipos de Corto Circuito (2/2).	44
Fig. 3.1. Diagrama Unifilar S/E Barbacoa I.	59
Fig. 3.2. Diagrama Unifilar S/E Clarines.	62
Fig. 3.3. Diagrama unifilar S/E Las Isletas.	65
Fig. 4.1. Niveles de Tensión de las Barras 34.5 kV.	77
Fig. 4.2. Niveles de Cargas de las Líneas.	78
Fig. 4.3 Niveles de Cargas de los Transformadores.	80
Fig. 4.4 Tensiones de Barras Actuales.	82
Fig. 4.5 Niveles de Cargas de las Líneas.	84
Fig. 4.6. Niveles de Carga de los Transformadores.	85
Fig. 4.7 Tensiones de Barra Con Generación Vs. Sin Generación.	87
Fig. 4.8. Niveles de Carga de los Transformadores.	88
Fig. 5.1 Banda de Control de la S/E La Isletas.	91
Fig. 5.2 Banda de Control Corregida de la S/E La Isletas.	92
Fig. 5.3 Banda de Control de la S/E Clarines.	93

Fig. 5.4 Banda de Control Corregida de la S/E Clarines.	94
Fig. 5.5 Predicción de Demanda de Potencia S/E Las Isletas.....	107
Fig. 5.6 Predicción de Demanda de Potencia S/E Clarines.	117
Fig. 6.1 Voltajes Actuales de Barras Vs. Voltajes de Barras Propuesta 1.....	120
Fig. 6.2. Niveles de Cargas de Los Transformadores.	121
Fig. 6.3 Porcentaje de Cargas de las Líneas Año 2013.....	123
Fig. 6.4 Niveles de Carga de los Transformadores para el año 2013.	124

RESUMEN

El presente trabajo describe el análisis de flujo de carga, así como también los estudios de cortocircuito y predicción de demanda para el Sistema Eléctrico de la Zona Oeste de Estado Anzoátegui. Estos estudios fueron elaborados a través de herramientas computacionales como lo son Power Factory, para el análisis de flujo de carga y estudio de niveles de corto circuito y Eviews.

Se realizó el levantamiento del sistema eléctrico para así conocer lo más detallado posible con los componentes instalados que conforman dicho sistema, como lo son: Tipos de conductores, distancia de recorridos de las líneas de transmisión, niveles de tensión de transmisión de energía eléctrica, capacidades instaladas de transformación de las subestaciones que forman parte del sistema, carga instalada, etc. Este levantamiento se realizó dibujándolo con la herramienta computacional Autocad 2008.

Posteriormente se realizó el análisis de flujo de carga, para así poder conocer las condiciones actuales del sistema y con esto tomar las decisiones pertinentes para el mejoramiento en cuanto a calidad y confiabilidad del servicio para la zona en estudio. De igual manera se realizó el estudio de corto circuito, permitiendo conocer los niveles de las corrientes de fallas en cada unas de las barras del sistema, para determinar si el sistema de protecciones de las barras que se encuentran en la actualidad cumple con las normas.

A continuación, se hizo la predicción de demanda futura a largo plazo, para conocer aproximadamente el comportamiento de la demanda para 20 años de horizonte. Con estos datos se realizó las mejoras necesarias en el sistema, para el mismo soporte dicha demanda de manera eficaz.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Reseña Histórica

A pesar de que es en 1888 cuando se instala en Maracaibo el primer sistema regular de alumbrado público, y en 1889 se hace lo mismo en Valencia, hasta 1946 el servicio de energía eléctrica en Venezuela no había sido planificado ni controlado y tampoco se habían acometido estudios completos sobre su utilización y distribución.

De allí que, al crearse ese mismo año la Corporación Venezolana de Fomento (CVF) se consigue con un sistema eléctrico fraccionado, que evidenció la necesidad de emprender de inmediato un estudio a fondo de las necesidades y potencialidades del sector.

En 1958 se creó la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), como parte de un esfuerzo de la CVF para racionalizar la administración y la operación de las 15 empresas dependientes del Estado que se encontraban repartidas en todo el país.

Durante sus primeros 30 años CADAFE obtuvo logros importantes y desarrolló una infraestructura eléctrica en generación, transmisión y distribución que permitió alcanzar un alto grado de electrificación del territorio nacional. Sin embargo, la necesidad de aumentar significativamente la productividad, agilizar la toma de decisiones, acercarse al suscriptor y mantener su perfil de empresa líder en el sector eléctrico para beneficio del desarrollo de la provincia venezolana, llevó a la compañía a replantear su estructura organizacional, por lo que a comienzos de la década de los noventa inició una reorganización, descentralización y regionalización con la

finalidad de adecuarse a las nuevas realidades nacionales para lograr mayor eficiencia operativa y la prestación de un óptimo servicio.

De este proceso surgieron cuatro empresas regionales de Distribución y Comercialización, las cuales son:

- ❖ **Compañía Anónima Electricidad de los Andes (CADELA)**, cuya área de influencia comprende los estados Mérida, Trujillo, Táchira y Barinas.
- ❖ **Compañía Anónima Electricidad del Centro (ELECENRO)**, responsable de distribuir y comercializar la energía en los estados Miranda, Aragua, Guárico, Apure y Amazonas.
- ❖ **Compañía Anónima Electricidad de Occidente (ELEOCCIDENTE)**, empresa que atiende a los estados Carabobo, Falcón, Portuguesa, Yaracuy y Cojedes.
- ❖ **Compañía Anónima Electricidad de Oriente (ELEORIENTE)**, cuya área de cobertura geográfica comprende los estados Anzoátegui, Sucre, y Bolívar.
- ❖ **Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro (SEMDA)**, empresa creada en octubre de 1998, con el propósito inicial de ser privatizada. Cubre el área geográfica de los Estados Monagas y Delta Amacuro.
- **Corporación Eléctrica Nacional**

La Corporación Eléctrica Nacional, creada en julio de 2007. Es la encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y

comercialización de potencia y energía eléctrica. CADAFE, a finales del 2007 pasó a convertirse en Filial de la Corporación Eléctrica Nacional, como es sabido, el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Menpet) resolvió reorganizar el territorio nacional para el ejercicio de la actividad de distribución de potencia y energía eléctrica. A tales efectos se crean las siguientes regiones operativas:

- ❖ **Región Noroeste**, que comprende los estados Zulia, Falcón, Lara y Yaracuy.
- ❖ **Región Norcentral** integrada por los estados Carabobo, Aragua, Miranda Vargas y Distrito Capital.
- ❖ **Región Oriental** conformada por los estados Anzoátegui, Monagas, Sucre, Nueva Esparta y Delta Amacuro.
- ❖ **Región Central** que comprende los estados Guárico, Cojedes, Portuguesa, Barinas y Apure.
- ❖ **Región Andina** compuesta por los estados Mérida, Trujillo y Táchira.
- ❖ **Región Sur** integrada por los estados Bolívar y Amazonas.

1.2 Organigrama de la Empresa

En la figura N° 1.1 se muestra la estructura organizativa de la empresa CADAFE y las respectivas ramificaciones que corresponden a las áreas de Vicepresidencia de Generación y Transmisión, Vicepresidencia de Planificación,

Vicepresidencia de Finanzas y la Vicepresidencia de Empresas Filiales; así como también se muestra los diversos departamentos que coordina cada una de estas.

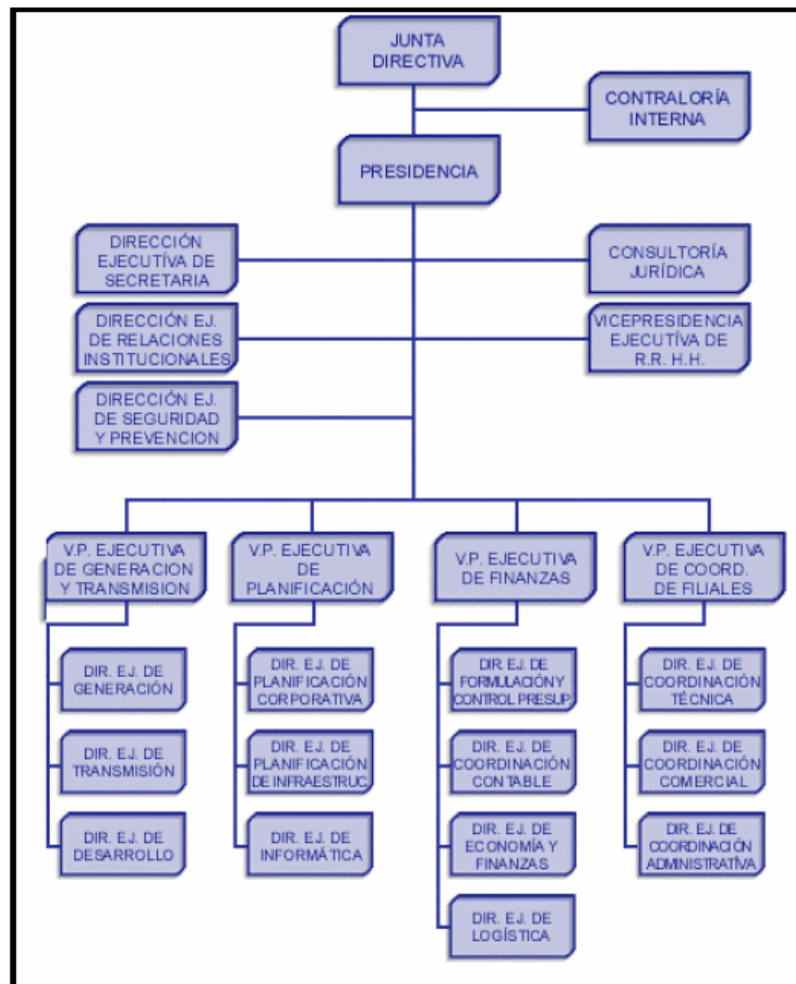


Fig. 1.1. Estructura General de la Gerencia de CADAPE.
Fuente. Gerencia de Despacho de Carga (Sistema Oriental).

1.2.1 Visión

Ser una empresa estratégica posicionada en la prestación del servicio de energía eléctrica, con tecnología de punta y un personal calificado, comprometido con el

desarrollo económico y social del país, ofreciendo servicios de calidad a sus usuarios, con una gestión transparente y una sostenibilidad financiera.

1.2.2 Misión

Prestar un servicio público de energía eléctrica de calidad, con un personal comprometido en la gestión productiva, para satisfacer necesidades de los usuarios, hacer uso eficiente de los recursos, en una Gestión que garantice ingresos suficientes, necesarios a la sostenibilidad financiera de la organización y en concordancia con un Proyecto País expresado en políticas sociales y de desarrollo.

1.2.3 Valores

- ❖ Ética Organizacional.
- ❖ Responsabilidad por los resultados.
- ❖ Orientación al usuario/vocación de servicio.
- ❖ Respeto.
- ❖ Apoyo Mutuo y Trabajo en Equipo.
- ❖ Comunicación Efectiva.

1.3 Planteamiento del Problema

El sector eléctrico en Venezuela sufre en la actualidad una problemática muy grave, ya que las inversiones en este importante sector han permanecido casi nulas o inexistentes desde hace muchos años, y por otro lado se ha incrementado el consumo de energía eléctrica debido al crecimiento de la población. Este incremento en la demanda de energía y la ausencia de inversiones oportunas, origina un servicio deficiente para el usuario final.

El sistema Eléctrico de distribución asociado a la Zona Oeste del Estado Anzoátegui, conformada por los municipios: Píritu, Peñalver, Bruzual, San Juan de Capistrano, Carvajal, y Cajigal; es alimentado desde dos subestaciones: Las isletas (Píritu) y Clarines, las cuales reciben la energía eléctrica a través de una sola línea de transmisión radial simple terna de 115 Kv, que parte de la subestación Barbacoa I, ubicada en Barcelona (Sector Barbacoa). Actualmente este sistema eléctrico está presentando innumerables deficiencias en el suministro de energía, en cuanto a calidad y continuidad de la misma.

De la Subestación Clarines parten líneas de subtransmisión de 34.5 Kv de largos recorridos que alimentan a las subestaciones de distribución: Boca de Uchire, Mayare, Guanare, Valle Guanape, San José de Guaribe y Santa Fe.

El problema radica en que toda esta vasta zona es alimentada a través de una línea de transmisión de 115 Kv (en forma radial) proveniente de la subestación Barbacoa I, al ocurrir una falla en cualquiera de sus elementos (interruptores, líneas, etc), el sistema queda completamente fuera de servicio, hasta que se repare la avería. Por otro lado debido a lo largo del recorrido y al paso de las líneas de transmisión de 115 Kv y 34.5 Kv, por zonas de alta vegetación o zonas muy boscosas, se presentan altas caídas de tensión y altas tasas de fallas, originando zonas con muy bajos

voltajes, lo que daña equipos electrodomésticos, siendo el servicio de muy baja calidad. El problema se intensifica aun más cuando la falla es en una de las líneas de subtransmisión de 34.5 Kv y la inspección de la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) no logra ubicarla. Además, debido a que las subestaciones no son atendidas, la reposición del servicio, es decir, el tiempo de atención de reclamo (TAR), es muy alto.

En vista de que el sistema eléctrico de la Zona Oeste del Estado Anzoátegui es muy largo y depende de una sola línea de transmisión de 115Kv, se realizará el estudio para mejorar dicho servicio, el cual incluirá el estudio de carga de cada una de las subestaciones, así como también la posibilidad de construir nuevas subestaciones y líneas de transmisión de 115 Kv doble terna que permita cerrar un anillo de transmisión con la subestación Barbacoa I ya existente. Esto contribuye a que la confiabilidad del servicio aumente considerablemente, porque si algunas de las líneas falla, el servicio se mantiene por otro lado, lo que implica que nunca se quedaría alguna carga fuera de servicio. De igual manera se comprobará cada uno de los estudios con la ayuda de una herramienta computacional, la cual permita hacer un análisis del sistema de potencia para la zona en estudio.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Estudiar el sistema eléctrico de la zona Oeste del Estado Anzoátegui, comprendiendo los siguientes municipios: Peñalver, Píritu, Bruzual, Cajigal, San Juan de Capistrano y Carvajal, con énfasis en la calidad de servicio de energía eléctrica.

1.4.2 Objetivos Específicos

1. Describir el sistema eléctrico de la zona Oeste del estado Anzoátegui.
2. Estudiar flujo de carga y niveles de cortocircuito para la situación actual del sistema.
3. Analizar el estado actual del sistema de alimentación de las subestaciones comprendidas en la zona Oeste del estado Anzoátegui.
4. Efectuar la predicción de demanda a mediano plazo para la Zona Oeste del Estado Anzoátegui.
5. Proponer mejoras en el sistema eléctrico de la Zona Oeste del Estado Anzoátegui, con énfasis en la calidad de servicio de energía.
6. Efectuar el estudio de cortocircuitos y de flujo de carga con la incorporación de propuestas.

1.5 Justificación e Importancia

El desarrollo en las actividades industriales, comerciales, petroleras y el crecimiento de la población que se ha evidenciado en los últimos años en el estado Anzoátegui, han ocasionado un crecimiento en el factor de demanda y de utilización de las subestaciones que surten al estado y aunado a la falta de mantenimiento previo y correctivo a dicha subestaciones, hacen que el sistema eléctrico sea no satisfactorio tanto para los usuarios como para la empresa. A raíz de esto es indispensable realizar estudios de pronóstico de demanda de energía, así como también estudio de flujo de carga y niveles de cortocircuitos, que provean la información en cuanto a magnitud,

conurrencia y localización de la carga, para poder tomar las acciones necesarias en fin de satisfacer la demanda eléctrica futuras y evitar las sobrecargas de las subestaciones y del sistema.

Este proyecto aportará a la empresa CADAPE, un estudio firme en cuanto a predicción de demanda de energía, análisis de flujo de carga, estudio de niveles de cortocircuitos, el cual servirá de apoyo para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión y Distribución para la zona, permitiendo mejorar la calidad de servicio eléctrico.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

En la actualidad no se ha realizado ningún tipo de estudio referente a mejoras del sistema eléctrico para la zona Oeste del Estado Anzoátegui, sin embargo para la elaboración del presente proyecto se consultaron diversos trabajos de similar índole, los cuales sirvieron de guía y orientación a lo largo del desarrollo de cada una de las etapas contempladas. A continuación se describen tales trabajos:

Tesis de Ingeniería Eléctrica, presentada en la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, por Edgard A. Reyes V. (2004). Este proyecto se fundamentó en realizar un estudio de niveles de cortocircuito en cada una de las subestaciones anteriormente nombrada, para así detectar situaciones peligrosas y poder ejecutar la coordinación de las protecciones. [1]

Tesis de Ingeniería Eléctrica, presentada en la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, por José L. Prada O. (2006). Esta investigación se basó en el estudio de predicción de demanda de potencia y energía eléctrica a largo plazo, el cual abarcará el pronóstico de crecimiento de consumo de la misma, para la zona en estudio. [2]

Tesis de Ingeniería Eléctrica, presentada en la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, por Julio C. Velásquez D. (2009). Este trabajo describe los estudios de cortocircuitos, flujo de carga y compensación de reactivos para el sistema eléctrico de la zona en estudio, tomando en cuenta las distintas condiciones de operación que puede tomar el sistema, permitiendo conocer las cargas de los circuitos eléctricos y los niveles de corrientes de cortocircuitos en cada una de las barras del sistema. [3]

2.2 Fundamentos Teóricos

2.2.1 Subestaciones [1]

En toda instalación industrial o comercial es indispensable el uso de la energía, la continuidad de servicio y calidad de la energía consumida por los diferentes equipos, así como la requerida para la iluminación, es por esto que las subestaciones eléctricas son necesarias para lograr una mayor productividad.

Una subestación es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento. Las subestaciones (S/E) de acuerdo a su función tienen las siguientes definiciones.

2.2.1.1 Subestaciones Elevadoras

Interconectan las centrales eléctricas con líneas de transmisión, estas instalaciones tienen una parte que opera a media tensión y que conectan los generadores a los primarios de los transformadores de potencia con la circulación de elevadas intensidades de corriente y una parte en alta o muy alta tensión que conecta a los secundarios de los transformadores con las líneas de transmisión.

2.2.1.2 Subestaciones de Interconexión

Aseguran la unión entre las diferentes líneas de transmisión en alta tensión directamente, si funcionan a la misma tensión de servicio o por intermedio de transformadores de potencia elevadores o reductores de tensión si las líneas operan a diferentes tensiones.

2.2.1.3 Subestaciones Reductoras

Enlazan el sistema eléctrico de alta tensión (800 Kv, 400 Kv, 115 Kv) con los sistemas de distribución (34.5 Kv, 13.8 Kv).

2.2.1.4 Subestaciones Normalizadas de CADAFE [4]

Tabla 2.1 Subestaciones Normalizada de CADAFE

ESQUEMA	TIPO DE SUBESTACION	UTILIZACION
BARRA SIMPLE	RADIAL II RADIAL 115D	Usado en zonas rurales y como S/E de paso o fin de línea y tensiones no mayores a 115 Kv.
BARRA SIMPLE SECCIONADA	NODAL III	Para cargas de relativa importancia, solo tiene dos alimentaciones y para tensiones hasta 115 Kv.
BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	NODAL 115TD	Se usan en Subestaciones de 115 Kv. (115 TD)
BARRA PRINCIPAL SECCIONADA CON DISYUNTORES Y BARRA DE TRANSFERENCIA	NODAL 230T	Utilizadas en Subestaciones hasta 230 Kv.
DISYUNTOR Y MEDIO	NODAL 400T NODAL 800T	Utilizada en Subestaciones con tensiones hasta 765 Kv.

Fuente: Normas CADAFE 156-88.

2.2.2 Esquemas de Conexiones para las Subestaciones

Los esquemas estudiados por CADAFE para implementar en sus Subestaciones, son básicamente los tipos analizados a continuación:

2.2.2.1 Barra Simple – Salida Radial

En el esquema mostrado en la Figura N°2.1, un determinado grupo de salida, cada uno con su disyuntor son conectados a una barra, la continuidad del servicio depende de la barra, es generalmente usada en las áreas donde las cargas pueden ser atendidas por otro alimentador en caso de emergencia y normalmente usado en tensiones no mayor a 115 Kv.

Ofrece las siguientes ventajas:

- Bajo Costo.
- Esquema de Protección Simple.
- Fácil de operar.

Tiene las siguientes Desventajas:

- Poca seguridad.
- Dificultad de realizar mantenimiento sin interrumpir el servicio.
- No tiene flexibilidad de operación.
- Presenta dificultad para su ampliación.

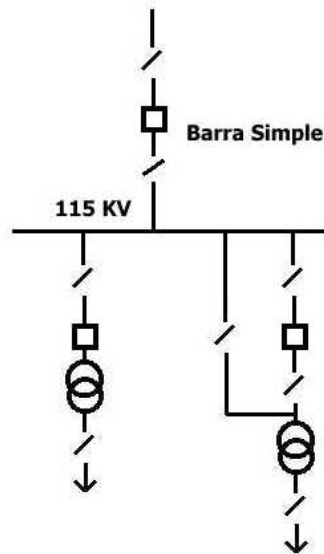


Fig. 2.1 Esquema Barra Simple.
Fuente: Normas CADAPE 156-88

2.2.2.2 Barra Principal y Barra de Transferencia [4]

El esquema mostrado en la Figura 2.2, consiste en una barra principal a la cual van conectadas mediante disyuntor todas las salidas y barra auxiliar o de transferencia la cual está acoplada a la barra principal mediante un disyuntor, así mismo todas las salidas se conectan a la barra de transferencia mediante seccionadores, de tal manera que el esquema permita aislar cualquier disyuntor sin interrumpir el sistema.

Ofrece las siguientes ventajas:

- Mayor Flexibilidad.
- Mayor Seguridad.
- Facilidad de manteniendo.

Tiene las Siguietes Desventajas:

- Mayor Costo
- Mayor complicación con el esquema de protecciones.

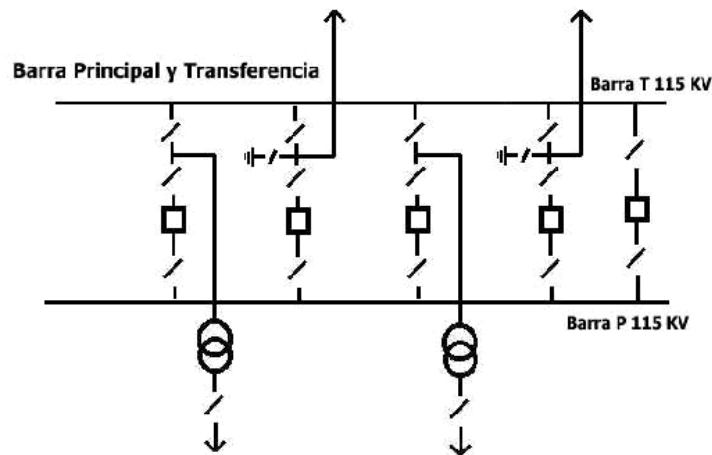


Fig. 2.2. Barra Principal y Barra Transferencia.
Fuente: Normas CADAFE 156-88.

2.2.2.3 Disyuntor y Medio [4]

El esquema mostrado en la Figura N°2.3, utiliza dos juegos de barras, tres disyuntores y dos salida por cada tramo, de allí su nombre de disyuntor y medio.

Bajo condiciones normales de operaciones ambas barras están energizadas y todos los disyuntores permanecen cerrados, de tal manera que cualquier disyuntor o barra se pueda sacar de operación sin provocar interrupción del servicio.

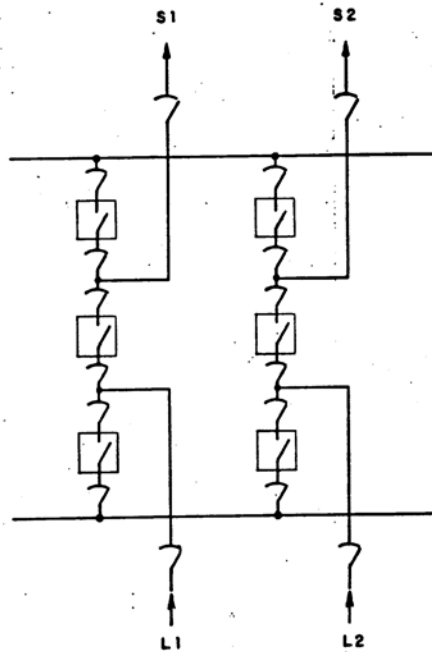


Fig. 2.3. Esquema Disyuntor y Medio.
Fuente: Normas CADAPE 156-88.

2.2.3 Equipos que Integran una Subestación [3]

2.2.3.1 Transformador de Potencia

Es un aparato estático, el cual mediante inducción electromagnética, transfiere la energía eléctrica de un punto del sistema conectado a la fuente de energía a otro punto conectado a la carga, variando generalmente, parámetros de entrada (voltaje, corriente), para adaptarlo al centro de consumo.

2.2.3.2 Equipos de Maniobras

Son todos aquellos equipos de potencia instalados en las S/E, para abrir o cerrar un circuito eléctrico. En las S/E de CADAPE existen tres tipos:

- **Disyuntores**

Es un dispositivo de potencia diseñado para abrir o cerrar uno o más circuitos eléctricos, bajo condiciones normales de operación o fallas.

- **Seccionadores**

Es un equipo de maniobra diseñado solo para abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones energizadas o no, pero sin circulación de corriente de carga o de cortocircuito.

- **Reconector**

El Reconector Automático es un “disyuntor inteligente” que protege las líneas de distribución de alta tensión (13.8 kV) que llevan energía a las residencias, edificios comerciales e industrias. En caso de cualquier anomalía (por ejemplo, un cortocircuito) el reconector automático se abre automáticamente para proteger los elementos de la red eléctrica de un daño mayor. En la ausencia de problema, los reectores automáticos hacen el monitoreo de las variables de estados de las líneas de distribución, por ejemplo, tensión, corriente y factor de potencia.

2.2.3.3 Transformadores de Medidas

Es un equipo cuya función es reducir a valores no peligrosos y normalizados, las corrientes y tensiones de un sistema eléctrico a objeto de alimentar instrumentos de medición y otros aparatos analógicos.

2.2.3.4 Servicios Auxiliares

Son todos aquellos equipos que permiten suministrar la energía necesaria para el control, mando, señalización, protección, registro, mediciones, etc., de los equipos de potencia, tanto en condiciones normales de funcionamiento de la fuente de energía principal, como en condiciones de emergencia por desconexión o falla de la misma.

2.2.3.5 Equipos de Medición

Son los equipos encargados de medir y registrar los diferentes valores instantáneos, picos de voltaje y corriente, así como también las potencias activas y reactivas del sistema de potencia.

2.2.3.6 Barras y Conexiones

Es un conjunto de conductores (láminas de Cobre) principales por nivel de tensión, a partir de los cuales se derivan las conexiones de los diferentes equipos que integran una S/E. Las conexiones son el conjunto de conductores y conectores que permiten unir diferentes equipos entre si y las barras.

2.2.3.7 Estructuras

Son los elementos de soporte de la mayor parte de los equipos tipo intemperie que conforman una S/E, y conjuntamente con los medios de aislamientos, permiten mantener las distancias mínimas requeridas de separación entre las partes energizadas y el personal que opera en la S/E.

2.2.3.8 Aisladores

Es un elemento no conductor que tiene como función principal aislar eléctricamente a las estructuras metálicas de las barras y conexiones sometidas a tensión.

2.2.4 Estudio de Flujo de Carga [5]

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación y funcionamiento de los sistemas ya existentes. La información principalmente que se obtiene de un estudio de flujos de potencia o de carga es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje de barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea.

2.2.5 Representación de los Sistemas de Potencia [6]

El diagrama completo de un sistema eléctrico de potencia representando las tres fases es extremadamente complicado, para un sistema práctico, tanto que no logra representar la información requerida para su estudio. En su lugar lo que se ha hecho es desarrollar una serie de símbolos sencillos que representan cada componente de un sistema eléctrico, lo cual es utilizado en su representación y resulta en un tipo de diagrama mucho más práctico denominado diagrama unifilar.

2.2.5.1 Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar de un sistema eléctrico muestra las principales conexiones y arreglos de sus componentes. Un componente particular puede o no mostrarse, dependiendo de la información requerida en el estudio a realizar, por ejemplo, para el

análisis de flujo de potencia no es necesario incluir en el diagrama los interruptores, sin embargo, para el estudio de las protecciones es esencial incluirlos. Las redes de sistema de potencia son representadas por diagrama unifilares, usando símbolos adecuados para los generadores, motores, transformadores y cargas. Es un forma práctica y conveniente de representar cualquier red, en lugar de mostrar en detalle el diagrama trifásico correspondiente al sistema eléctrico real, el cual puede ser engorroso, confuso y muy complicado para una red de tamaño real.

En el diagrama siguiente se muestra, a manera de ejemplo, el diagrama unifilar de un sistema eléctrico de tamaño pequeño.

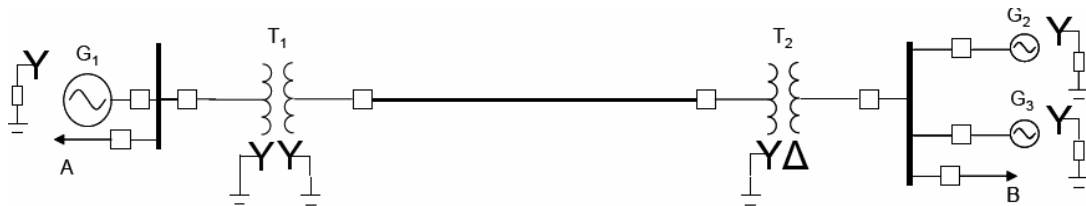


Fig. 2.4. Diagrama Unifilar de un Sistema Eléctrico.

Fuente: [5]

Donde:

G1, G2, G3: Generadores.

T1, T2: Transformadores (Pueden ser monofásicos, trifásicos o bancos de transformadores.)

A, B: Cargas.

Y-Y: Conexión Estrella- Estrella del transformador.

Y -Δ: Conexión Estrella- Delta del transformador.

2.2.6 Sistema en Por Unidad (P.U.)

La normalización de los sistemas es una tarea necesaria prácticamente en todas las aéreas de Ingeniería, y la Ingeniería de Sistema de Potencia no es la excepción. La

variedad de los valores numéricos tanto en variable eléctricas (Voltaje, corriente, potencia, etc.), como en parámetros (Impedancia, Admitancia), hace imprescindible el recurrir a la normalización para facilitar el manejo numérico de los problemas que se presentan en el análisis de sistema de potencia (SEP).

La definición básica para expresar una variable normalizada está dada por:
Cantidad p.u.: cantidad real (en unidades reales) / Cantidad Base.

$$V_{p.u.} = \frac{V_{Real}}{V_{Base}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$I_{p.u.} = \frac{I_{Real}}{I_{Base}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{Real}}{Z_{Base}} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$P_{p.u.} = \frac{P_{Real}}{P_{Base}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

$$I_{Base} = \frac{MVA_{Base} \cdot 10^3}{KV_{Base}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

$$Z_{Base} = \frac{(KV_{Base})^2}{MVA_{Base}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

$V_{p.u.}$: Voltaje por Unidad.

$I_{p.u.}$: Corriente por Unidad.

$Z_{p.u.}$: Impedancia por Unidad.

$P_{p.u.}$: Potencia por Unidad.

I_{Base} : Corriente Base.

Z_{Base} : Impedancia Base.

2.2.6.1 Ventajas de la Normalización del sistema en P.U

- La impedancia en p.u. de cualquier transformador es la misma tanto en el primario como en el secundario.
- La impedancia en p.u. de cualquier transformador trifásico es la misma sin importar el tipo de conexión.
- El método en p.u, es independiente de cambios de voltaje y desfaseamiento a través de transformadores, donde los voltajes de base de los devanados son proporcionales al número de vueltas de estos.
- Los fabricantes de transformadores por lo general especifican los valores de las impedancias en p.u

2.2.7 Estudio de Cortocircuito [1]

En la planificación y operación de sistemas eléctricos es importante considerar su comportamiento en condiciones normales de funcionamiento y bajo fallas muy especialmente las provocadas por cortocircuitos. Los estudios de cortocircuitos son necesarios en los sistemas eléctricos en cada una de sus etapas, es decir, desde la generación hasta la utilización de la energía por los usuarios. La información que se obtiene con un estudio de cortocircuito es la siguiente:

- La corriente de cortocircuito para diferentes tipos de fallas en distintos puntos de la red, lo que permite especificar los elementos principales de protección.
- Las potencias de cortocircuitos en los términos del punto anterior para especificaciones y coordinaciones de las protecciones.
- Las corrientes de cortocircuitos para efectos térmicos y dinámicos en el diseño de sistemas de barras, tableros, etc.

El cortocircuito se define como una conexión de baja resistencia o impedancia, entre dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes.

Las corrientes de cortocircuitos se caracterizan por un incremento prácticamente instantáneo y varias veces superior a la corriente nominal, en contraste con las de una sobrecarga que se caracteriza por un incremento mantenido en un intervalo de tiempo y algo mayor a la corriente nominal. [7]

2.2.7.1 Origen de las Corrientes de Cortocircuito [7]

- Por deterioro o perforación del aislamiento: debido a calentamientos excesivos prolongados, ambiente corrosivo o envejecimiento natural.
- Por problemas mecánicos: rotura de conductores o aisladores por objetos extraños o animales, ramas de árboles en líneas aéreas e impactos en cables subterráneos.
- Por sobretensiones debido a descargas atmosféricas, maniobras o a defectos.

- Por factores humanos: falsas maniobras, sustitución inadecuada de materiales, etc.
- Otras causas: vandalismos, incendios, inundaciones, etc.

2.2.7.2 Tipos de Cortocircuitos [7]

Un cortocircuito se manifiesta por la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente. En sistemas eléctricos trifásicos se pueden producir distintos tipos de fallas, las cuales son:

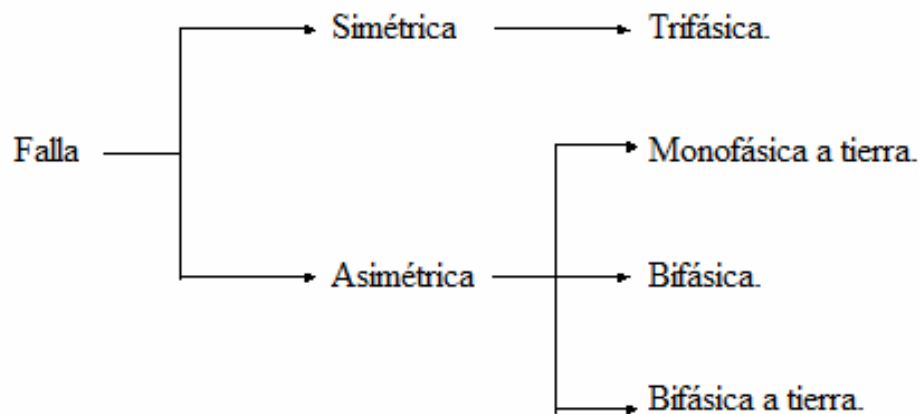


Fig. 2.5. Diferentes Tipos de Fallas.

Fuente: Propia.

Cada una de estas fallas genera una corriente de amplitud definida y características específicas. La razón de llamarse fallas asimétricas es debido a que las corrientes post-falla son diferentes en magnitudes y no están desfasadas en 120 grados. En el estudio de éstas corrientes, se utiliza generalmente el método de componentes simétricas, el cual constituye una importante herramienta para analizar sistemas desequilibrados.

En sistemas de distribución, para los efectos de evaluar las máximas corrientes de fallas, sólo se calculan las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico. Las fallas monofásicas a tierra pueden generar corrientes de falla cuya magnitud pueden superar a la corriente de falla trifásica. Sin embargo, esto es más frecuente que ocurra en sistemas de transmisión o de distribución en media tensión, sobre todo cuando la falla se ubica cerca de la subestación. Es poco frecuente que la corriente de falla monofásica supere en amplitud la corriente generada por una falla trifásica. La magnitud de la falla monofásica puede superar a la generada por una falla trifásica en el mismo punto, en el caso de que la falla no involucre la malla de tierra.

A continuación se presenta varios esquemas de los diferentes tipos de cortocircuitos existentes:

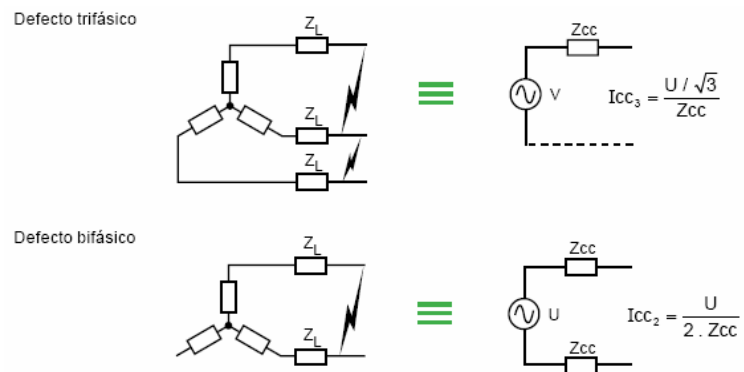


Fig. 2.6. Diferentes Tipos de Corto Circuito (1/2).

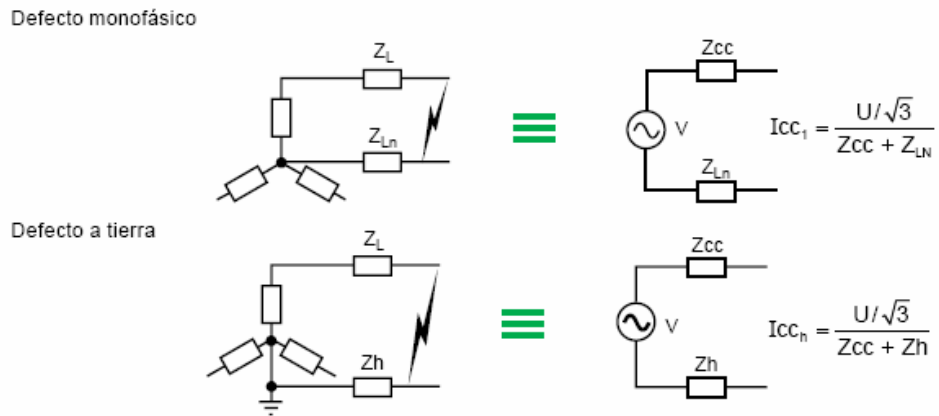


Fig. 2.6. Diferentes Tipos de Corto Circuito (2/2).

Fuente. [7]

2.2.7.3 Fuentes que Aportan al Cortocircuito [7]

Las fuentes que aportan al cortocircuito y se denominan elementos activos, y son esencialmente las máquinas eléctricas rotativas. Los elementos activos que se consideran principalmente son:

- Red de suministro de energía eléctrica de la distribuidora (UTE).
- Máquinas eléctricas síncronas (generadores y motores).
- Máquinas eléctricas asíncronas (motores).

2.2.7.4 Fuentes que limitan los cortocircuitos [5]

Los elementos pasivos o limitadores de las corrientes de cortocircuitos son:

- Las impedancias de las máquinas rotatorias (generadores, convertidores síncronos, motores síncronos y de inducción).

- Las impedancias de las líneas de transmisión, redes de distribución, transformadores y en general todo tipo de reactores y resistencias limitadoras.

2.2.8 Predicción de Demanda [2]

La demanda eléctrica se analiza generalmente a través de la modelación de la energía demandada por los distintos tipos de consumidores (desde un punto de vista sectorial en residencial, comercial, industrial y otros). Posteriormente, la potencia es obtenida haciendo uso de variables asociadas a la forma temporal de la carga (factores de carga). Esta secuencia obedece principalmente a problemas relacionados con el comportamiento del valor máximo de la potencia en un periodo determinado, la cual es particularmente sensible a variaciones estacionales y ambientales (humedad, temperatura, etc.).

La importancia de la predicción de demanda de energía eléctrica, surge de forma obvia, de la incertidumbre asociada a una magnitud que se refiere al futuro. La mencionada predicción puede ayudar a si, se va a producir una carencia de la capacidad generada (y, en consecuencia, pudiera ser conveniente considerar la construcción de centrales eléctricas nuevas) o por el contrario, en el futuro existirá un exceso de capacidad que pudiera aconsejar la no utilización de partes del parque generador ya existente.

La previsión de demanda es una actividad esencial de los suministradores de energía eléctrica. Sin una adecuada representación de las necesidades futuras de generación, los problemas de exceso de capacidad, o por el contrario la capacidad insuficiente, pueden tener costes sorprendentemente altos. La correcta predicción de demanda también desempeña un importante papel en las decisiones de una compañía

eléctrica (en este caso CADAFE), respecto a qué cantidad, y en qué época, será conveniente comprar o vender energía a otras empresas del sector. [8]

2.2.8.1 Factores que Influyen en la Predicción de Demanda [8]

Existen múltiples factores vinculados directa e indirectamente con la demanda de energía eléctrica. Entre estos factores se pueden mencionar: Los socioeconómicos, demográficos, urbanos, políticos, climáticos, tecnológicos, etc.

La demanda eléctrica está sujeta a alteraciones debido a un gran número de factores. El consumo de electricidad varía de acuerdo con la estación del año y la hora del día. En el sector industrial se suelen considerar factores como los son: El nivel de producción industrial, el nivel de empleo de este sector, la productividad de distintos establecimientos industriales, la normativa medio ambiental entre otros. Por su parte en el sector comercial son factores relevantes la magnitud del espacio ocupado por la oficinas, el nivel de empleo en el sector servicio, los niveles de consumo de los ciudadanos, el tamaño de la población escolar, etc.

2.2.8.2 Modelo de la Predicción de la Energía Eléctrica [8]

Un sistema de predicción de demanda eléctrica debe ser óptimo, robusto y computable. Al construir un modelo para la demanda (también denominada carga) de electricidad deben considerarse las funciones a las que tales modelos han de responder. En este contexto, el horizonte temporal de la predicción está relacionado con los problemas a los que se enfrenta una compañía de electricidad. Básicamente se puede considerar tres horizontes temporales para la predicción de demanda de energía eléctrico: Corto plazo (de un mes a un año), mediano plazo (de 1 a 10 años) y largo plazo (de 10 a 20 años).

2.2.8.3 Pronósticos

El pronóstico es un proceso de estimación de un acontecimiento proyectando hacia el futuro datos del pasado. Los datos del pasado se combinan sistemáticamente en forma predeterminada para hacer una estimación futura.

2.2.8.4 Generación del Pronóstico

Está orientada hacia la selección y aplicación adecuadas técnicas cualitativas y cuantitativas a utilizar en cada situación particular, para lo cual es necesario el conocimiento de las ventajas y desventajas de las distintas técnicas que potencialmente pudieran ser utilizadas.

2.2.8.5 Empleo del Pronóstico

Un pronóstico se desarrolla motivado principalmente al impacto que causa la variable en estudio en un proceso de toma de decisiones de importancia crítica para una organización o porque cumple una función integradora de aspectos importantes de diferentes áreas del negocio. Esta integración no sólo debe verse como una forma moderna de llevar a cabo el proceso, sino como un elemento clave para garantizar la credibilidad del pronóstico.

2.2.8.6 Requerimientos en el Sector Eléctrico

En el contexto de una empresa eléctrica, el pronóstico de Potencia y Energía eléctrica en distintos niveles del sistema, constituyen elementos claves que impactan significativamente varias áreas de la organización. En este sentido, estas variables integradas con otros elementos dentro de un proceso de planificación, permiten crear planes de desarrollo, los cuales formulan proyectos físicamente factibles que

contemplan la incorporación o retiro de infraestructuras al sistema, asociados a plantas de generación, red de transmisión, distribución y subestaciones eléctricas.

Durante el proceso de pronósticos de las variables eléctricas (Potencia y Energía) se evalúan y se proyecta un conjunto de variables externas (Económicas, demográficas, etc) que tienen efectos directos o indirectos en el diseño estratégicas en la construcción de escenarios para dirigir el negocio, así como atender y actuar en el entorno.

En los aspectos técnicos existen diferentes métodos para estudiar el sistema de pronóstico. Uno de ellos, muy empleado por ser rápido, económico y útil es el de Análisis de Series de Tiempo.

2.2.9 Series de Tiempo [9]

Se basa en el análisis de la tendencia histórica de la demanda para inferir el comportamiento futuro de la misma, considerando que los factores que afectaron su comportamiento en el pasado continuaran haciéndolo en el futuro.

2.2.9.1 Técnicas de Series de Tiempo [9]

Ésta son graficadas mediante un diagrama en el que el eje vertical (Y) denota el valor observado, mientras en el eje horizontal (X) denota el tiempo. Los métodos mayormente utilizados en el análisis de series de tiempo son los métodos de Descomposición y Suavizado:

- **Método de Descomposición:** Esta técnica supone que la serie histórica de una variable cualquiera puede ser descompuesta en cuatro patrones fundamentales:
 - **Tendencia:** Se refiere a la dirección general en la que el gráfico de una serie en el tiempo progresa en un largo período de tiempo.
 - **Variaciones Cíclicas:** Movimientos recurrentes hacia arriba y abajo con respecto a la tendencia y que tiene duración de varios años, por lo general de dos años o más.
 - **Estacionales:** Variaciones periódicas que vuelven con cierta regularidad durante un período de tiempo especificado de un año o menos.
 - **Componente Aleatorio o Irregular:** Se deben a ciertas fuerzas esporádicas como lo son guerra, terremotos, inundaciones y demás fenómenos naturales. Tales fluctuaciones no son recurrentes y, son por lo tanto, completamente impredecibles. No obstante estos sucesos puede reconocerse e identificarse fácilmente y así su influencia se puede estimar cuando se trata de medir la tendencia a largo plazo.
- **Método Suavizado:** Esta técnica supone que el comportamiento futuro de una variable se describe en función sólo de sus valores históricos, identificando el patrón general real de la serie en estudio a través del suavizado (promedio) de los valores pasados.

Tabla 2.2 Principales Métodos de Suavizamiento.

TÉCNICA DE SUAVIZAMIENTO	REPRESENTACION MATEMATICA	PRINCIPALES CARACTERISTICAS
DOBLE	$S_t' = \alpha Y_t + (1 - \alpha)S_{t-1}' \quad (\text{Ec.2.7})$ $S_t'' = \alpha Y_t + (1 - \alpha)S_{t-1}'' \quad (\text{Ec.2.8})$	Este método aplica el suavizado exponencial simple dos veces, es útil para serie de tendencia lineal.
HOLT-WINTER NO ESTACIONAL	$S_t = \alpha Y_t + (1 - \alpha)(S_t + T_{t-1}) \quad (\text{Ec. 2.9})$ $T_t = \beta(S_t - S_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1} \quad (\text{Ec.2.10})$	Se aplica a series con tendencia lineal. Se basa en la descomposición de la serie en dos patrones, la tendencia y la aleatoriedad. α y β son coeficientes de Suavizamiento. T es la tendencia Suavizada en la serie.
HOLT-WINTER ESTACIONAL ADITIVO	$S_t = \alpha(Y_t - E_{t-s}) + (1 - \alpha)(S_{t-1} + T_{t-1}) \quad (\text{Ec. 2.11})$ $T_t = \beta(S_t - S_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1} \quad (\text{Ec.2.12})$ $E_t = \gamma(Y_t - S_t) + (1 - \gamma)E_{t-s} \quad (\text{Ec. 2.13})$	Se aplica a serie con tendencia y estacionalidad. Tiene como base la descomposición de la serie los siguientes patrones: Tendencia, estacionalidad y aleatoriedad. α , β y γ son coeficiente de Suavizamiento. E es el valor suavizado de la serie estacional.
HOLT-WINTER ESTACIONAL MULTIPLICA-TIVO	$S_t = \alpha \frac{Y_t}{E_{t-s}} + (1 - \alpha)(S_{t-1} + T_{t-1}) \quad (\text{Ec. 2.14})$ $T_t = \beta(S_t - S_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1} \quad (\text{Ec.2.15})$ $E_t = \gamma \frac{Y_t}{S_t} + (1 - \gamma)E_{t-s} \quad (\text{Ec. 2.16})$	La diferencia entre el aditivo y éste, es la relación funcional entre las variable. S es el tamaño de la estacionalidad.

Fuente. Hernández Manuel.

2.2.10 Proceso estocástico y estacionariedad [9]

Un proceso estocástico es una sucesión de variables aleatorias Y_t ordenadas, pudiendo tomar t cualquier valor entre $-\infty$ y ∞ . Cada una de las variables Y_t que configuran un proceso estocástico tendrán su propia función de distribución con sus correspondientes momentos. Así mismo, cada par de esas variables tendrán su correspondiente función de distribución conjunta y sus funciones de distribución marginales. Esto mismo ocurrirá, ya no para cada par de variables, sino para conjuntos más amplios de las mismas.

Los modelos estocásticos se basan en que la serie a ser pronosticada es una variable aleatoria estacionaria, entre ellos se encuentran los modelos ARIMA, los cuales consideran que el proceso generador de datos de la serie va estar determinado por procesos autorregresivos (AR), de media móvil (MA) ó autorregresivos y de media móvil (ARMA).

2.2.10.1 Modelos ARIMA (Box-Jenkins) [9]

Esta técnica utiliza la filosofía de combinar observaciones pasadas (esquema autorregresivo AR) y errores pasados (esquema de media móvil MA) de una serie temporal para pronosticar su futuro, utilizando procesos muy particulares para identificar y determinar cuántas observaciones hay que utilizar y cuál es su participación respectiva. Esta metodología es un proceso iterativo que consta de distintas etapas las cuales tienen como objetivo encontrar el proceso generador de datos de la serie, partiendo de la hipótesis que la serie es estacionaria y que puede ser descrita a través de procesos AR, MA, ARMA, para finalmente extrapolarlo y realizar los pronósticos. En dado caso que la serie no cumpla con estacionariedad, la cual se

verifica a través del test estadístico, se realizan transformaciones necesarias para satisfacer tal condición.

Las características más importantes para este tipo de modelación corresponden a la estacionariedad y estacionalidad.

- **Estacionariedad:** Las autocorrelaciones tienden a cero muy rápidamente.
- **Estacionalidad:** Existen autocorrelaciones periódicas que son significativamente diferentes de cero.

La metodología de Box-Jenkins de alta precisión y rigurosidad, constituye una familia de modelo anteriormente mencionada (AR, MA y ARMA).

- **Proceso Autorregresivo (AR):** En este tipo de modelación el valor de la serie en el instante t , $y(t)$, es expresado como una función en sus valores previos ($y(t-1)$, $y(t-2)$...), y de un error aleatorio $a(t)$. Éstos se caracterizan por describir a la variable independiente en función de la misma variable rezagada en un período de tiempo y un término aleatorio $a(t)$ que recoge la información que no puede ser descrita por el modelo.
- **Proceso de Media Móvil (MA):** En este tipo de modelación, el valor de la serie en el instante de tiempo t , $y(t)$, es expresado como una función de los errores aleatorios ($a(t)$, $a(t-1)$...). Este se caracterizan por ser una combinación lineal de perturbaciones aleatorias y representan movimientos no perdicibles de la variable independiente ocurridos en el pasado.
- **Proceso Autorregresivo y de Media Móvil (ARMA):** En este proceso mixto, el valor de la serie en el instante t , $y(t)$ es expresado linealmente en función de

los valores previos ($y(t-1)$, $y(t-2)$,...) y de los errores aleatorios ($a(t)$, $a(t-1)$...).

- **Proceso Autorregresivo Integrado y de Media Móvil (ARIMA):** Como se mencionó anteriormente para la aplicación de tales modelos la serie a pronosticar debe ser estacionaria. Los proceso autorregresivos integrado y de media móvil (ARIMA) surgen debido al incumplimiento de tal condición, ya que la serie debe ser diferenciada para convertirla en estacionaria, de allí el nombre de integrado. Luego de transformar la serie en estacionaria es posible un ARMA que representa la serie. Entonces se dice que la serie está representada por un modelo ARIMA (p,d,q) donde p es el número de términos autorregresivos, d es el número de diferenciaciones necesarias para transformar la serie en estacionaria y q es el número de término de media móvil que representa la serie.

2.2.11 Tasas de Crecimiento Interanuales [9]

Las tasas de crecimiento interanuales indican el crecimiento promedio ocurrida en el período de análisis considerado, es decir, cuanto creció en promedio la serie durante cada uno de los años considerado. Si la tasa es negativa indica una caída en el nivel de la serie. La fórmula matemática es la siguiente:

$$T_{icr} \% = \left[\frac{D_f}{D_i} \left(\frac{A_f}{A_i} \right) - 1 \right] * 100 \quad (\text{Ec. 2.17})$$

2.2.12 Bandas de Control

Son herramientas gráficas de detección de atipicidades, la teoría de estos gráficos es la siguiente:

- A partir de la desviación estándar de la serie de promedios móvil, se construyen nuevas series que se encuentran a dos y tres desviaciones estándar respectivamente. Estas nuevas series o bandas se superponen sobre el gráfico del promedio móvil.
- Operativamente se consideran atípicos aquellos valores que se salgan de dichas bandas. Los puntos que se encuentran más allá de dos desviaciones estándar se consideran atípico al nivel del 5% y los que se encuentran más allá de tres desviaciones al nivel de 1%.

La construcción de las bandas de control se realiza considerando los siguientes pasos:

- Se construye el promedio móvil de orden 12.
- Se calcula la desviación estándar por años.
- Se construye la banda al 5% y 1% siguiendo el planteamiento a continuación:

✓ Banda inferior al 5% = $X_t - 2 * D_{vt}$. (Ec.2.18)

✓ Banda superior al 5% = $X_t + 2 * D_{vt}$. (Ec.2.19)

✓ Banda inferior al 1% = $X_t - 3 * D_{vt}$. (Ec.2.20)

✓ Banda superior al 1% = $X_t + 3 * D_{vt}$. (Ec.2.21)

Donde:

X_t : Promedio móvil de Orden 12.

D_{vt} : Desviación Estándar.

CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1 Descripción del Sistema Eléctrico Actual del Estado Anzoátegui

Anzoátegui, estado de Venezuela situado en la Región Nororiental. Su territorio abarca una superficie de 43.300 km² está comprendido entre los estados de Monagas y Sucre al este, Bolívar al sur, Guárico al oeste y Miranda al noroeste; limita al norte con el mar Caribe.

Actualmente CADAFE a través de la zona Anzoátegui atiende aproximadamente 250.000 clientes en la geografía de sus veintiún (21) municipios y zonas adyacentes de otros estados, con un total de aproximadamente 5186 Km de línea (13,8 y 34,5 Kv) y una capacidad instalada en redes de distribución de 1408.8 MVA, para una demanda máxima de 715.75 MVA.

El sistema eléctrico del Estado Anzoátegui es alimentado principalmente por la S/E Tigre I que presenta los niveles de tensión de 400/230/115 Kv, ubicada en el Municipio Simón Rodríguez, la cual es alimentada desde las S/E Guri a 400 Kv, y la S/E Bolívar a 230 Kv. A partir de ella (S/E Tigre I) se alimentan las S/E Barbacoa II a 400 Kv, Barbacoa I a 230 Kv, etc.

El sistema eléctrico asociado a la zona en estudio (Zona Oeste del Estado Anzoátegui), es alimentado desde 2 Subestaciones: Las Isletas y Clarines, éstas reciben la energía eléctrica mediante una línea radial de transmisión de 115 Kv que parte desde la S/E Barbacoa I, ubicada en el sector Barbacoa (Barcelona). Desde la S/E Clarines parten líneas de Subtransmisión de 34.5 Kv, que alimentan a las S/E de distribución: Boca de Uchire, Maracual, Guanape, Valle Guanape, Santa Fe y San

José de Guaribe, esta última perteneciente al Estado Guárico, pero atendida por Anzoátegui.

3.2 Descripción de las Subestaciones de la Zona Oeste del Estado Anzoátegui

3.2.1 Subestación Barbacoa I

La S/E Barbacoa I se encuentra ubicada en el Municipio Bolívar del estado Anzoátegui, en el sector Barbacoa. Es alimentada desde 2 Subestaciones: S/E Tigre I y S/E Barbacoa II, ambas con un nivel de tensión de 230 kV.

Cabe destacar que la S/E Barbacoa I es la fuente que alimenta a todas las S/E de la Zona Oeste de Estado Anzoátegui. Las Características de la S/E se presentan a continuación:

Tabla 3.1. Especificaciones Técnicas de las Salidas de la S/E Barbacoa I.

LINEA	TENSION KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CORRI. (AMP)	FACTOR DE CARGA (%) TC's	FAC. DE CARGA CONDUCTOR (%)	DISYUNTOR		CONDUCTOR	
								MARCA	TIPO	TIPO	CAL. MCM
SANTA TERESA # 1	230	256	500/5	ABB. REL316*4	0	0	0	NMG	245- MHME- IP	ACSR	795
RIO CHICO	230	197	500/5	ABB. REL316*4	169	17	11	NMG	245- MHME- IP	ACSR	795
TIGRE N° 1	230	142	500/5	ABB. REL316*4	265	27	17	AEG	SI-245- F3	ACSR	795
TIGRE N° 2	230	142	500/5	ABB. REL316*4	-	-	-	AEG	SI-245- F3	ACSR	795
BARBACOA II N° 1 y N° 2	230	8	2000/1	ABB. REL316*4	196	5	5	GEC	FX-12	ACAR	2* 1100
BARCELONA	115	15	600/5	LZ32 LI41A	400	67	69	AEG	SI-145	ACAR	500
LAS PARCHITAS	115	9,5	600/5	LZ32 LI41A	390	65	68	ALSTHOM	FL-170	ACAR	500
LA ISLETA	115	50	600/5	LZ32 LI41A	292	97	63	ALSTHOM	FL-170	ACAR	350
CHUPARIN	115	21	500/5	LZ32 LI41A	260	52	56	ALSTHOM	HPGE- 11/15S	ACAR	350
CURAGUARO GUARAGUAO	115	30,9	500/5	LZ32 LI41A	130	26	28	ALSTHOM	HPGE- 11/15S	ACSR	336,4

Fuente: Visitas Realizadas

Tabla 3.2. Valores de Placa de los Auto-Transformadores de la S/E Barbacoa I.

N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	DEMANDA MAXIMA M.V.A	FACTOR DE CARGA (%)	BAJA T. T.C.	IMPEDANCIA	DISYUNTOR	
								MARCA	TIPO
1	FUJI	230/115	200	157	79	500/5	7,41	ALSTHOM	FX-12
2	ALSTHOM	230/115	100	98	98	250/5	7,22	BBC	GPF-0233
3	ALSTHOM	230/115	100	98	98	250/5	7,35	ALSTHOM	FL-2A
4	PAUWELS	230/115	200	157	79	500/5	8,07	ALSTHOM	FL-245
5	SIEMENS	115/34,5	36	31	103	600/5	9,58	ALSTHOM	BLR-ME
6	SIEMENS	115/34,5	36	32,5	90	600/5	9,32	ALSTHOM	BLR-ME
7	PAUWELS	115/34,5	20	19,57	98	600/5	9,7	ALSTHOM	HPGE-7/9

Fuente: Visitas Realizadas.

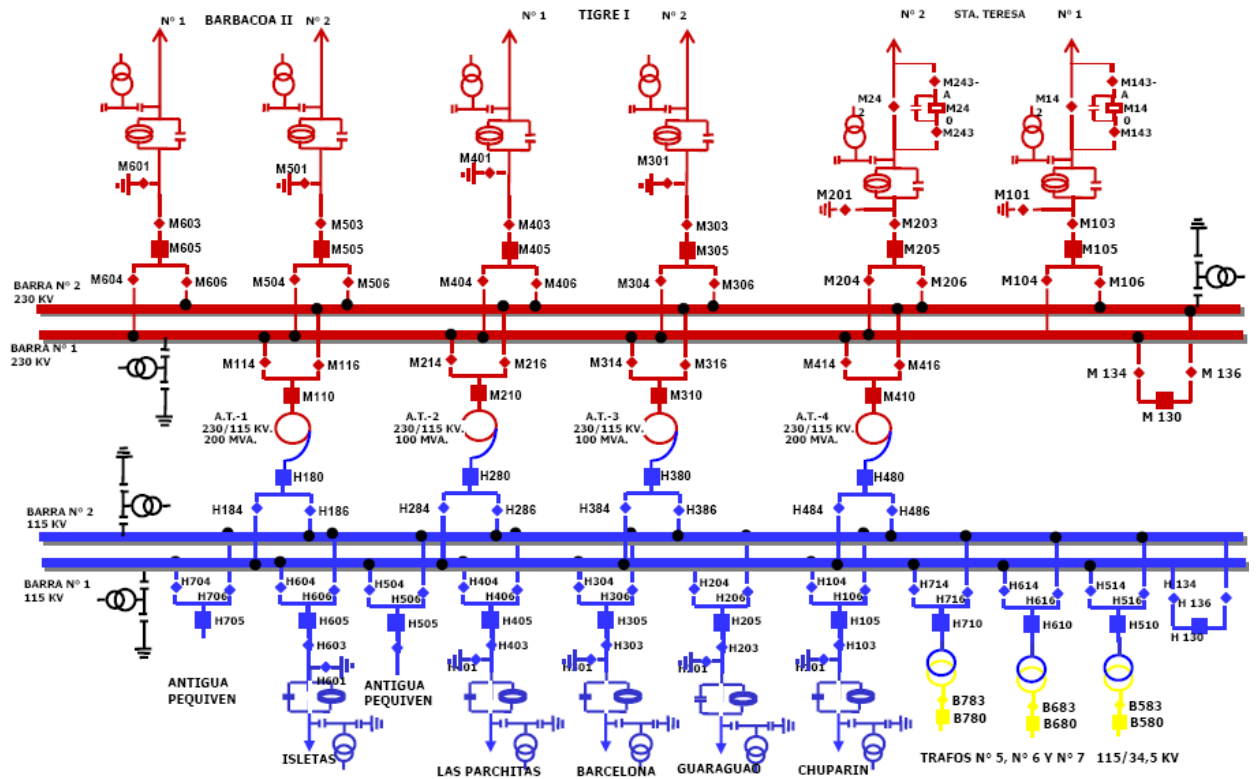


Fig. 3.1. Diagrama Unifilar S/E Barbacoa I.
Fuente. Gerencia de Despacho de Carga (Sistema Oriental).

3.2.2 Subestación Clarines

La S/E Clarines está ubicada en el Municipio Bruzual del Estado Anzoátegui, se alimenta con un nivel de tensión de 115 Kv, proveniente de la S/E Las Isleta. Abarca un área de servicio de 336,77 Km² atendiendo 3731 usuarios aproximadamente.

La S/E posee una barra de 115 Kv, a la cual están conectados 2 transformadores de potencia de 20 MVA cada uno y relación de transformación de 115/34,5 y 115/13,8 kV. A nivel de distribución la S/E posee seis (6) circuitos (ver Figura 3.2) de los cuales 4 de ellos presentan un nivel de tensión de 34,5 Kv y dos (2) un nivel de tensión de 13,8 Kv. En cuanto a los circuitos de niveles de 34,5 Kv tenemos:

Guanape, Santa Fe, Píritu y Boca de Uchire. A niveles de 13,8 Kv se tienen los siguiente circuitos: Hatillo o Conacal y Clarines (Se estima que para diciembre del año en curso entre en funcionamiento un nuevo circuito llamado Hidrocaribe con un nivel de tensión de 13,8 Kv). Los valores de placas de los transformadores son los siguientes:

Tabla 3.3. Valores de Placas de los Transformadores de la S/E Clarines.

TRANSF N°	MARCA	SERIAL	REL. DE TRANS.	CAP. NOMINAL	AÑO	Z%	FAC. DE CARGA (%)
T-2	UNION	568131	115/13.8 Kv	20 MVA	1979	6.45	50
T-1	STROMBERG	549791	115/34.5 Kv	20 MVA	1979	9.8	111

Fuente: Visitas Realizadas.

La descripción detallada de los circuitos se presenta a continuación:

- **Salida 1 (Circuito Guanape):** Este circuito está conectado al transformador T-I de la S/E Clarines, presenta un nivel de tensión de 34,5 Kv con una longitud de 103.20 Km. Posee un conductor 4/0 ARV con un factor de utilización del 98.69%. Este circuito alimenta a las Subestaciones siguientes: Guanape, Valle Guanape, Maracual y San José de Guaribe. Atiende un tipo de carga Rural.
- **Salida 5 (Circuito Santa Fe):** Está conectador al transformador T-I de la Subestación Clarines, tiene un nivel de tensión de 34,5 Kv en un conductor 2/0 ARV de 25 Km de longitud con un factor de utilización de 22.32%. Alimenta a la S/E Santa Fe. Atiende cargas Rural.

- **Salida 6 (Circuito Píritu):** Conectada a T-I de la S/E Clarines, tiene un nivel de tensión de 34.5 Kv con un conductor 4/0 ARV de 45.50 Km de longitud y un factor de utilización de 1,97%. Alimenta a la S/E Píritu la cual se encuentra fuera de servicio por no poseer transformador de potencia. La carga que atiende es de tipo Rural.
- **Salida 7 (Circuito Boca de Uchire):** Se encuentra conectada al transformador T-I de la S/E Clarines a un nivel de tensión de 34.5 Kv con un conductor 4/0 ARV de 56 Km de longitud y factor de utilización de 90.13%. Alimenta a la S/E Boca de Uchire. Atendiendo cargas del tipo Rural.
- **Salida 1 (Circuito Hatillo o Conacal):** Se encuentra conectado al transformador T-II de la S/E Clarines con un nivel de tensión de 13.8 Kv. Posee un conductor 2/0 ARV con una longitud de 100.5 Km y un factor de utilización de 50.71%. Alimenta a cargas del tipo Urbano.
- **Salida 2 (Circuito Clarines):** Conectada al transformador T-2 de la S/E Clarines, presenta un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 ARV de 86 Km de longitud y factor de utilización de 107.14%. Alimenta cargar del tipo Rural.

Tabla 3.4. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Clarines.

Nombre del Circuito	Nivel de Tensión (Kv)	Calibre del Conductor	Longitud (Km)	Factor de Utilización (%)	Tipo de Carga
Guanape	34.5	4/0 ARV	103.20	98.68	R
Santa Fe	34.5	2/0 ARV	25	22.32	R
Píritu	34.5	4/0 ARV	45.50	1.97	R
B. de Uchire	34.5	4/0 ARV	56	90.13	R
Hatillo	13.8	2/0 ARV	100.50	50.71	U
Clarines	13.8	2/0 ARV	86	107.10	U

Fuente: Atlas CADAPE 2008.

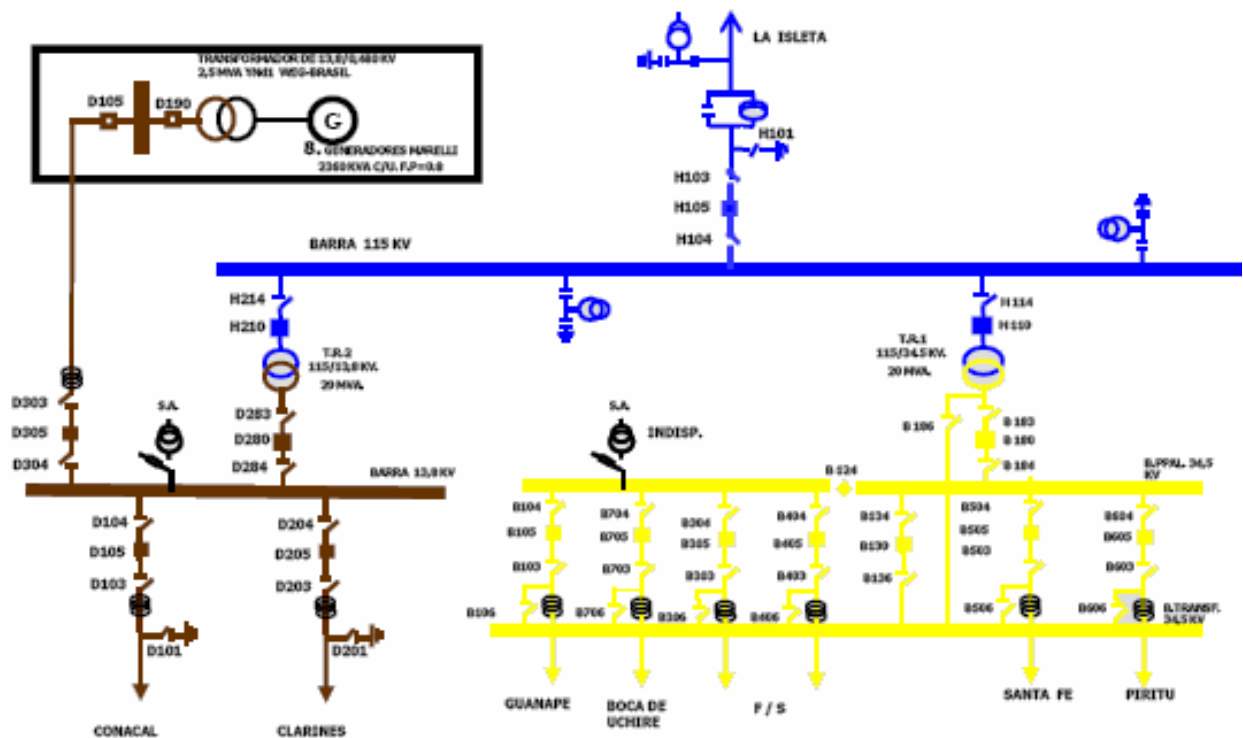


Fig. 3.2. Diagrama Unifilar S/E Clarines.
Fuente. Gerencia de Despacho de Carga (Sistema Oriental).

La S/E cuenta con 8 generadores de 2.3 MVA y un factor de potencia de 0.8 cada uno, conectado a un transformador de potencia con una relación de transformación 13.8/0.480 kV. Actualmente se encuentran en funcionamiento 2 generadores los cuales aportan al sistema aproximadamente 4 MVA, y están fuera de servicios 6 generadores.

3.2.3 Subestación las Isletas

La S/E las Isletas está ubicada en el Municipio Peñalver, en la entrada del Pueblo de Píritu. Se alimenta con un nivel de tensión de 115 Kv, proveniente de la S/E Barbacoa I (Autotransformador 1). Abarca un área de servicio de 221,31 Km².

La S/E posee una barra de 115 Kv, a la cual están conectados 2 transformadores de potencia en paralelo de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV cada uno. A nivel de distribución la S/E cuenta con seis (6) salidas de nivel de tensión de 13.8 Kv. Los valores de placas de los transformadores son los siguientes:

Tabla 3.5. Valores de Placas de los Transformadores de la S/E Las Isletas.

TRANSE.	MARCA	SERIAL	REL. DE TRANSF	CAP. NOMINAL	AÑO	Z%	FAC. DE CARGA (%)
T-2	MITSUBISHI	570643	115/13.8 Kv	20 MVA	1981	9.35	66
T-1	MITSUBISHI	536584	115/13.8 Kv	20 MVA	1971	4.4	66

Fuente: Visitas Realizadas.

La descripción detallada de los circuitos se presenta a continuación:

- **Salida 1:** Posee un conductor de 500 MCM de 1 Km de distancia y un factor de utilización de 5.80% con un nivel de tensión de 13.8 Kv. Alimenta cargas del tipo Urbano.
- **Salida 2:** Tiene un conductor de 500 MCM de 1.30 Km de longitud y un factor de utilización de 6.96% a un nivel de tensión de 13.8 Kv. Alimenta clientes de tipo Urbano.
- **Salida 3:** Presenta un nivel de tensión de 13.8 Kv en un conductor de 500 MCM con una longitud de 1.60 Km y factor de utilización de 0.58%. Alimenta cargas del tipo Urbano.

- **Salida 4:** Cuenta con un nivel de tensión de 13.8 Kv y conductor de 500 MCM de 1.30 Km de distancia. Presenta un factor de utilización de 2.17% alimentando cargas Urbanas.
- **Salida 5:** Presenta un nivel de tensión de 13.8 Kv con conductores 4/0 ARV-2/0 ARV con una distancia de 13.5 Km de longitud y un factor de utilización de 110.91% alimentando cargas Urbanas.
- **Salida 6:** Cuenta con un nivel de tensión de 13.8 Kv y conductores 4/0 ARV-2/0 ARV a través de 53.30 Km de longitud con un factor de utilización de 121.21%. Alimenta cargas del tipo Urbanas.

Tabla 3.6. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Las Isletas.

Nombre del Circuito	Nivel de Tensión (Kv)	Calibre del Conductor	Longitud (Km)	Factor de Utilización (%)	Tipo de Carga
Salida 1	13.8	500 MCM	1	5.80	U
Salida 2	13.8	500 MCM	1.30	6.96	U
Salida 3	13.8	500 MCM	1.60	0.58	U
Salida 4	13.8	500 MCM	1.30	2.17	U
Salida 5	13.8	4/0 ARV-2/0 ARV	13.5	110.91	U
Salida 6	13.8	4/0 ARV-2/0 ARV	53.30	121.21	U

Fuente: Atlas CADAFE 2008.

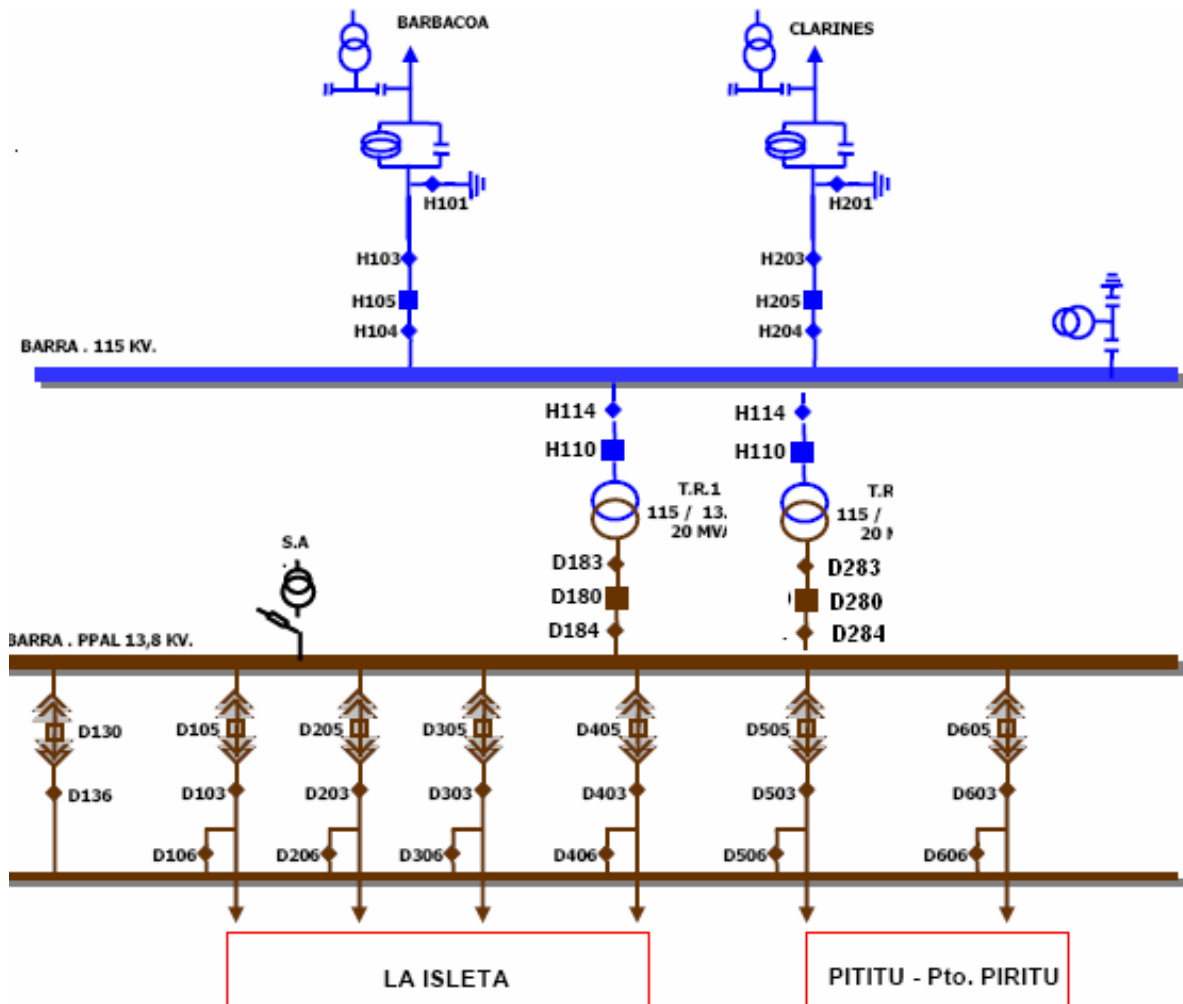


Fig. 3.3. Diagrama unifilar S/E Las Isletas
Fuente. Gerencia de Despacho de Carga (Sistema Oriental).

3.2.4 Subestación Boca de Uchire

Esta S/E se encuentra ubicada en el Municipio Peñalver del Estado Anzoátegui, es alimentada desde la subestación Clarines (Salida 7) con un nivel de tensión de 34.5 Kv. Cuenta con cuatro (4) salidas de 13.8 Kv cada una las cuales son: Boca de Uchire, Sabana de Uchire, Playa Pintada y los Olivos. Posee un Transformador de potencia con una capacidad nominal de 10 MVA y una Relación de transformación

34.5/13.8 Kv. Abarca un área de servicio de 315,49 Km² atendiendo 3453 usuarios aproximadamente. Los datos de placa del transformador son los siguientes:

Tabla 3.7. Valores de Placa del Transformador de la S/E Boca de Uchire.

TRANSF.	MARCA	SERIAL	REL. DE TRANSF.	CAP. NOMINAL	AÑO	Z%	FAC. DE CARGA (%)
T-I	HYUNDAI	924124	34.5/13.8 Kv	20 MVA	1998	6.57	47,80

Fuente: Visitas Realizadas.

La descripción de cada circuito de la S/E se presenta a continuación:

- **Boca de Uchire:** Presenta un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 Cu, con una distancia de 39.50 Km de longitud y un factor de utilización de 19.44%. Abastece a cargas de tipo Rural.
- **Sabana de Uchire:** Tiene un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 Cu con una distancia de 69 Km de longitud y un factor de utilización de 15.83% abasteciendo a clientes Rurales.
- **Playa Pintada:** Cuenta con un nivel de tensión de 13.8 Kv y conductor 2/0 Cu de 19 Km de longitud y un factor de utilización de 19.72%, atendiendo clientes del tipo Rurales.
- **Los Olivos:** Tiene un nivel de tensión de 13.8 Kv y un conductor 1/0 Cu con una longitud de 6 Km y 2.96% de factor de utilización. Atiende a cliente Rurales.

Tabla 3.8 Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Boca de Uchire.

Nombre del Circuito	Nivel de Tensión (Kv)	Calibre del Conductor	Longitud (Km)	Factor de Utilización (%)	Tipo de Carga
B. de Uchire	13.8	2/0 Cu	39.5	19.44	R
Sabana de Uchire	13.8	2/0 Cu	69	15.83	R
Playa Pintada	13.8	2/0 Cu	19	19.72	R
Los Olivos	13.8	1/0 Cu	6	2.96	R

Fuente: Atlas CADAPE 2008.

3.2.5 Subestación San José de Guaribe

Esta S/E se encuentra ubicada en el estado Guárico, pero es atendida por la región 1 de CADAPE. Es alimentada por la Salida 1 (Circuito Guanape) de la Subestación Clarines, con un nivel de tensión de 34.5 Kv. Cuenta con tres (3) salidas o circuitos a niveles de 13.8 Kv, los cuales son: Hidropáez, El Pueblo y Las Vías. Posee un Transformador de potencia con una capacidad nominal de 5 MVA y una Relación de transformación 34.5/13.8 Kv. Cubre un área de servicio junto a Valle Guanape y Caigua de 409.55 Km² y 4338 cliente aproximadamente. Los datos de placa del transformador son los siguientes:

Tabla 3.9. Valores de Placa del Transformador de la S/E San José de Guaribe.

TRANS N°	MARCA	SERIAL	REL. DE TRANSF.	CAP. NOMINAL	AÑO	Z%	FAC. DE CARGA (%)
T-I	ASGEN	285274	34.5/13.8 Kv	5 MVA	1967	6.57	45,20

Fuente: Visitas Realizadas.

La descripción del cada circuito de la S/E se presenta a continuación:

- **Las Vías:** Presenta un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 ARV de 2.50 Km de longitud y un factor de utilización de 28.57%. Atiende a clientes del tipo Rural.
- **Hidropáez:** Tiene un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 ARV de 24 Km de longitud y un factor de utilización de 0.75%. Abastece clientes del tipo Rural.
- **El Pueblo:** Con un nivel de tensión de 13.8 y conductor 2/0 ARV con 28 Km de longitud, tiene un factor de utilización de 8.57% atendiendo a clientes Rurales.

Tabla 3.10. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E San José de Guaribe.

Nombre del Circuito	Nivel de Tensión (Kv)	Calibre del Conductor	Longitud (Km)	Factor de Utilización (%)	Tipo de Carga
Las Vías	13.8	2/0 ARV	2.5	28.57	R
Hidropáez	13.8	2/0 ARV	24	0.75	R
El Pueblo	13.8	2/0 ARV	28	8.57	R

Fuente: Atlas CADAFE 2008.

3.2.6 Subestación Valle Guanape

Está ubicada en el Municipio Carvajal del Estado Anzoátegui. Es alimentada de la Salida 1 de la S/E Clarines con un nivel de tensión de 34.5 Kv. Cuenta con dos (2) salidas o circuitos a 13.8 Kv los cuales son: Valle Guanape e Inavi. La S/E tiene un

transformador de 5 MVA con una Relación de transformación de 34.5/13.8 Kv. Los datos de placa del transformador son los siguientes:

Tabla 3.11. Valores de Placa del Transformador de la S/E Valle Guanape.

TRANS N°	MARCA	SERIAL	REL. DE TRANSF.	CAP. NOMINAL	AÑO	Z%	FAC. DE CARGA (%)
T-I	CAIVET	240632	34.5/13.8 Kv	5 MVA	1989	5.7	31,40

Fuente: Visitas Realizadas.

La descripción del cada circuito de la S/E se presenta a continuación:

- **Valle Guanape:** Presenta un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 ARV de 24 Km de longitud y un factor de utilización de 11.43%. Atiende a clientes del tipo Rural.
- **Inavi:** Tiene un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 ARV de 54 Km de longitud y un factor de utilización de 7.50%. Abastece clientes del tipo Rural.

Tabla 3.12. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Valle Guanape.

Nombre del Circuito	Nivel de Tensión (Kv)	Calibre del Conductor	Longitud (Km)	Factor de Utilización (%)	Tipo de Carga
Valle Guanape	13.8	2/0 ARV	24	11.43	R
Inavi	13.8	2/0 ARV	54	7.50	R

Fuente: Atlas CADAFE 2008.

3.2.7 Subestación Guanape

Está ubicada en el Municipio Bruzual del Estado Anzoátegui. Es alimentada de la Salida 1 de la S/E Clarines con un nivel de tensión de 34.5 Kv. Cuenta con cuatro (4) salidas o circuitos a 13.8 Kv los cuales son: Guanape, Mayare, El Guamo y Guaribe Tenepe. La S/E cuenta con un transformador de 5 MVA con una Relación de transformación de 34.5/13.8 Kv. Los datos de placa del transformador son los siguientes:

Tabla 3.13. Valores de Placa del Transformador de la S/E Guanape.

TRANS N°	MARCA	SERIAL	REL. DE TRANSF.	CAP. NOMINAL	AÑO	Z%	FAC. DE CARGA (%)
T-I	BELGIUN	-	34.5/13.8 Kv	5 MVA	1979	-	58

Fuente: Visitas Realizadas.

La descripción de cada circuito de la S/E se presenta a continuación:

- **Guanape:** Presenta un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 ARV, con una distancia de 5 Km de longitud y un factor de utilización de 7.50%. Abastece a cargas de tipo Rural.
- **Mayare:** Tiene un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 ARV con una distancia de 8 Km de longitud y un factor de utilización de 1.71% abasteciendo a clientes Rurales.
- **El Guamo:** Cuenta con un nivel de tensión de 13.8 Kv y conductor 2/0 ARV de 24 Km de longitud y un factor de utilización de 5%, atendiendo clientes del tipo Rurales.

- **Guaribe Tenepe:** Tiene un nivel de tensión de 13.8 Kv y un conductor 2/0 ARV con una longitud de 114 Km y 9.64% de factor de utilización. Atiende a cliente Rurales.

Tabla 3.14. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Guanape.

Nombre del Circuito	Nivel de Tensión (Kv)	Calibre del Conductor	Longitud (Km)	Factor de Utilización (%)	Tipo de Carga
Guanape	13.8	2/0 ARV	5	7.50	R
Mayare	13.8	2/0 ARV	8	1.71	R
El Guamo	13.8	2/0 ARV	24	5	R
G. Tenepe	13.8	2/0 ARV	114	9.64	R

Fuente: Atlas CADAFE 2008.

3.2.8 Subestación Santa Fé

Esta S/E se encuentra ubicada en el Municipio Píritu del Estado Anzoátegui, es alimentada desde la subestación Clarines con un nivel de tensión de 34.5 Kv. Cuenta con tres (3) salidas de 13.8 Kv las cuales son: San Miguel, San Pablo y Capachal. Posee un Transformador de potencia con una capacidad nominal de 5 MVA y una Relación de transformación 34.5/13.8 Kv.

La descripción del cada circuito de la S/E se presenta a continuación:

- **San Miguel:** Presenta un nivel de tensión de 13.8 Kv con conductores 2/0 ARV, con una distancia de 31 Km de longitud y un factor de utilización de 11.15%. Abastece a cargas de tipo Rural.

- **San Pablo:** Tiene un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 ARV con una distancia de 81 Km de longitud y un factor de utilización de 16.07% abasteciendo a clientes Rurales.
- **Capachal:** Cuenta con un nivel de tensión de 13.8 Kv y conductor 2/0 ARV de 6 Km de longitud y un factor de utilización de 13.93%, atendiendo clientes del tipo Rurales.

Tabla 3.15. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Guanape.

Nombre del Circuito	Nivel de Tensión (Kv)	Calibre del Conductor	Longitud (Km)	Factor de Utilización (%)	Tipo de Carga
San Miguel	13.8	2/0 ARV	31	11.15	R
San Pablo	13.8	2/0 ARV	81	16.07	R
Capachal	13.8	2/0 ARV	6	13.93	R

Fuente: Atlas CADAPE 2008.

3.2.9 Subestación Maracual

Está ubicada en el Municipio Bruzual del Estado Anzoátegui. Es alimentada de la Salida 1 de la S/E Clarines con un nivel de tensión de 34.5 Kv. Cuenta con dos (2) salidas o circuitos a 13.8 Kv los cuales son: Guanapito y Campanario. La S/E cuenta con un transformador de 1.6 MVA con una Relación de transformación de 34.5/13.8 Kv. Los datos de placa del transformador son los siguientes:

Tabla 3.16. Valores de Placa del Transformador de la S/E Maracual.

TRANS N°	MARCA	SERIAL	REL. DE TRANSF.	CAP. NOMINAL	AÑO	Z%	FAC. DE CARGA (%)
T-I	MITSUBISHI	4638	34.5/13.8 Kv	1.6 MVA	1981	-	14,38

Fuente: Visitas Realizadas.

La descripción del cada circuito de la S/E se presenta a continuación:

- **Guanapito:** Presenta un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 1/0 AL de 35 Km de longitud y un factor de utilización de 3.82%. Atiende a clientes del tipo Rural.
- **Campanario:** Tiene un nivel de tensión de 13.8 Kv con un conductor 2/0 ARV de 2 Km de longitud y un factor de utilización de 0.93%. Abastece clientes del tipo Rural.

Tabla 3.17. Parámetros Eléctricos de los Circuitos de La S/E Maracual.

Nombre del Circuito	Nivel de Tensión (Kv)	Calibre del Conductor	Longitud (Km)	Factor de Utilización (%)	Tipo de Carga
Guanapito	13.8	1/0 AL	35	3.82	R
Campanario	13.8	2/0 ARV	2	0.93	R

Fuente: Atlas CADAFE 2008.

3.3 Interruptores de Potencia 115 kV

Estos disyuntores se encuentran Ubicado en las Subestaciones Barbacoa I, Las Isletas y Clarines. En la tabla 3.17 se presentan las características de dicho disyuntor:

Tabla 3.18. Datos de placas de los disyuntores 115 kV.

Marca: ALSTHOM.	Tipo: HPGE-11/15S.	Frec. Nominal: 60 Hz.
Tens. Nominal: 123 kV efc.	Int. Nominal: 1250 Amp. Efc.	Tens. De Choque: 550 kV pico.
Pot. De corte Nominal: 3500 MVA.	A 110 kV.	Int. Simétrica: 18.4 kA ef.
Pot. De Cierre: 47 kA maxi.	Sobre Int. Admisible: 9.2 kA ef.	Y 47 kA maxi.

Fuente: Visitas Realizadas

3.4 Interruptores de Potencia 34.5 kV

Para el resto de las S/E que conforman el sistema eléctrico de la Zona Oeste del Estado Anzoátegui, se tiene el mismo disyuntor según las normativas CADAPE, las cuales indican que debe ser usado el mismo tipo de interruptor de potencia para la misma tensión nominal, en este caso 34.5 kV. En la tabla 3.19 se presenta las características técnicas para estos disyuntores:

Tabla 3.19 Datos de placas de los disyuntores 34.5 kV.

Marca: Siemens	Tipo: 8HH- Intemperie	Frec. Nominal: 60 Hz
Tens. Nominal: 38 kV.	Int. Nominal: 650 Amp.	Int. De Interrup. De C.C: 25kA
Int. Sostenida de Corta Duración: 25 kA	Tens. De Control: 120v C.A	Tens. De Control: 125v C.D
Tiempo Max de Interrupcion: 60 Hz $65\pm 5\text{ms}$	Sobre Int. Admisible: 9.2 kA ef	

Fuente: Visitas Realizadas

CAPÍTULO 4: SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.1 Estudio de Flujo de Carga

4.1.1 Flujo de Carga con Generación Distribuida Clarines

La S/E Clarines tiene incorporada una generación distribuida de aproximadamente 20 MVA a través de 8 generadores de 2,3 MVA, de los cuales están actualmente en funcionamiento 2 generadores, aportando a la red 4 MVA aproximadamente. Cabe destacar que la generación no es utilizada las 24 horas del día. El distrito Clarines encargado de administrar la operación y funcionalidad de la S/E Clarines, incorpora dicha generación en las horas pico del días (entre 9 A.M- 1 P.M y 6 P.M-10 P.M). A continuación se presenta el flujo de carga del sistema en estudio con la ayuda del programa Power Factory:

4.1.1.1 Tensiones de Barras Actuales

En la Tabla 4.1 se presenta las tensiones nominales y actuales de cada unas de las barras que conforman el sistema eléctrico de la Zona Oeste del Estado.

Tabla 4.1. Tensiones de Barras Actuales.

Nombre Barras	Voltaje Nominal. (kV)	Voltaje Actual (kV)	Voltaje Actual (p.u)
Boca de Uchire 34.5	34,5	25,569	0,741
Clarines 34.5	34,5	31,862	0,924
E/R Mayare 34.5	34,5	27,674	0,802
E/R Mayare 34.5(1)	34,5	30,131	0,873
Guanape 34.5	34,5	28,187	0,817
Mayare 34.5	34,5	29,100	0,843
San J de Guaribe34.5	34,5	24,609	0,713
Santa Fe 34.5	34,5	30,354	0,880
Valle Guanape 34.5	34,5	25,900	0,751
Barbacoa I B115	115	109,523	0,952
Isleta 115	115	103,277	0,898
Isleta 13.8	13,8	14,273	1,034
Clarines 115	115	97,301	0,846
Clarines 13.8	13,8	12,900	0,935
Clarines Gen G1	0,48	0,475	0,990

Fuente: Simulación Power Factory.

Los valores resaltados en color rojos, corresponde a los voltajes críticos del sistema, ya que por normas se consideran críticos los niveles de voltajes por encima de 1.05 p.u o por debajo de 0.95 p.u. En la Fig. 4.1, se muestra el gráfico correspondiente a los niveles de tensión ordenados por Subestaciones, en el cual se puede observar claramente la caída de tensión existente en el sistema, debido al largo

recorrido de la línea. Cabe destacar que este gráfico corresponde a las barras de 34.5 kV conectadas al transformador T-1 de la Subestación Clarines.

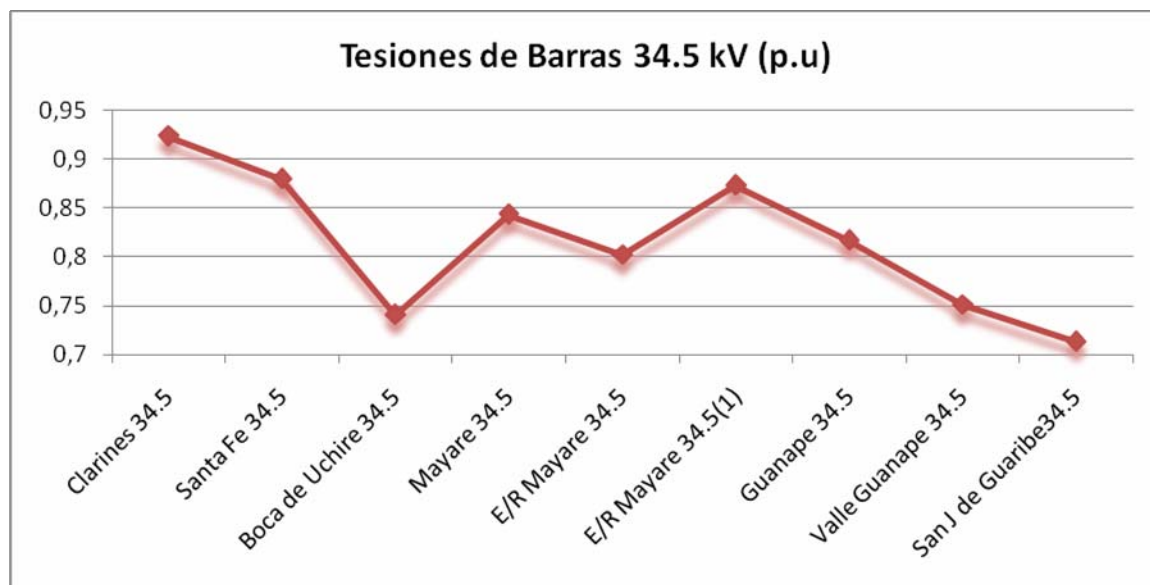


Fig. 4.1. Niveles de Tensión de las Barras 34.5 kV.

Fuente: Hernández Manuel.

Es importante resaltar que todos los niveles de tensión de cada una de las barras están en estado crítico, ya que estos niveles se encuentran algunos muy por debajo de 0.95 p.u.

Con respecto a los niveles de tensión en 115 kV, se puede mencionar que el voltaje de barra de las subestaciones Isleta y Clarines también se encuentra en estado crítico (ver Tabla 4.1).

4.1.1.2 Niveles de Cargas de las Líneas

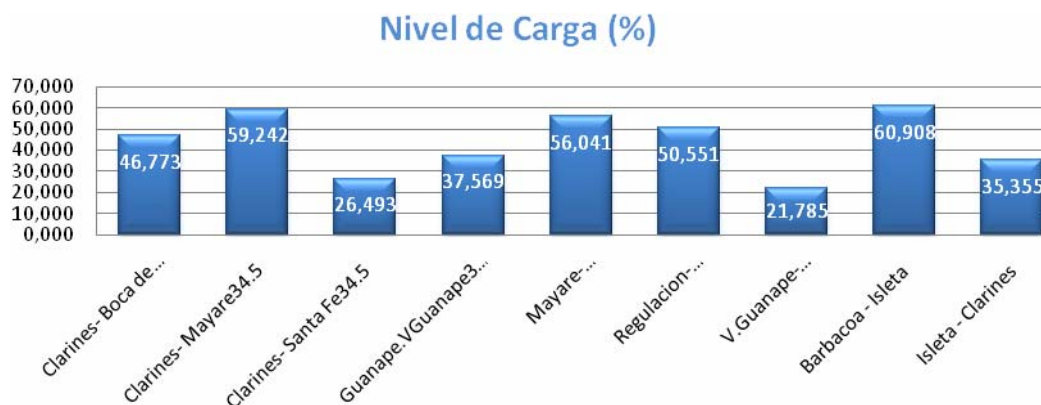
En la Tabla 4.2, se presentan los valores de corrientes nominales y actuales de cada una de las líneas que conforman el sistema, así como también los porcentajes de cargas de cada una de ellas.

Tabla 4.2 Niveles de Cargas de las Líneas.

Líneas	Tensión kV.	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Aparente (MVA)	Nivel de Carga %	Corriente Nominal kA	Carga (kA)
Clarines- Boca de Uchire	34.5	6,406	3,212	7,166	46,773	0,280	0,131
Clarines- Mayare	34.5	7,880	4,607	9,128	59,242	0,280	0,166
Clarines- Santa Fe	34.5	3,833	1,364	4,069	26,493	0,280	0,074
Guanape.VGuanape	34.5	4,729	1,946	5,114	37,569	0,280	0,105
Mayare-Regulación	34.5	6,970	3,713	7,897	56,041	0,280	0,157
Regulacion-Guanape	34.5	6,739	2,983	7,370	50,551	0,280	0,142
V.Guanape-Guaribe	34.5	2,560	0,916	2,719	21,785	0,280	0,061
Barbacoa - Isleta	115	46,415	25,348	52,886	60,908	0,465	0,283
Isleta - Clarines	115	24,330	14,084	28,112	35,355	0,465	0,164

Fuente: Simulación Power Factory.

En la Fig. 4.2 se presenta los niveles de cargas de las líneas representadas por barras, de la cual se observa que ninguna de las líneas se encuentra por encima de su capacidad nominal.

**Fig. 4.2.** Niveles de Cargas de las Líneas.

Fuente: Hernández Manuel.

4.1.1.3 Niveles de Cargas de los Transformadores

En la Fig. 4.3 se representa mediante barras los niveles actuales de tensiones de operación en porcentaje de cada uno de los transformadores que conforman al sistema, del cual se puede determinar cuáles de los transformadores se encuentran en condiciones de operaciones críticas o normales. Por normas CADAFE se considera condiciones óptimas los transformadores que operan por debajo del 80% de su capacidad nominal, en condiciones normales los que operan entre el 80-95% de su capacidad y en condiciones críticas los se encuentran operando por encima del 95% de su capacidad nominal.

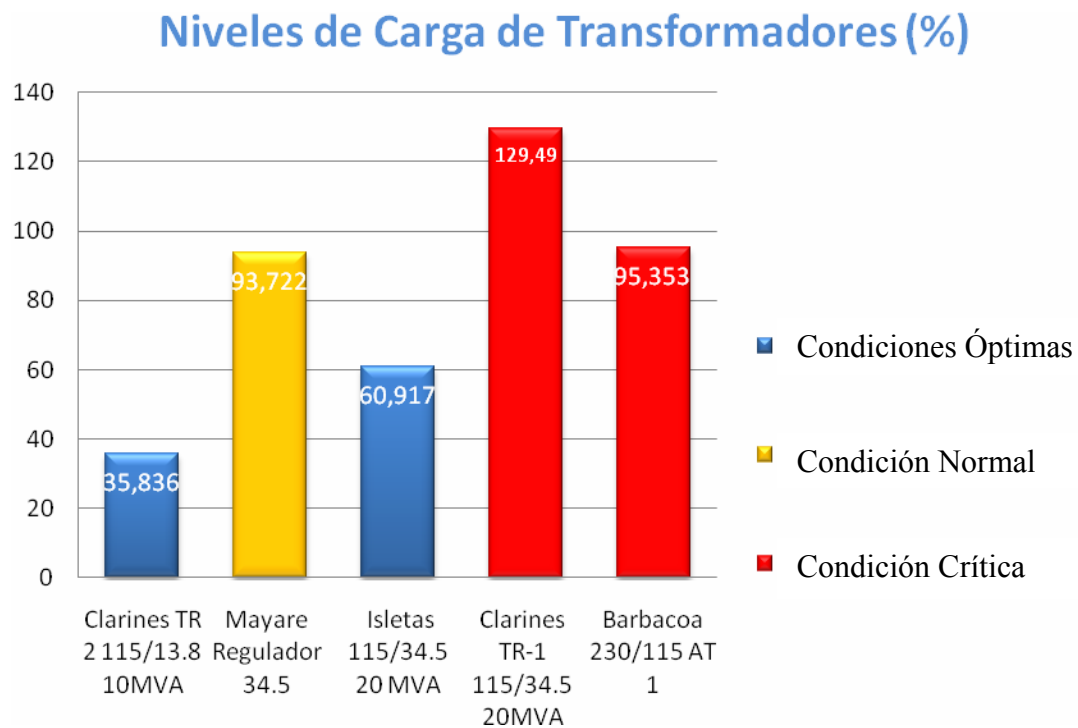


Fig. 4.3 Niveles de Cargas de los Transformadores.

Fuente: Hernández, Manuel.

Se evidencia claramente que el transformador TR-1 de la S/E Clarines presenta casi un 30% de sobrecarga, siendo éste el transformador que alimenta a las demás S/E a nivel de 34.5 kV perteneciente al sistema en estudio.

4.1.1.4 Valores de Cargas por Subestaciones

En la Tabla 4.3, se presenta la potencia en Mw, Mva, Mvar de las cargas conectadas a las subestaciones. Cabe destacar que para el uso del programa Power factor y realizar la simulación del sistema, fueron conectadas las cargas en las barras de 34.5 kV, debido a la falta de información de los componente que forman parte de las tensiones 13.8 Kv, es decir, valores de los transformadores 34.5-13.8 kV (Posición del Tap, valores de impedancias, etc), los parámetros eléctricos de las líneas, así como también las distancia de los recorrido de dichas líneas (Todas a niveles de 13.8 kV.) y los componente a nivel de distribución en general.

Tabla 4.3 Valores de Cargas.

Nombre	u, Magnitud (p.u)	Potencia Activa (Mw)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Aparente (Mva)	Factor de Potencia
Boca de Uchire34.5	0,786	5,510	1,81	5,80	0,95
Guanape34.5	0,870	1,710	0,56	1,80	0,95
Maracual34.5	0,883	0,447	0,15	0,47	0,95
Santa Fe34.5	0,914	3,705	1,22	3,90	0,95
San J Guaribe34.5	0,774	2,518	0,83	2,65	0,95
Valle Guanape34.5	0,809	1,900	0,62	2,00	0,95

Fuente: Simulación Power Factory.

4.1.2 Flujo de Carga Sin Generación Distribuida en S/E Clarines

Como se mencionó anteriormente la generación distribuida que se encuentra en la S/E Clarines, es usada únicamente en las horas picos, se realiza el flujo de carga para conocer las condiciones del sistema sin dicha generación incluida.

4.1.2.1 Tensiones de Barras Actuales

En la tabla 4.4 se presenta las tensiones nominales y actuales de cada una de las barras que pertenecen al sistema en estudio.

Tabla 4.4. Tensiones de Barras Actuales sin Generación Distribuida

Nombre de Barras	Voltajes Nominales (kV)	Voltajes Actuales (kV)	Voltajes Actuales (p.u)
Boca de Uchire 34.5	34,5	24,536	0,711
Clarines 34.5	34,5	31,131	0,902
E/R Mayare 34.5	34,5	26,610	0,771
E/R Mayare 34.5(1)	34,5	28,881	0,837
Guanape 34.5	34,5	26,788	0,776
Mayare 34.5	34,5	28,151	0,816
San J de Guaribe34.5	34,5	22,929	0,665
Santa Fe 34.5	34,5	29,581	0,857
Valle Guanape 34.5	34,5	24,320	0,705
Barbacoa I B115	115	108,633	0,945
Isleta 115	115	100,397	0,873
Isleta 13.8	13,8	13,862	1,005
Clarines 115	115	95,829	0,833
Clarines 13.8	13,8	12,204	0,884
Clarines Gen G1	0,48	0,447	0,931

Fuente: Simulación Power Factory

De acuerdo a la Tabla anterior y de la Fig 4.4, se puede observar que los niveles de tensión de las barras se encuentran todos en estados críticos, a excepción de la barra 13.8 kV de la S/E Las Isletas.

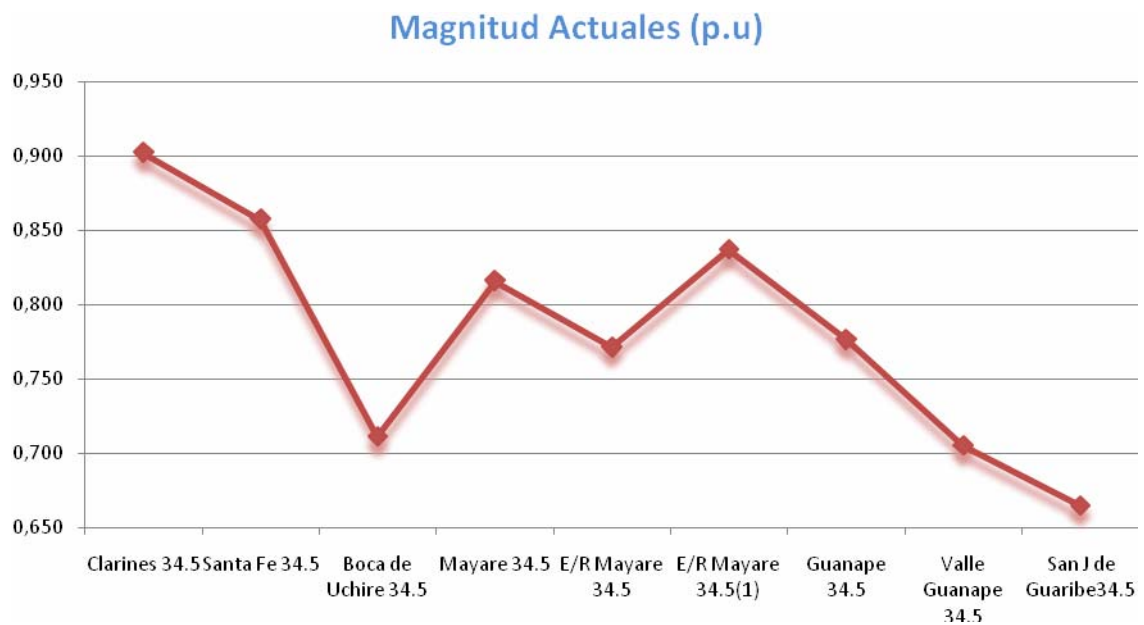


Fig. 4.4 Tensiones de Barras Actuales.
Fuente: Hernández, Manuel.

4.1.2.2 Niveles de Cargas de las Líneas

En la Tabla 4.5, se presenta los valores de corrientes nominales y actuales de cada una de las líneas que conforman el sistema, así como también los porcentajes de cargas de cada una de ella.

Tabla 4.5 Niveles de Cargas de las Líneas.

Líneas	Ten. kV	Pot. Activa (MW)	Potencia Reactiv (Mvar)	Pote. Aparent (MVA)	Nivel de Carga %	Corri. Nomina (kA)	Corri. Actual (kA)
Clarines- Boca de Uchire	34.5	6,486	3,359	7,305	48,81	0,280	0,137
Clarines- Mayare	34.5	8,184	5,155	9,673	64,29	0,280	0,180
Clarines- Santa Fe	34.5	3,840	1,380	4,081	27,21	0,280	0,076
Guanape.VGuanape	34.5	4,853	2,108	5,291	41,22	0,280	0,115
Mayare-Regulación	34.5	7,192	4,116	8,286	60,98	0,280	0,171
Reg-Guanape34.5	34.5	6,918	3,245	7,642	55,00	0,280	0,154
V.Guanape-Guaribe	34.5	2,629	0,976	2,804	24,19	0,280	0,068
Barbacoa - Isleta	115	50,968	29,772	59,026	68,26	0,465	0,317
Isleta - Clarines	115	28,967	18,332	34,281	43,11	0,465	0,200

Fuente: Simulación Power Factory.

En la Fig. 4.5 se presenta los niveles de cargas de las líneas representadas por barras, de la cual se observa que ninguna de las líneas se encuentra por encima de su capacidad nominal (100%).

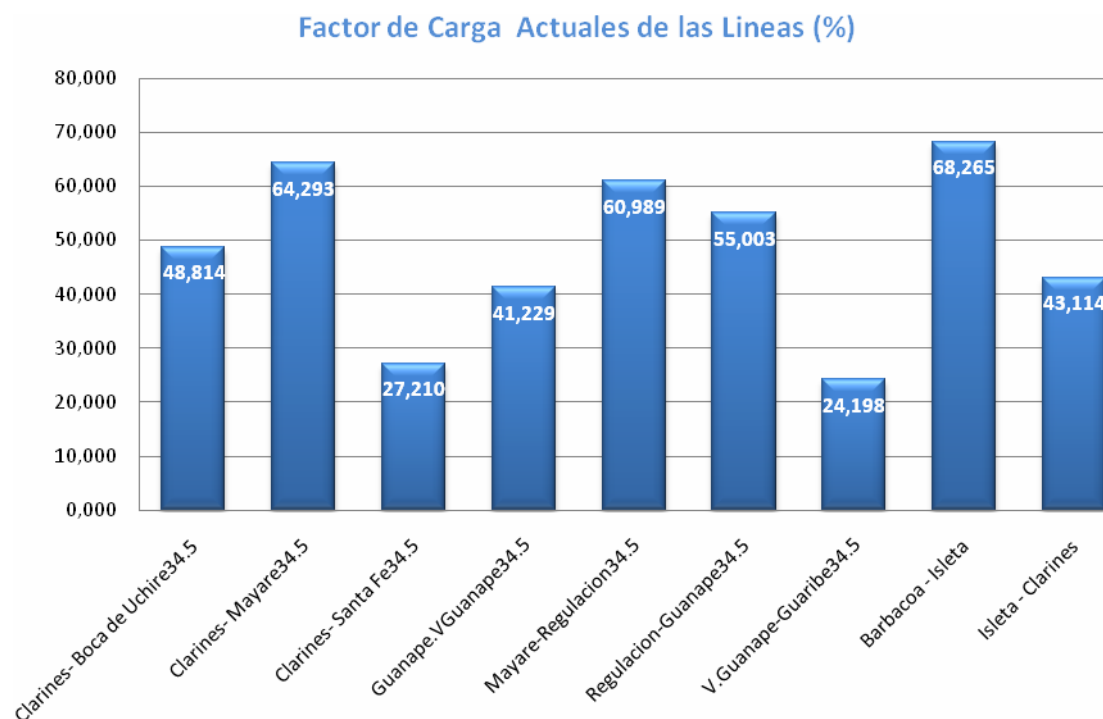


Fig. 4.5 Niveles de Cargas de las Líneas.
Fuente: Hernández Manuel.

4.1.2.3 Niveles de Cargas de los Transformadores

En la Fig. 4.6 se presenta los porcentajes de cargas de los transformadores, en el cual se puede observar cual se encuentra en funcionamiento crítico según las normas CADAFE anteriormente mencionada.

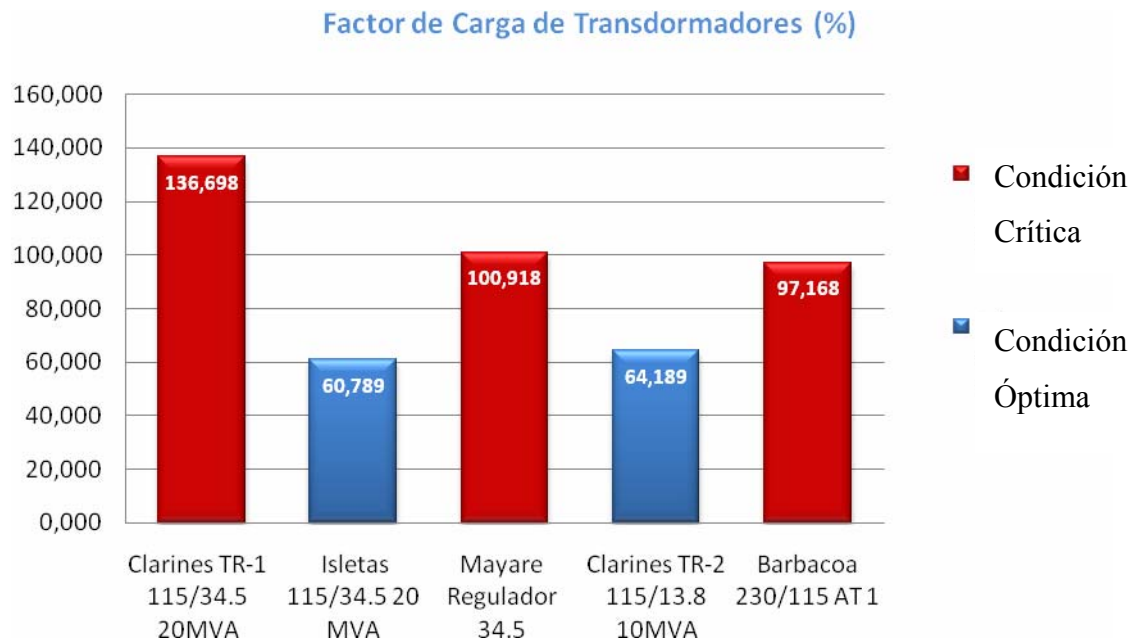


Fig. 4.6. Niveles de Carga de los Transformadores.
Fuente: Hernández Manuel.

De la figura anterior se puede observar que el transformador T-1 de la S/E Clarines, el autotransformador 1 de la S/E Barbacoa I y el regulador de tensión se encuentran todos en estado crítico de operatividad.

4.1.2.4 Valores de Cargas de las Subestaciones

Las cargas son exactamente iguales con y sin la generación distribuida en la S/E Clarines (ver tabla 4.3).

4.2 Estudio de las Corrientes de Cortocircuito

En la Tabla 4.6, se presentan las corrientes de cortocircuitos tanto trifásica como monofásica, así como también las potencias de cortocircuito en las barras de las S/E

que conforman al sistema en estudio. Es importante resaltar que todo estos datos de obtuvo mediante la ayuda del programa Power Factory.

Tabla 4.6 Corrientes y Potencias de Cortocircuito Trifásicas y Monofásicas.

Nombre de Barras	Icc 3Ø (kA)	Sec3 Ø (MVA)	Ip3Ø (kA)	Icc1 Ø (kA)	Sec1 Ø (MVA)
Boca de Uchire 34.5	0,531	31,727	0,933	0,366	7,282
Clarines 34.5	3,226	192,784	7,758	3,024	60,241
E/R Mayare 34.5	0,918	54,861	1,667	0,700	13,933
E/R Mayare 34.5(1)	0,743	44,393	1,440	0,609	12,124
Guanape 34.5	0,557	33,287	1,037	0,429	8,537
Mayare 34.5	1,239	74,054	2,320	0,953	18,990
San J de Guaribe34.5	0,306	18,291	0,543	0,218	4,346
Santa Fe 34.5	0,996	59,495	1,821	0,717	14,288
Valle Guanape 34.5	0,395	23,621	0,713	0,289	5,758
Barbacoa I B115	15,864	3159,824	40,405	19,328	1283,310
Clarines 115	2,021	402,645	4,212	1,795	119,183
Clarines 13.8	9,424	225,251	22,751	11,888	94,717
Clarines Gen G1	242,075	201,257	584,437	328,634	91,074
Isleta 115	3,181	633,599	6,608	2,525	167,649
Isleta 13.8	11,202	267,763	27,389	10,148	80,852

Fuente: Simulación Power Factory.

De acuerdo con el cuadro anteriormente presentado y las especificaciones técnicas de los disyuntores de 115 kV y 34.5 kV, se puede determinar que los

interruptores de potencia instalados soportan cualquier falla de cortocircuito, bien sea trifásica o monofásica.

4.3 Comparación de las Tensiones Con y Sin Generación Distribuida Clarines

A continuación se presenta la Figura 4.7, en la cual se grafica las tensiones de las barras de cada S/E, haciendo la comparación cuando esta dentro del sistema la generación distribuida de Clarines y cuando no se encuentra conectada la misma (Ver Fig. 4.7).

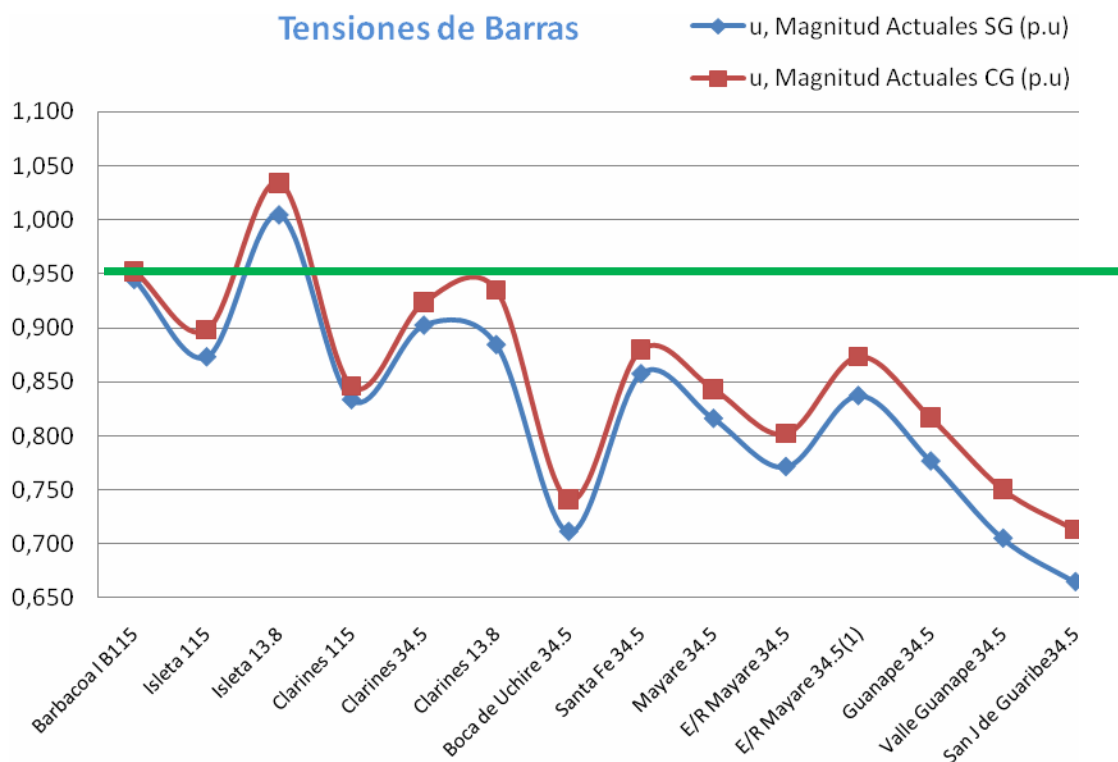


Fig. 4.7 Tensiones de Barra Con Generación Vs. Sin Generación.
Fuente. Hernández Manuel

Es claro que la generación distribuida en la S/E Clarines, ayuda un poco al sistema elevando las tensiones de las barras, pero no es suficiente porque los niveles de tensiones siguen siendo críticos, ya que se encuentran la mayoría por debajo de 0.95 p.u. En la siguiente figura se puede observar el efecto de esta generación en el funcionamiento de los transformadores.

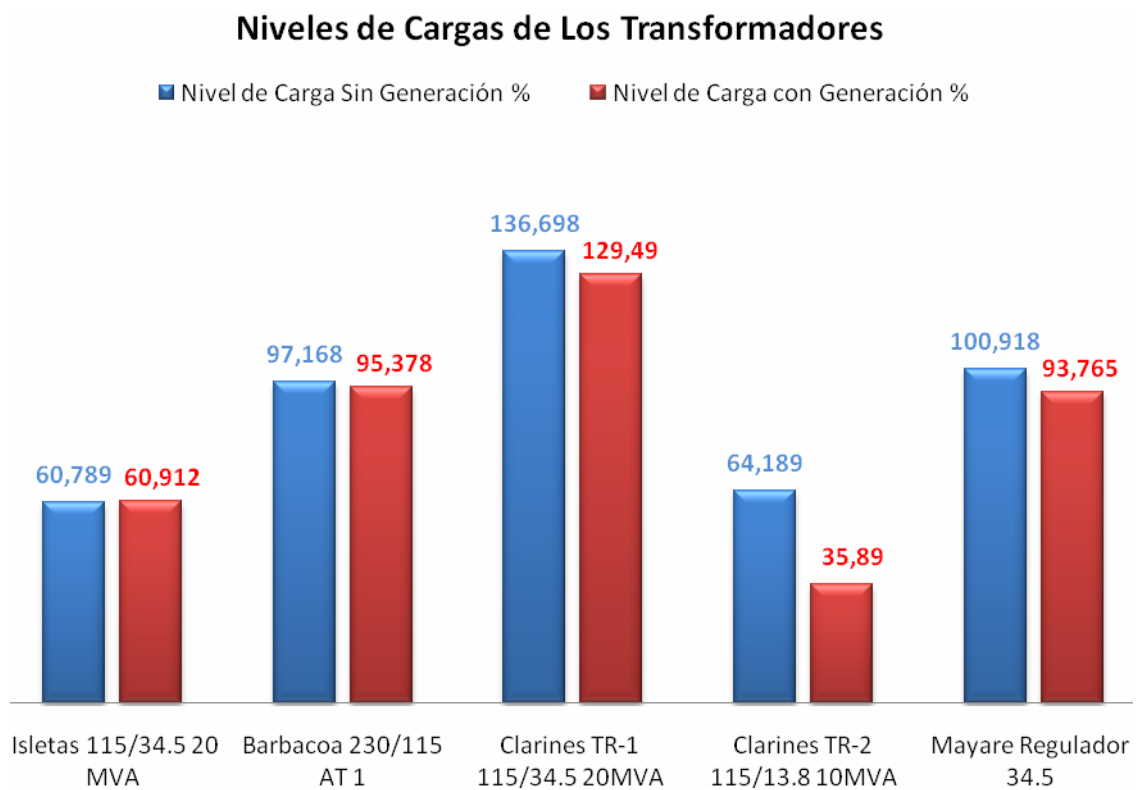


Fig. 4.8. Niveles de Carga de los Transformadores.

Fuente. Hernández Manuel

El efecto de la incorporación de la Generación Distribuida en la S/E Clarines, alivia a los transformadores un poco la sobrecarga con la que normalmente operan, pero igualmente no es suficiente ya que los mismos siguen sobrecargados.

CAPÍTULO 5: PRONÓSTICO DE DEMANDA

5.1 Bases de Datos

5.1.1 Obtención de Bases de Datos

La Base histórica de la demanda consumida para la zona en estudio, se obtuvo de la data perteneciente a CADAFFE desde el año 1986 hasta octubre del año en curso. En cuanto a potencia se refiere estos datos es suministrado en MVA. La data histórica de la bases de datos bruta de CADAFFE transforma estos valores a potencia activa MW, asumiendo un factor de potencia $f.p= 0.9$ inductivo, factor de potencia asumido por la S/E Barbacoa I, basado en mediciones de cargar en la salidas de las transformadores de dicha subestación. Cabe destacar que el pronóstico de demanda se hará a las S/E Clarines y La Isletas, debido a que la mayor parte de la zona Oeste del estado depende directamente de la S/E Clarines y ésta a su vez depende de la S/E La Isletas.

5.1.2 Obtención de Bandas de Control

Las bases de datos corregidas se construyen con la ayuda de una hoja de cálculo de EXCEL. En esta se coloca el historial en potencia activa MW de la zona, graficando también cada unas de la bandas para delimitar y comprobar si existen valores atípicos en la curva de demanda histórica para ser corregidos posteriormente. Es importante resaltar que de existir estos valores atípicos, estos son generados por diversas circunstancias entre las cuales se pueden mencionar: Fenómenos o catástrofes naturales, errores de transcripción de datos, cálculos erróneos o simplemente por omisión del operador de despacho de carga.

Para corregir estos puntos se utilizará el promedio móvil de orden 12 de la serie original y la desviación estándar de este promedio móvil. Los puntos atípicos se cambiarán las veces que sea necesaria por el promedio de orden 12 de la serie, hasta obtener una curva entre los niveles de las bandas.

5.1.2.1 Banda de Control de la S/E La Isleta

En la fig 5.1 se muestra la potencia histórica y las bandas de control delimitadoras, en la cual se pueden observar la presencia de puntos atípicos.

En dicha figura se puede apreciar claramente la existencia de 4 puntos atípicos. El primer punto el cual está en la fecha comprendidas de 1997-1998 se debe a que en esa período estaba en prueba el funcionamiento de la Subestación. Los 3 últimos se deben a transferencia de carga con la S/E Caigua la cual no pertenece a la Zona en estudio. El cambio brusco que se aprecia en el inicio de la curva se debe a que en esa fecha entra en funcionamiento la S/E con aproximadamente 0,29 MW, que servían de prueba de la misma, para posteriormente en unos meses más ubicarse la carga en 6,48 MW.

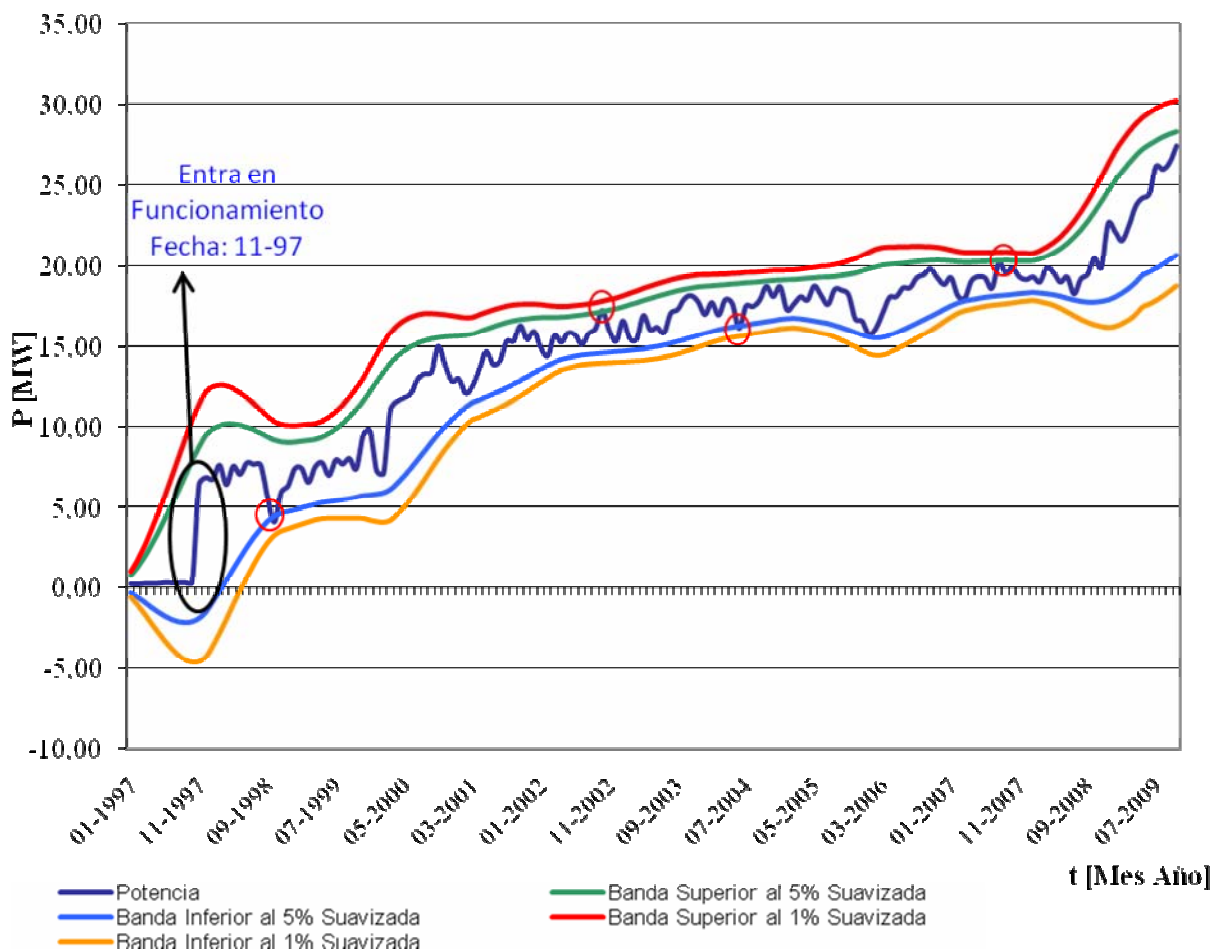


Fig. 5.1 Banda de Control de la S/E La Isletas.

Fuente: Hernández Manuel.

Para corregir estos puntos atípicos se deben sustituir los mismos por su valor promedio móvil de orden 12. A continuación se presenta una tabla con cada punto atípico y su valor a sustituir.

Tabla 5.1 Puntos atípicos de la S/E La Isleta.

FECHA	sep-98	oct-02	jun-04	ago-07
DEMANDA (MW)	4,11	17,24	16,15	20,15
PROMEDIO MOVIL DE ORDEN 12	6,79	15,83	17,58	19,14

Fuente: Hernández Manuel.

Una vez sustituido los puntos atípicos por su valor correspondiente al promedio móvil de orden 12 se grafica nuevamente y se observa si persisten dichos puntos. En la Fig. 5.2, se puede observar que ya la curva no presenta ningún punto, ya que la misma no sobrepasa ninguna de las bandas delimitadoras.

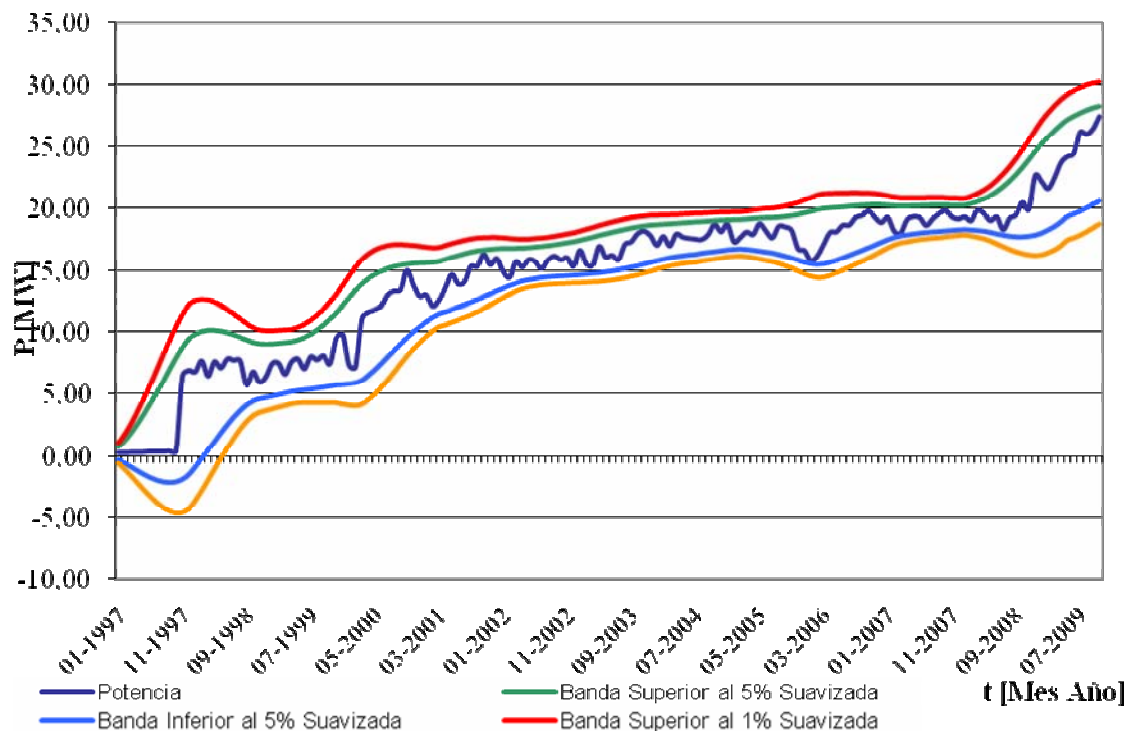


Fig. 5.2 Banda de Control Corregida de la S/E La Isletas.

Fuente: Hernández Manuel.

5.1.2.2 Banda de Control de la S/E La Clarines

En la fig 5.3 se muestra la potencia histórica y las bandas de control delimitadoras, en la cual se pueden observar la presencia de puntos atípicos.

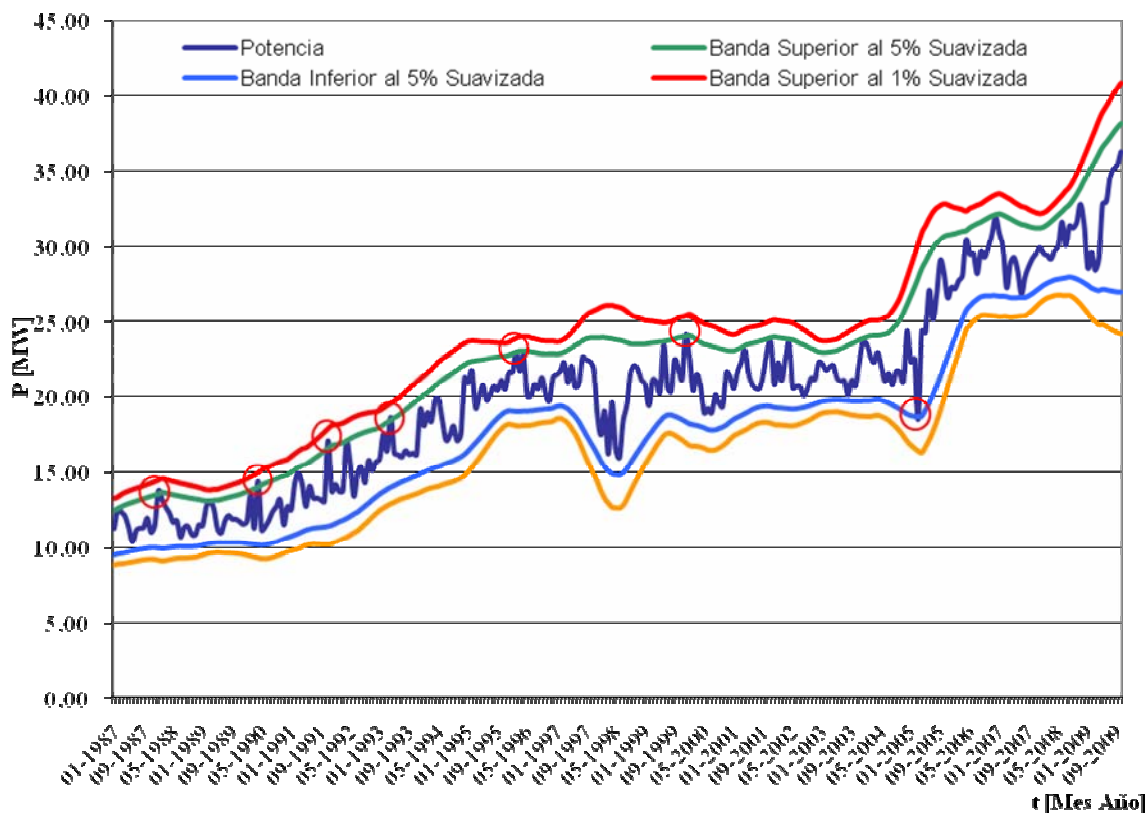


Fig. 5.3 Banda de Control de la S/E Clarines.

Fuente: Hernández Manuel.

En la Figura anterior se presencia 7 puntos atípicos, que al igual para la S/E Las Isleta, se deben corregir sustituyendo el punto por su valor de promedio móvil de orden 12. En la tabla 5.2 se presenta estos datos.

Tabla 5.2 Puntos atípicos de la S/E Clarines.

FECHA	ene-88	abr-90	nov-91	abr-93	feb-96	dic-99	mar-05
DEMANDA (MW)	13,68	14,33	17,07	18,61	22,91	24,1	23,26
PROMEDIO MOVIL DE ORDEN 12	11,94	12,11	14,04	16,31	21,14	21,47	23,26

Fuente: Hernández Manuel.

Una vez sustituido los puntos atípicos por su valor correspondiente al promedio móvil de orden 12 se grafica nuevamente y se observa si persisten dichos puntos. En la Fig. 5.4, se puede observar que ya la curva no presenta ningún punto, ya que la misma no sobrepasa ninguna de las bandas delimitadoras.

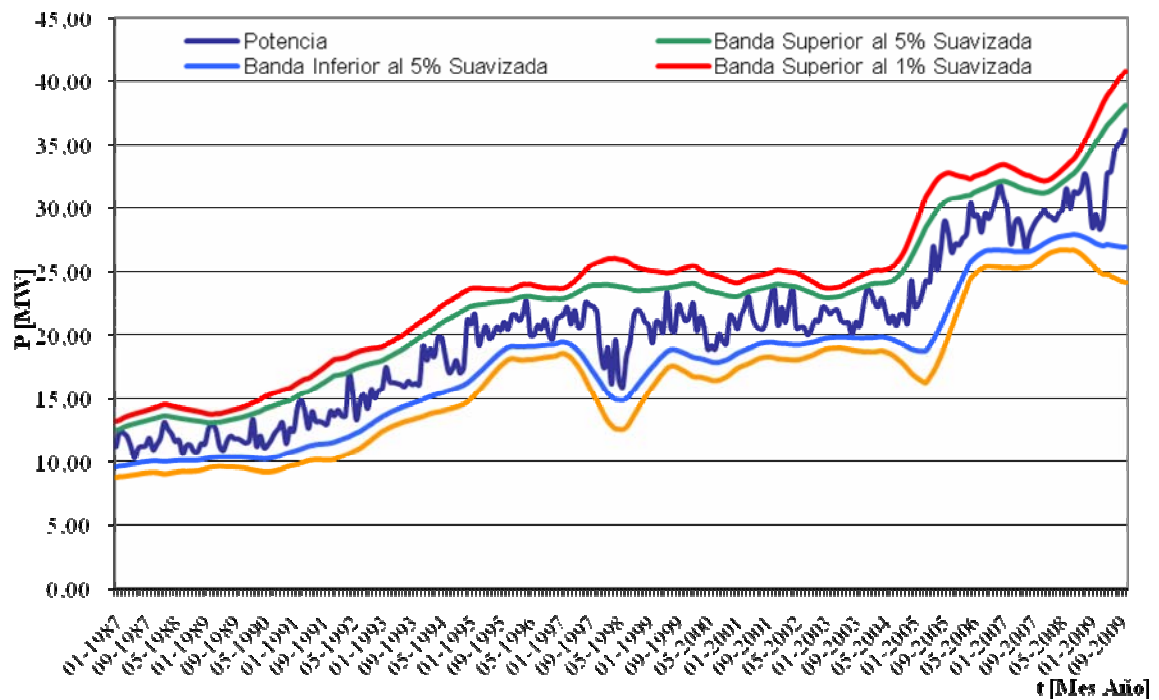


Fig. 5.4 Banda de Control Corregida de la S/E Clarines.

Fuente: Hernández Manuel.

En la figura anterior se puede observar que los puntos atípicos fueron corregidos y a pesar de que existen puntos muy cercanos a las bandas delimitadoras, estos se consideran aceptables ya que no sobrepasan dichas bandas.

5.2 Obtención de los Pronósticos

Una vez limpiada la data histórica de demanda de cada una de las Subestaciones, se procede a vaciar esta data al programa computacional Eviews y pronosticar por separado el futuro de la demanda. Para el pronóstico de las S/E se utilizó los siguientes modelos de predicción: Arima, Holt Winters Aditivo y Multiplicativo.

5.2.1 Pronóstico con Modelo ARIMA de la S/E La Isleta

En la tabla 5.3 se presenta la predicción de demanda desde noviembre del 2009 hasta el año 2026, de la S/E La Isletas. Cabe destacar que se obtuvo a través de la herramienta computacional Eviews. De igual manera se presenta la tasa de incremento interanual de dicha predicción.

Tabla 5.3 Pronóstico de Demanda con Modelo ARIMA.

<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>
nov-09	27,32	jul-13	35,75	mar-17	44,12	nov-20	53,01	jul-24	61,67
dic-09	27,86	ago-13	36,28	abr-17	44,76	dic-20	53,60	ago-24	62,19
ene-10	27,57	sep-13	36,34	May-17	44,93	ene-21	53,34	sep-24	62,25
feb-10	27,66	oct-13	36,76	jun-17	44,83	feb-21	53,20	oct-24	62,67
mar-10	27,77	nov-13	36,52	jul-17	45,18	mar-21	53,54	nov-24	62,44
abr-10	28,20	dic-13	37,11	ago-17	45,70	abr-21	54,19	dic-24	63,02
may-10	28,64	ene-14	36,85	sep-17	45,76	may-21	54,35	ene-25	62,77
jun-10	28,50	feb-14	36,71	oct-17	46,18	jun-21	54,25	feb-25	62,63
jul-10	28,71	mar-14	37,05	nov-17	45,94	jul-21	54,60	mar-25	62,97
ago-10	29,19	abr-14	37,70	dic-17	46,53	ago-21	55,12	abr-25	63,61
sep-10	29,31	may-14	37,86	ene-18	46,28	sep-21	55,18	may-25	63,77
oct-10	29,69	jun-14	37,76	feb-18	46,14	oct-21	55,60	jun-25	63,68
nov-10	29,36	jul-14	38,11	mar-18	46,47	nov-21	55,37	jul-25	64,03
dic-10	30,05	ago-14	38,63	abr-18	47,12	dic-21	55,95	ago-25	64,55
ene-11	29,84	sep-14	38,69	may-18	47,28	ene-22	55,70	sep-25	64,61
feb-11	29,61	oct-14	39,11	jun-18	47,19	feb-22	55,56	oct-25	65,03
mar-11	29,94	nov-14	38,88	jul-18	47,53	mar-22	55,90	nov-25	64,79
abr-11	30,63	dic-14	39,46	ago-18	48,05	abr-22	56,54	dic-25	65,38
may-11	30,80	ene-15	39,21	sep-18	48,11	may-22	56,71	ene-26	65,12
jun-11	30,66	feb-15	39,07	oct-18	48,54	jun-22	56,61	feb-26	64,98
jul-11	31,05	mar-15	39,41	nov-18	48,30	jul-22	56,96	mar-26	65,32
ago-11	31,60	abr-15	40,05	dic-18	48,88	ago-22	57,48	abr-26	65,97
sep-11	31,61	may-15	40,21	ene-19	48,63	sep-22	57,54	may-26	66,13
oct-11	32,02	jun-15	40,12	feb-19	48,49	oct-22	57,96	jun-26	66,03
nov-11	31,82	jul-15	40,47	mar-19	48,83	nov-22	57,72	jul-26	66,38
dic-11	32,40	ago-15	40,99	abr-19	49,48	dic-22	58,31	ago-26	66,90
ene-12	32,13	sep-15	41,05	may-19	49,64	ene-23	58,06	sep-26	66,96
feb-12	32,00	oct-15	41,47	jun-19	49,54	feb-23	57,92	oct-26	67,38
mar-12	32,35	nov-15	41,23	jul-19	49,89	mar-23	58,25	nov-26	67,15
abr-12	32,98	dic-15	41,82	ago-19	50,41	abr-23	58,90	dic-26	67,73
may-12	33,14	ene-16	41,56	sep-19	50,47	may-23	59,06		
jun-12	33,05	feb-16	41,42	oct-19	50,89	jun-23	58,96		
jul-12	33,40	mar-16	41,76	nov-19	50,66	jul-23	59,31		
ago-12	33,92	abr-16	42,41	dic-19	51,24	ago-23	59,83		
sep-12	33,98	may-16	42,57	ene-20	50,99	sep-23	59,89		
oct-12	34,40	jun-16	42,47	feb-20	50,85	oct-23	60,32		
nov-12	34,16	jul-16	42,82	mar-20	51,19	nov-23	60,08		
dic-12	34,74	ago-16	43,34	abr-20	51,83	dic-23	60,66		
ene-13	34,50	sep-16	43,40	may-20	51,99	ene-24	60,41		
feb-13	34,36	oct-16	43,82	jun-20	51,90	feb-24	60,27		
mar-13	34,69	nov-16	43,59	jul-20	52,25	mar-24	60,61		
abr-13	35,34	dic-16	44,17	ago-20	52,77	abr-24	61,25		
may-13	35,50	ene-17	43,92	sep-20	52,83	may-24	61,42		
jun-13	35,41	feb-17	43,78	oct-20	53,25	jun-24	61,32		

Fuente: Hernández Manuel

A continuación se presenta una tabla que representa la demanda máxima anual a través del modelo ARIMA, para luego calcular la tasa de crecimiento interanual del pronóstico.

Tabla 5.4 Máxima Demanda Anual Arima.

AÑO	Máxima Anual ARIMA	T-crecimiento %
1997	6,88	
1998	7,79	13,2%
1999	9,73	24,9%
2000	15,00	54,2%
2001	16,31	8,7%
2002	17,24	5,7%
2003	18,16	5,3%
2004	18,72	3,1%
2005	18,75	0,2%
2006	19,79	5,5%
2007	20,15	1,8%
2008	22,63	12,3%
2009	27,86	13,1%
2010	30,05	7,9%
2011	32,40	7,8%
2012	34,74	7,2%
2013	37,11	6,8%
2014	39,46	6,3%
2015	41,82	6,0%
2016	44,17	5,6%
2017	46,53	5,3%
2018	48,88	5,1%
2019	51,24	4,8%
2020	53,60	4,6%
2021	55,95	4,4%
2022	58,31	4,2%
2023	60,66	4,0%
2024	63,02	3,9%
2025	65,38	3,7%
2026	67,73	3,6%

Fuente: Hernández Manuel.

De la tabla anterior se puede presenciar que existen tasas de incremento muy elevadas, las cuales tienen la siguiente explicación:

- **Año 1999:** Se debe a que una vez que entra en funcionamiento la S/E Las Isleta en el año 1997, se transfiera gran cantidad de carga proveniente de la S/E Clarines.

- **Año 2000:** A raíz del crecimiento anual de la población y el auge de la industria petrolera en la zona con el complejo petrolero de Jose, se incrementa la población en el pueblo de Píritu en un 9%, la mayoría proveniente del interior del país. El incremento elevado de la carga se debe también a que ante de estar en funcionamiento la subestación existía mucha carga reprimida por la incapacidad de demanda para la zona, una vez puesta en marcha la subestación esta carga reprimida comienza a entrar al sistema elevando significativamente el consumo de energía.

5.2.2 Pronóstico con Modelo Holt Winters Aditivo de la S/E La Isleta

En la tabla 5.5 se presenta la predicción de demanda a través del modelo Holt Winters Aditivo, el cual está comprendido entre octubre del 2009 hasta diciembre del 2026. De igual manera este pronóstico se obtuvo con la ayuda del programa Eviews.

Tabla 5.5 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Aditivo.

<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter Aditivo</i>	<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter Aditivo</i>	<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter Aditivo</i>	<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter Aditivo</i>	<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter Aditivo</i>
nov-09	27,23	jul-13	34,04	mar-17	41,10	nov-20	48,84	jul-24	55,64
dic-09	27,40	ago-13	34,58	abr-17	41,75	dic-20	49,00	ago-24	56,18
ene-10	27,24	sep-13	34,55	may-17	41,88	ene-21	48,84	sep-24	56,16
feb-10	27,10	oct-13	35,17	jun-17	41,75	feb-21	48,71	oct-24	56,78
mar-10	27,35	nov-13	35,09	jul-17	41,89	mar-21	48,96	nov-24	56,69
abr-10	28,00	dic-13	35,25	ago-17	42,43	abr-21	49,60	dic-24	56,86
may-10	28,13	ene-14	35,09	sep-17	42,41	may-21	49,73	ene-25	56,70
jun-10	28,00	feb-14	34,96	oct-17	43,03	jun-21	49,61	feb-25	56,56
jul-10	28,14	mar-14	35,21	nov-17	42,95	jul-21	49,75	mar-25	56,82
ago-10	28,68	abr-14	35,85	dic-17	43,11	ago-21	50,29	abr-25	57,46
sep-10	28,66	may-14	35,98	ene-18	42,95	sep-21	50,27	may-25	57,59
oct-10	29,28	jun-14	35,86	feb-18	42,81	oct-21	50,89	jun-25	57,47
nov-10	29,20	jul-14	36,00	mar-18	43,07	nov-21	50,80	jul-25	57,61
dic-10	29,36	ago-14	36,54	abr-18	43,71	dic-21	50,97	ago-25	58,15
ene-11	29,20	sep-14	36,52	may-18	43,84	ene-22	50,81	sep-25	58,12
feb-11	29,06	oct-14	37,14	jun-18	43,72	feb-22	50,67	oct-25	58,74
mar-11	29,32	nov-14	37,05	jul-18	43,86	mar-22	50,92	nov-25	58,66
abr-11	29,96	dic-14	37,22	ago-18	44,40	abr-22	51,57	dic-25	58,82
may-11	30,09	ene-15	37,06	sep-18	44,37	may-22	51,70	ene-26	58,66
jun-11	29,97	feb-15	36,92	oct-18	45,00	jun-22	51,57	feb-26	58,53
jul-11	30,11	mar-15	37,17	nov-18	44,91	jul-22	51,71	mar-26	58,78
ago-11	30,65	abr-15	37,82	dic-18	45,07	ago-22	52,25	abr-26	59,42
sep-11	30,62	may-15	37,95	ene-19	44,91	sep-22	52,23	may-26	59,56
oct-11	31,25	jun-15	37,82	feb-19	44,78	oct-22	52,85	jun-26	59,43
nov-11	31,16	jul-15	37,96	mar-19	45,03	nov-22	52,77	jul-26	59,57
dic-11	31,32	ago-15	38,50	abr-19	45,67	dic-22	52,93	ago-26	60,11
ene-12	31,17	sep-15	38,48	may-19	45,81	ene-23	52,77	sep-26	60,09
feb-12	31,03	oct-15	39,10	jun-19	45,68	feb-23	52,63	oct-26	60,71
mar-12	31,28	nov-15	39,02	jul-19	45,82	mar-23	52,89	nov-26	60,62
abr-12	31,92	dic-15	39,18	ago-19	46,36	abr-23	53,53	dic-26	60,79
may-12	32,06	ene-16	39,02	sep-19	46,34	may-23	53,66		
jun-12	31,93	feb-16	38,88	oct-19	46,96	jun-23	53,54		
jul-12	32,07	mar-16	39,14	nov-19	46,87	jul-23	53,68		
ago-12	32,61	abr-16	39,78	dic-19	47,04	ago-23	54,22		
sep-12	32,59	may-16	39,91	ene-20	46,88	sep-23	54,20		
oct-12	33,21	jun-16	39,79	feb-20	46,74	oct-23	54,82		
nov-12	33,12	jul-16	39,93	mar-20	46,99	nov-23	54,73		
dic-12	33,29	ago-16	40,47	abr-20	47,64	dic-23	54,90		
ene-13	33,13	sep-16	40,45	may-20	47,77	ene-24	54,74		
feb-13	32,99	oct-16	41,07	jun-20	47,64	feb-24	54,60		
mar-13	33,24	nov-16	40,98	jul-20	47,79	mar-24	54,85		
abr-13	33,89	dic-16	41,15	ago-20	48,33	abr-24	55,50		

Fuente: Hernández Manuel

A continuación se presenta una tabla que representa la demanda máxima anual a través del modelo Holt Winter Aditivo, para luego calcular la tasa de crecimiento interanual del pronóstico.

Tabla 5.6 Máxima Demanda Anual Modelo Holt Winter Aditivo.

AÑO	Máxima Anual ARIMA_LSUP	T- crecimiento %
1997	6,88	
1998	7,79	13,2%
1999	9,73	24,9%
2000	15,00	54,2%
2001	16,31	8,7%
2002	17,24	5,7%
2003	18,16	5,3%
2004	18,72	3,1%
2005	18,75	0,2%
2006	19,79	5,5%
2007	20,15	1,8%
2008	22,63	12,3%
2009	27,41	11,1%
2010	29,36	7,1%
2011	31,32	6,7%
2012	33,29	6,3%
2013	35,25	5,9%
2014	37,22	5,6%
2015	39,18	5,3%
2016	41,15	5,0%
2017	43,11	4,8%
2018	45,07	4,6%
2019	47,04	4,4%
2020	49,00	4,2%
2021	50,97	4,0%
2022	52,93	3,9%
2023	54,90	3,7%
2024	56,86	3,6%
2025	58,82	3,5%
2026	60,79	3,3%

Fuente. Hernández Manuel

Se puede apreciar que las tasas de incremento interanual son bastante aceptables, ya que en promedio el consumo de carga en el país los últimos años ha

ido incrementándose entre 6 y 8% anualmente. Esto se debe principalmente al crecimiento de la población y el calentamiento global que sufre años tras años el mundo entero.

5.2.3 Pronóstico con Modelo Holt Winters Multiplicativo de la S/E La Isleta

En la tabla 5.7 se presenta la predicción de demanda a través del modelo Holt Winters Multiplicativo, el cual está comprendido entre octubre del 2009 hasta diciembre del 2026. De igual manera este pronóstico se obtuvo con la ayuda del programa Eviews.

Tabla 5.7 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Multiplicativo.

<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter X</i>	<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter X</i>	<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter X</i>	<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter X</i>	<i>AÑO</i>	<i>Holt Winter X</i>
nov-09	26,67	jul-13	38,46	mar-17	51,56	nov-20	63,49	jul-24	74,82
dic-09	29,36	ago-13	40,04	abr-17	52,49	dic-20	69,46	ago-24	77,63
ene-10	28,23	sep-13	40,54	may-17	52,18	ene-21	66,41	sep-24	78,32
feb-10	26,55	oct-13	42,73	jun-17	51,57	feb-21	62,07	oct-24	82,27
mar-10	27,98	nov-13	40,06	jul-17	51,68	mar-21	65,04	nov-24	76,88
abr-10	28,61	dic-13	43,94	ago-17	53,71	abr-21	66,14	dic-24	84,04
may-10	28,57	ene-14	42,11	sep-17	54,27	may-21	65,67	ene-25	80,29
jun-10	28,36	feb-14	39,46	oct-17	57,10	jun-21	64,83	feb-25	74,99
jul-10	28,55	mar-14	41,45	nov-17	53,45	jul-21	64,90	mar-25	78,52
ago-10	29,79	abr-14	42,25	dic-17	58,52	ago-21	67,38	abr-25	79,78
sep-10	30,23	may-14	42,06	ene-18	56,00	sep-21	68,01	may-25	79,17
oct-10	31,94	jun-14	41,62	feb-18	52,38	oct-21	71,48	jun-25	78,10
nov-10	30,02	jul-14	41,77	mar-18	54,93	nov-21	66,84	jul-25	78,13
dic-10	33,00	ago-14	43,46	abr-18	55,90	dic-21	73,11	ago-25	81,05
ene-11	31,70	sep-14	43,97	may-18	55,55	ene-22	69,88	sep-25	81,75
feb-11	29,78	oct-14	46,32	jun-18	54,89	feb-22	65,30	oct-25	85,86
mar-11	31,35	nov-14	43,41	jul-18	54,99	mar-22	68,41	nov-25	80,22
abr-11	32,02	dic-14	47,59	ago-18	57,13	abr-22	69,55	dic-25	87,69
may-11	31,94	ene-15	45,58	sep-18	57,71	may-22	69,05	ene-26	83,76
jun-11	31,68	feb-15	42,69	oct-18	60,70	jun-22	68,15	feb-26	78,22
jul-11	31,85	mar-15	44,82	nov-18	56,80	jul-22	68,21	mar-26	81,89
ago-11	33,21	abr-15	45,67	dic-18	62,17	ago-22	70,80	abr-26	83,19
sep-11	33,67	may-15	45,43	ene-19	59,47	sep-22	71,45	may-26	82,54
oct-11	35,54	jun-15	44,94	feb-19	55,61	oct-22	75,08	jun-26	81,41
nov-11	33,37	jul-15	45,07	mar-19	58,30	nov-22	70,18	jul-26	81,43
dic-11	36,65	ago-15	46,88	abr-19	59,31	dic-22	76,75	ago-26	84,46
ene-12	35,17	sep-15	47,41	may-19	58,93	ene-23	73,35	sep-26	85,18
feb-12	33,01	oct-15	49,91	jun-19	58,20	feb-23	68,53	oct-26	89,45
mar-12	34,71	nov-15	46,76	jul-19	58,29	mar-23	71,78	nov-26	83,57
abr-12	35,43	dic-15	51,23	ago-19	60,54	abr-23	72,96	dic-26	91,34
may-12	35,32	ene-16	49,06	sep-19	61,14	may-23	72,42		
jun-12	34,99	feb-16	45,92	oct-19	64,29	jun-23	71,46		
jul-12	35,16	mar-16	48,19	nov-19	60,14	jul-23	71,51		
ago-12	36,63	abr-16	49,08	dic-19	65,82	ago-23	74,21		
sep-12	37,10	may-16	48,81	ene-20	62,94	sep-23	74,88		
oct-12	39,13	jun-16	48,25	feb-20	58,84	oct-23	78,67		
nov-12	36,71	jul-16	48,38	mar-20	61,67	nov-23	73,53		
dic-12	40,30	ago-16	50,29	abr-20	62,72	dic-23	80,40		
ene-13	38,64	sep-16	50,84	may-20	62,30	ene-24	76,82		
feb-13	36,23	oct-16	53,51	jun-20	61,52	feb-24	71,76		
mar-13	38,08	nov-16	50,10	jul-20	61,60	mar-24	75,15		
abr-13	38,84	dic-16	54,88	ago-20	63,96	abr-24	76,37		

Fuente: Hernández Manuel

A continuación se presenta una tabla que representa la demanda máxima anual a través del modelo Holt Winter Multiplicativo, para luego calcular la tasa de crecimiento interanual del pronóstico.

Tabla 5.8 Maxima Demanda Anual Modelo Holt Winter Multiplicativo.

<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual Holt WintersX</i>	<i>T-crecimiento %</i>
1997	6,88	
1998	7,79	13,2%
1999	9,73	24,9%
2000	15,00	54,2%
2001	16,31	8,7%
2002	17,24	5,7%
2003	18,16	5,3%
2004	18,72	3,1%
2005	18,75	0,2%
2006	19,79	5,5%
2007	20,15	1,8%
2008	22,63	8,3%
2009	29,36	11,7%
2010	33,00	12,4%
2011	36,65	11,0%
2012	40,30	9,9%
2013	43,94	9,0%
2014	47,59	8,3%
2015	51,23	7,7%
2016	54,88	7,1%
2017	58,52	6,6%
2018	62,17	6,2%
2019	65,82	5,9%
2020	69,46	5,5%
2021	73,11	5,2%
2022	76,75	5,0%
2023	80,40	4,7%
2024	84,04	4,5%
2025	87,69	4,3%
2026	91,34	4,2%

Fuente. Hernández Manuel

5.2.4 Combinación Lineal de Pronóstico para S/E La Isleta

Una vez realizada la predicción de demanda por tres métodos diferentes, se procesa a calcular la combinación lineal de pronóstico, que consiste en extraer el mínimo, máximo y promedio de los modelos usados combinándolos entre sí, para finalmente tomar en cuenta para la realización de las mejoras a inmediato, corto, mediano y largo plazo, el promedio resultante de esta combinación lineal de pronóstico. La manera de realizar esta combinación es la siguiente:

- Se calcula el mínimo valor que existe en un mes y año específico para los tres modelos usados, por ejemplo: Para el mes de Enero del año 2011, observando las tabla de pronóstico anteriormente usadas los valores son:

ARIMA = 29,84 MW ; HOLT – WINTER_x = 31,70 MW ; HOLT – WINTER₊ = 29,20 MW

El mínimo correspondiente a esta serie es 29,20 MW.

- Se procede a calcular el máximo valor entre los modelos de la misma manera que la anteriormente explica.
- Finalmente se calcula el promedio entre los valores de los diferentes modelos.

A continuación se presenta la tabla 5.9, la cual presenta de manera de ejemplo la combinación lineal de pronóstico ilustrando solo unos años de predicción.

Tabla 5.9 Combinación Lineal de Pronóstico.

AÑO	ARIMA	H-W X	H- W+	Min	Max	Prom
nov-09	27,32	26,67	27,23	26,67	27,32	27,07
dic-09	27,86	29,36	27,40	27,40	29,36	28,21
ene-10	27,57	28,23	27,24	27,24	28,23	27,68
feb-10	27,66	26,55	27,10	26,55	27,66	27,10
mar-10	27,77	27,98	27,35	27,35	27,98	27,70
abr-10	28,20	28,61	28,00	28,00	28,61	28,27
may-10	28,64	28,57	28,13	28,13	28,64	28,45
jun-10	28,50	28,36	28,00	28,00	28,50	28,29
jul-10	28,71	28,55	28,14	28,14	28,71	28,47
ago-10	29,19	29,79	28,68	28,68	29,79	29,22
sep-10	29,31	30,23	28,66	28,66	30,23	29,40
oct-10	29,69	31,94	29,28	29,28	31,94	30,30
nov-10	29,36	30,02	29,20	29,20	30,02	29,52
dic-10	30,05	33,00	29,36	29,36	33,00	30,81
ene-11	29,84	31,70	29,20	29,20	31,70	30,25
feb-11	29,61	29,78	29,06	29,06	29,78	29,48
mar-11	29,94	31,35	29,32	29,32	31,35	30,20
abr-11	30,63	32,02	29,96	29,96	32,02	30,87
may-11	30,80	31,94	30,09	30,09	31,94	30,94
jun-11	30,66	31,68	29,97	29,97	31,68	30,77
jul-11	31,05	31,85	30,11	30,11	31,85	31,00
ago-11	31,60	33,21	30,65	30,65	33,21	31,82
sep-11	31,61	33,67	30,62	30,62	33,67	31,97
oct-11	32,02	35,54	31,25	31,25	35,54	32,94
nov-11	31,82	33,37	31,16	31,16	33,37	32,11
dic-11	32,40	36,65	31,32	31,32	36,65	33,46
ene-12	32,13	35,17	31,17	31,17	35,17	32,82
feb-12	32,00	33,01	31,03	31,03	33,01	32,01
mar-12	32,35	34,71	31,28	31,28	34,71	32,78
abr-12	32,98	35,43	31,92	31,92	35,43	33,45
may-12	33,14	35,32	32,06	32,06	35,32	33,50
jun-12	33,05	34,99	31,93	31,93	34,99	33,33
jul-12	33,40	35,16	32,07	32,07	35,16	33,54
ago-12	33,92	36,63	32,61	32,61	36,63	34,38
sep-12	33,98	37,10	32,59	32,59	37,10	34,56
oct-12	34,40	39,13	33,21	33,21	39,13	35,58
nov-12	34,16	36,71	33,12	33,12	36,71	34,67
dic-12	34,74	40,30	33,29	33,29	40,30	36,11

Fuente. Hernández Manuel

En la tabla siguiente se presenta la demanda máxima anual de la combinación lineal, así como también la tasa de incremento porcentual de cada uno de los años.

Tabla 5.10 Demanda Máxima Combinación Lineal de Pronostico.

Año	Dmáx	%Crec.
2007	20,15	
2008	22,63	12,3%
2009	27,41	11,1%
2010	30,81	12,4%
2011	33,46	8,6%
2012	36,11	7,9%
2013	38,77	7,4%
2014	41,42	6,8%
2015	44,08	6,4%
2016	46,73	6,0%
2017	49,39	5,7%
2018	52,04	5,4%
2019	54,70	5,1%
2020	57,35	4,9%
2021	60,01	4,6%
2022	62,66	4,4%
2023	65,32	4,2%
2024	67,97	4,1%
2025	70,63	3,9%
2026	73,29	3,8%

Fuente. Hernández Manuel

Para la realización de esta tabla se tomó en cuenta la máxima demanda anual de la serie promedio de la combinación lineal de pronóstico. En la Figura 5.5 se presenta la grafica de cada unos de los modelos usados para la predicción, así como también, la data histórica de la carga y el promedio entre los modelos.

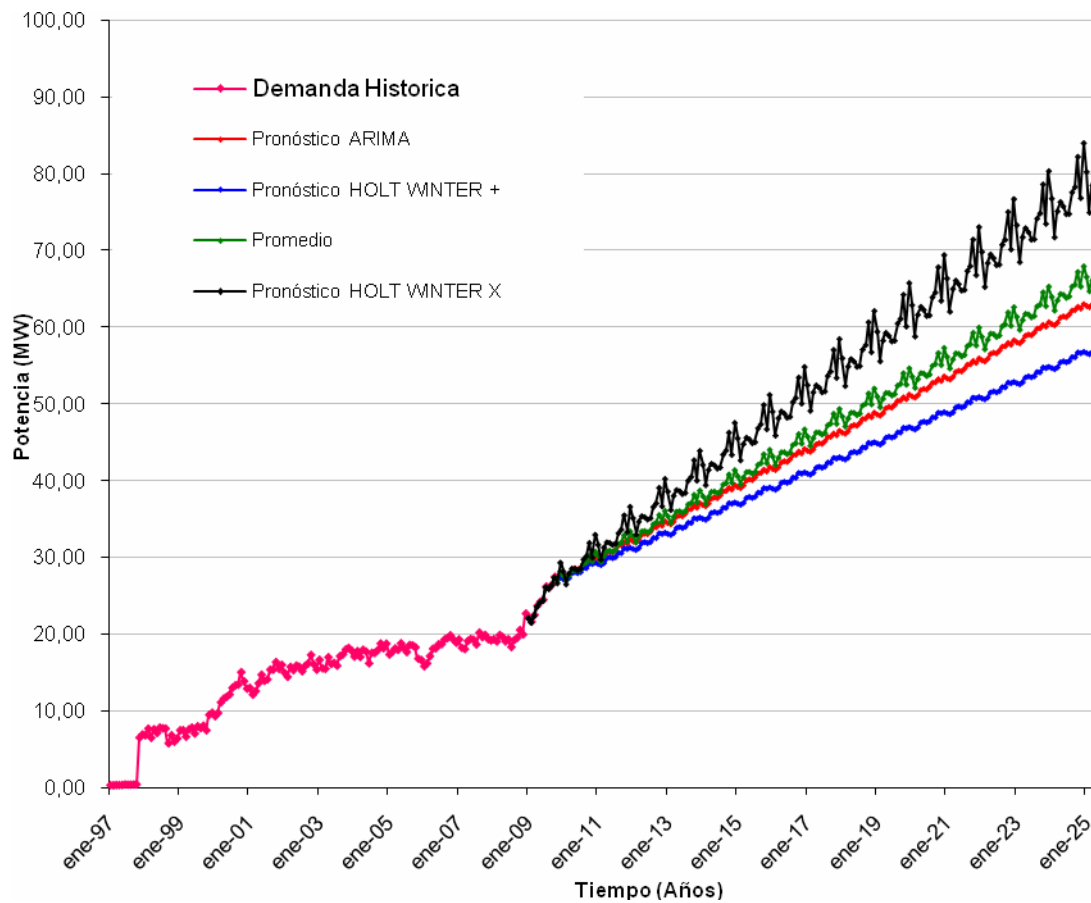


Fig. 5.5 Predicción de Demanda de Potencia S/E Las Isletas.

Fuente. Hernández Manuel

Como se mencionó anteriormente, de todos los modelos graficados se tomará en cuenta para el estudio el promedio (VERDE), de los modelos utilizados.

5.2.5 Pronóstico con Modelo ARIMA de la S/E Clarines

En la tabla 5.11 se presenta la predicción de demanda desde noviembre del 2009 hasta el año 2026, de la S/E Clarines. Cabe destacar que se obtuvo a través de la herramienta computacional Eviews. De igual manera se presenta la tasa de crecimiento interanual de dicha predicción.

Tabla 5.11 Pronóstico de Demanda con Modelo ARIMA.

<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>
nov-09	35,71	jul-13	39,12	mar-17	44,34	nov-20	49,97	jul-24	54,05
dic-09	35,59	ago-13	39,68	abr-17	45,12	dic-20	50,50	ago-24	54,61
ene-10	34,96	sep-13	40,18	may-17	44,67	ene-21	49,85	sep-24	55,11
feb-10	34,65	oct-13	40,40	jun-17	44,69	feb-21	49,96	oct-24	55,33
mar-10	34,58	nov-13	40,47	jul-17	44,55	mar-21	49,77	nov-24	55,40
abr-10	35,52	dic-13	41,00	ago-17	45,11	abr-21	50,55	dic-24	55,93
may-10	34,96	ene-14	40,35	sep-17	45,61	may-21	50,10	ene-25	55,28
jun-10	35,16	feb-14	40,46	oct-17	45,83	jun-21	50,12	feb-25	55,38
jul-10	35,10	mar-14	40,27	nov-17	45,90	jul-21	49,98	mar-25	55,20
ago-10	35,63	abr-14	41,05	dic-17	46,43	ago-21	50,54	abr-25	55,97
sep-10	36,21	may-14	40,60	ene-18	45,78	sep-21	51,04	may-25	55,53
oct-10	36,38	jun-14	40,62	feb-18	45,88	oct-21	51,26	jun-25	55,55
nov-10	36,41	jul-14	40,48	mar-18	45,70	nov-21	51,33	jul-25	55,41
dic-10	36,96	ago-14	41,04	abr-18	46,48	dic-21	51,86	ago-25	55,97
ene-11	36,27	sep-14	41,54	may-18	46,03	ene-22	51,21	sep-25	56,47
feb-11	36,37	oct-14	41,76	jun-18	46,05	feb-22	51,31	oct-25	56,69
mar-11	36,19	nov-14	41,83	jul-18	45,91	mar-22	51,12	nov-25	56,76
abr-11	36,95	dic-14	42,36	ago-18	46,47	abr-22	51,90	dic-25	57,28
may-11	36,52	ene-15	41,71	sep-18	46,97	may-22	51,46	ene-26	56,64
jun-11	36,55	feb-15	41,81	oct-18	47,19	jun-22	51,48	feb-26	56,74
jul-11	36,40	mar-15	41,62	nov-18	47,26	jul-22	51,33	mar-26	56,55
ago-11	36,98	abr-15	42,40	dic-18	47,79	ago-22	51,90	abr-26	57,33
sep-11	37,47	may-15	41,96	ene-19	47,14	sep-22	52,40	may-26	56,89
oct-11	37,69	jun-15	41,98	feb-19	47,24	oct-22	52,62	jun-26	56,90
nov-11	37,76	jul-15	41,84	mar-19	47,05	nov-22	52,69	jul-26	56,76
dic-11	38,29	ago-15	42,40	abr-19	47,83	dic-22	53,21	ago-26	57,33
ene-12	37,64	sep-15	42,90	may-19	47,39	ene-23	52,57	sep-26	57,82
feb-12	37,74	oct-15	43,12	jun-19	47,41	feb-23	52,67	oct-26	58,04
mar-12	37,55	nov-15	43,19	jul-19	47,26	mar-23	52,48	nov-26	58,11
abr-12	38,33	dic-15	43,71	ago-19	47,83	abr-23	53,26	dic-26	58,64
may-12	37,89	ene-16	43,07	sep-19	48,32	may-23	52,81		
jun-12	37,91	feb-16	43,17	oct-19	48,54	jun-23	52,83		
jul-12	37,77	mar-16	42,98	nov-19	48,62	jul-23	52,69		
ago-12	38,33	abr-16	43,76	dic-19	49,14	ago-23	53,25		
sep-12	38,83	may-16	43,31	ene-20	48,50	sep-23	53,75		
oct-12	39,05	jun-16	43,33	feb-20	48,60	oct-23	53,97		
nov-12	39,12	jul-16	43,19	mar-20	48,41	nov-23	54,04		
dic-12	39,64	ago-16	43,76	abr-20	49,19	dic-23	54,57		
ene-13	39,00	sep-16	44,25	may-20	48,74	ene-24	53,92		
feb-13	39,10	oct-16	44,47	jun-20	48,76	feb-24	54,03		
mar-13	38,91	nov-16	44,54	jul-20	48,62	mar-24	53,84		
abr-13	39,69	dic-16	45,07	ago-20	49,18	abr-24	54,62		

Fuente: Hernández Manuel

A continuación se presenta una tabla que representa la demanda máxima anual a través del modelo ARIMA, para luego calcular la tasa de crecimiento interanual del pronóstico.

Tabla 5.12 Máxima Demanda Anual Arima.

<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>T-crecimiento %</i>
1997	22,58	-1,4%
1998	22,02	-2,5%
1999	24,10	9,4%
2000	22,55	-6,4%
2001	23,66	4,9%
2002	23,57	-0,4%
2003	23,61	0,2%
2004	24,33	3,0%
2005	29,00	19,2%
2006	31,92	10,1%
2007	30,88	-3,3%
2008	32,76	6,1%
2009	36,26	10,7%
2010	36,96	1,9%
2011	38,29	3,6%
2012	39,64	3,5%
2013	41,00	3,4%
2014	42,36	3,3%
2015	43,71	3,2%
2016	45,07	3,1%
2017	46,43	3,0%
2018	47,79	2,9%
2019	49,14	2,8%
2020	50,50	2,8%
2021	51,86	2,7%
2022	53,21	2,6%
2023	54,57	2,6%
2024	55,93	2,5%
2025	57,28	2,4%
2026	58,64	2,4%

Fuente. Hernández Manuel

Se puede apreciar que existen tasas de incrementos negativas lo que significa que la demanda descendió con respecto al valor del año anterior. La explicación de esta caída de la demanda en algunos años se debe a botes o transferencia de carga que realiza CADAFE.

5.2.6 Pronóstico con Modelo Holt Winters Aditivo de la S/E Clarines

En la tabla 5.13 se presenta la predicción de demanda a través del modelo Holt Winters Aditivo, el cual está comprendido entre octubre del 2009 hasta diciembre del 2026. De igual manera este pronóstico se obtuvo con la ayuda del programa Eviews.

Tabla 5.13 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Aditivo (1/2).

<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>
nov-09	36,81	jul-13	43,67	mar-17	51,94	nov-20	60,60	jul-24	67,86
dic-09	36,91	ago-13	44,29	abr-17	52,75	dic-20	61,27	ago-24	68,50
ene-10	36,47	sep-13	44,87	may-17	52,37	ene-21	60,68	sep-24	69,09
feb-10	36,33	oct-13	45,14	jun-17	52,44	feb-21	60,87	oct-24	69,37
mar-10	36,33	nov-13	45,31	jul-17	52,34	mar-21	60,74	nov-24	69,55
abr-10	37,36	dic-13	45,96	ago-17	52,97	abr-21	61,55	dic-24	70,21
may-10	36,89	ene-14	45,37	sep-17	53,56	may-21	61,18	ene-25	69,63
jun-10	37,13	feb-14	45,56	oct-17	53,83	jun-21	61,24	feb-25	69,83
jul-10	37,13	mar-14	45,43	nov-17	54,00	jul-21	61,15	mar-25	69,69
ago-10	37,72	abr-14	46,24	dic-17	54,66	ago-21	61,78	abr-25	70,51
sep-10	38,37	may-14	45,86	ene-18	54,07	sep-21	62,37	may-25	70,14
oct-10	38,61	jun-14	45,93	feb-18	54,26	oct-21	62,65	jun-25	70,21
nov-10	38,75	jul-14	45,83	mar-18	54,13	nov-21	62,82	jul-25	70,12
dic-10	39,41	ago-14	46,46	abr-18	54,94	dic-21	63,49	ago-25	70,76
ene-11	38,80	sep-14	47,04	may-18	54,56	ene-22	62,90	sep-25	71,35
feb-11	38,98	oct-14	47,31	jun-18	54,63	feb-22	63,10	oct-25	71,63
mar-11	38,87	nov-14	47,48	jul-18	54,53	mar-22	62,96	nov-25	71,81
abr-11	39,69	dic-14	48,13	ago-18	55,16	abr-22	63,77	dic-25	72,48
may-11	39,32	ene-15	47,54	sep-18	55,75	may-22	63,40	ene-26	71,89
jun-11	39,41	feb-15	47,73	oct-18	56,02	jun-22	63,47	feb-26	72,09
jul-11	39,31	mar-15	47,59	nov-18	56,19	jul-22	63,38	mar-26	71,96
ago-11	39,95	abr-15	48,41	dic-18	56,85	ago-22	64,01	abr-26	72,78
sep-11	40,52	may-15	48,03	ene-19	56,26	sep-22	64,60	may-26	72,41
oct-11	40,79	jun-15	48,09	feb-19	56,46	oct-22	64,88	jun-26	72,48

Tabla 5.13 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Aditivo (2/2).

nov-11	40,97	jul-15	48,00	mar-19	56,32	nov-22	65,05	jul-26	72,39
dic-11	41,61	ago-15	48,62	abr-19	57,13	dic-22	65,72	ago-26	73,03
ene-12	41,02	sep-15	49,21	may-19	56,76	ene-23	65,13	sep-26	73,62
feb-12	41,21	oct-15	49,48	jun-19	56,82	feb-23	65,33	oct-26	73,90
mar-12	41,08	nov-15	49,65	jul-19	56,73	mar-23	65,19	nov-26	74,08
abr-12	41,90	dic-15	50,30	ago-19	57,36	abr-23	66,01	dic-26	74,75
may-12	41,52	ene-16	49,71	sep-19	57,95	may-23	65,64		
jun-12	41,59	feb-16	49,90	oct-19	58,22	jun-23	65,71		
jul-12	41,50	mar-16	49,76	nov-19	58,39	jul-23	65,61		
ago-12	42,13	abr-16	50,58	dic-19	59,05	ago-23	66,25		
sep-12	42,70	may-16	50,20	ene-20	58,46	sep-23	66,84		
oct-12	42,98	jun-16	50,26	feb-20	58,66	oct-23	67,12		
nov-12	43,15	jul-16	50,17	mar-20	58,52	nov-23	67,29		
dic-12	43,79	ago-16	50,79	abr-20	59,34	dic-23	67,96		
ene-13	43,20	sep-16	51,38	may-20	58,96	ene-24	67,37		
feb-13	43,39	oct-16	51,65	jun-20	59,03	feb-24	67,57		
mar-13	43,26	nov-16	51,82	jul-20	58,93	mar-24	67,44		
abr-13	44,08	dic-16	52,48	ago-20	59,57	abr-24	68,25		

Fuente. Hernández Manuel

A continuación se presenta una tabla que representa la demanda máxima anual a través del modelo Holt Winter Aditivo, para luego calcular la tasa de crecimiento interanual del pronóstico.

Tabla 5.14 Máxima Demanda Anual Holt Winter Aditivo (1/2).

AÑO	Máxima Anual Holt Winters	T-crecimiento %
1997	22,58	-1,4%
1998	22,02	-2,5%
1999	24,10	9,4%
2000	22,55	-6,4%
2001	23,66	4,9%
2002	23,57	-0,4%
2003	23,61	0,2%
2004	24,33	3,0%
2005	29,00	19,2%
2006	31,92	10,1%
2007	29,89	-6,4%

Tabla 5.14 Máxima Demanda Anual Holt Winter Aditivo (2/2).

2008	32,76	9,6%
2009	36,91	12,7%
2010	39,41	6,8%
2011	41,61	5,6%
2012	43,79	5,3%
2013	45,96	5,0%
2014	48,13	4,7%
2015	50,30	4,5%
2016	52,48	4,3%
2017	54,66	4,2%
2018	56,85	4,0%
2019	59,05	3,9%
2020	61,27	3,7%
2021	63,49	3,6%
2022	65,72	3,5%
2023	67,96	3,4%
2024	70,21	3,3%
2025	72,48	3,2%
2026	74,75	3,1%

Fuente. Hernández Manuel

5.2.7 Pronóstico con Modelo Holt Winters Multiplicativo de la S/E Clarines

En la tabla 5.15 se presenta la predicción de demanda a través del modelo Holt Winters Multiplicativo, el cual está comprendido entre octubre del 2009 hasta diciembre del 2026. De igual manera este pronóstico se obtuvo con la ayuda del programa Eviews.

Tabla 5.15 Pronóstico de Demanda con Modelo Holt Winters Multiplica.

<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>	<i>AÑO</i>	<i>Máxima Anual ARIMA</i>
nov-09	35,76	jul-13	38,17	mar-17	43,78	nov-20	45,69	jul-24	47,87
dic-09	37,10	ago-13	38,98	abr-17	45,19	dic-20	47,38	ago-24	48,88
ene-10	36,87	sep-13	39,52	may-17	42,49	ene-21	47,06	sep-24	49,53
feb-10	37,69	oct-13	39,67	jun-17	41,87	feb-21	48,10	oct-24	49,70
mar-10	37,25	nov-13	39,37	jul-17	41,70	mar-21	47,51	nov-24	49,31
abr-10	38,47	dic-13	40,84	ago-17	42,58	abr-21	49,04	dic-24	51,12
may-10	36,18	ene-14	40,57	sep-17	43,16	may-21	46,10	ene-25	50,77
jun-10	35,66	feb-14	41,48	oct-17	43,32	jun-21	45,42	feb-25	51,88
jul-10	35,52	mar-14	40,98	nov-17	42,98	jul-21	45,23	mar-25	51,24
ago-10	36,29	abr-14	42,31	dic-17	44,58	ago-21	46,18	abr-25	52,88
sep-10	36,79	may-14	39,79	ene-18	44,28	sep-21	46,80	may-25	49,71
oct-10	36,93	jun-14	39,21	feb-18	45,26	oct-21	46,96	jun-25	48,97
nov-10	36,66	jul-14	39,05	mar-18	44,71	nov-21	46,60	jul-25	48,76
dic-10	38,03	ago-14	39,88	abr-18	46,15	dic-21	48,32	ago-25	49,78
ene-11	37,79	sep-14	40,43	may-18	43,39	ene-22	47,99	sep-25	50,44
feb-11	38,64	oct-14	40,58	jun-18	42,76	feb-22	49,04	oct-25	50,61
mar-11	38,18	nov-14	40,28	jul-18	42,58	mar-22	48,44	nov-25	50,21
abr-11	39,43	dic-14	41,77	ago-18	43,48	abr-22	50,00	dic-25	52,06
may-11	37,08	ene-15	41,50	sep-18	44,07	may-22	47,00	ene-26	51,70
jun-11	36,55	feb-15	42,42	oct-18	44,23	jun-22	46,31	feb-26	52,83
jul-11	36,41	mar-15	41,91	nov-18	43,89	jul-22	46,11	mar-26	52,17
ago-11	37,19	abr-15	43,27	dic-18	45,51	ago-22	47,08	abr-26	53,84
sep-11	37,70	may-15	40,69	ene-19	45,21	sep-22	47,71	may-26	50,61
oct-11	37,85	jun-15	40,10	feb-19	46,21	oct-22	47,87	jun-26	49,86
nov-11	37,57	jul-15	39,93	mar-19	45,64	nov-22	47,50	jul-26	49,64
dic-11	38,97	ago-15	40,78	abr-19	47,12	dic-22	49,25	ago-26	50,67
ene-12	38,72	sep-15	41,34	may-19	44,30	ene-23	48,92	sep-26	51,35
feb-12	39,59	oct-15	41,49	jun-19	43,65	feb-23	49,99	oct-26	51,52
mar-12	39,11	nov-15	41,18	jul-19	43,46	mar-23	49,37	nov-26	51,11
abr-12	40,39	dic-15	42,71	ago-19	44,38	abr-23	50,96	dic-26	52,99
may-12	37,98	ene-16	42,43	sep-19	44,98	may-23	47,90		
jun-12	37,43	feb-16	43,37	oct-19	45,14	jun-23	47,20		
jul-12	37,29	mar-16	42,84	nov-19	44,79	jul-23	46,99		
ago-12	38,09	abr-16	44,23	dic-19	46,45	ago-23	47,98		
sep-12	38,61	may-16	41,59	ene-20	46,14	sep-23	48,62		
oct-12	38,76	jun-16	40,98	feb-20	47,15	oct-23	48,78		
nov-12	38,47	jul-16	40,82	mar-20	46,57	nov-23	48,40		
dic-12	39,90	ago-16	41,68	abr-20	48,08	dic-23	50,19		
ene-13	39,65	sep-16	42,25	may-20	45,20	ene-24	49,84		
feb-13	40,53	oct-16	42,40	jun-20	44,53	feb-24	50,94		
mar-13	40,05	nov-16	42,08	jul-20	44,35	mar-24	50,31		
abr-13	41,35	dic-16	43,64	ago-20	45,28	abr-24	51,92		

Fuente: Hernández Manuel

5.2.8 Combinación Lineal de Pronóstico para S/E Clarines

De igual forma que para la S/E La Isleta, se procede a realizar la combinación lineal de pronóstico para determinar los mínimos, máximos y promedios de la serie con respecto a los modelos usados para la predicción de demanda. Finalmente se tomará en cuenta para la realización de las mejoras a inmediato, corto, mediano y largo plazo, el promedio resultante de esta combinación lineal de pronóstico.

A continuación se presenta la tabla 5. 16, la cual presenta de manera de ejemplo la combinación lineal de pronóstico ilustrando solo unos años de predicción.

Tabla 5.16 Combinación Lineal de Pronóstico (1/2).

AÑO	ARIMA	H-W X	H-W +	Min	Max	Prom
nov-09	35,71	35,76	36,81	35,71	36,81	36,09
dic-09	35,59	37,10	36,91	35,59	37,10	36,53
ene-10	34,96	36,87	36,47	34,96	36,87	36,10
feb-10	34,65	37,69	36,33	34,65	37,69	36,23
mar-10	34,58	37,25	36,33	34,58	37,25	36,05
abr-10	35,52	38,47	37,36	35,52	38,47	37,12
may-10	34,96	36,18	36,89	34,96	36,89	36,01
jun-10	35,16	35,66	37,13	35,16	37,13	35,98
jul-10	35,10	35,52	37,13	35,10	37,13	35,92
ago-10	35,63	36,29	37,72	35,63	37,72	36,54
sep-10	36,21	36,79	38,37	36,21	38,37	37,12
oct-10	36,38	36,93	38,61	36,38	38,61	37,31
nov-10	36,41	36,66	38,75	36,41	38,75	37,27
dic-10	36,96	38,03	39,41	36,96	39,41	38,13
ene-11	36,27	37,79	38,80	36,27	38,80	37,62
feb-11	36,37	38,64	38,98	36,37	38,98	38,00
mar-11	36,19	38,18	38,87	36,19	38,87	37,75
abr-11	36,95	39,43	39,69	36,95	39,69	38,69
may-11	36,52	37,08	39,32	36,52	39,32	37,64
jun-11	36,55	36,55	39,41	36,55	39,41	37,50
jul-11	36,40	36,41	39,31	36,40	39,31	37,37
ago-11	36,98	37,19	39,95	36,98	39,95	38,04

Tabla 5.16 Combinación Lineal de Pronóstico (2/2).

sep-11	37,47	37,70	40,52	37,47	40,52	38,56
oct-11	37,69	37,85	40,79	37,69	40,79	38,78
nov-11	37,76	37,57	40,97	37,57	40,97	38,77
dic-11	38,29	38,97	41,61	38,29	41,61	39,62
ene-12	37,64	38,72	41,02	37,64	41,02	39,13
feb-12	37,74	39,59	41,21	37,74	41,21	39,51
mar-12	37,55	39,11	41,08	37,55	41,08	39,25
abr-12	38,33	40,39	41,90	38,33	41,90	40,21
may-12	37,89	37,98	41,52	37,89	41,52	39,13
jun-12	37,91	37,43	41,59	37,43	41,59	38,98
jul-12	37,77	37,29	41,50	37,29	41,50	38,85
ago-12	38,33	38,09	42,13	38,09	42,13	39,51
sep-12	38,83	38,61	42,70	38,61	42,70	40,05
oct-12	39,05	38,76	42,98	38,76	42,98	40,26
nov-12	39,12	38,47	43,15	38,47	43,15	40,24
dic-12	39,64	39,90	43,79	39,64	43,79	41,11

Fuente. Hernández Manuel

En la tabla siguiente se presenta la demanda máxima anual de la combinación lineal, así como también la tasa de incremento porcentual de cada uno de los años.

Tabla 5.17 Demanda Máxima Combinación Lineal de Pronóstico (1/2).

Año	Dmáx	%Crec.
2007	29,89	
2008	32,76	9,6%
2009	36,26	10,7%
2010	38,13	5,2%
2011	39,62	3,9%
2012	41,11	3,8%
2013	42,60	3,6%
2014	44,09	3,5%
2015	45,57	3,4%
2016	47,06	3,3%
2017	48,56	3,2%
2018	50,05	3,1%
2019	51,55	3,0%

Tabla 5.17 Demanda Máxima Combinación Lineal de Pronostico (2/2).

2020	53,05	2,9%
2021	54,55	2,8%
2022	56,06	2,8%
2023	57,57	2,7%
2024	59,09	2,6%
2025	60,61	2,6%
2026	62,13	2,5%

Fuente. Hernández Manuel

Para la realización de esta tabla se tomó en cuenta la máxima demanda anual de la serie promedio de la combinación lineal de pronóstico. En la Figura 5.6 se presenta la grafica de cada unos de los modelos usados para la predicción, así como también, la data histórica de la carga y el promedio entre los modelos.

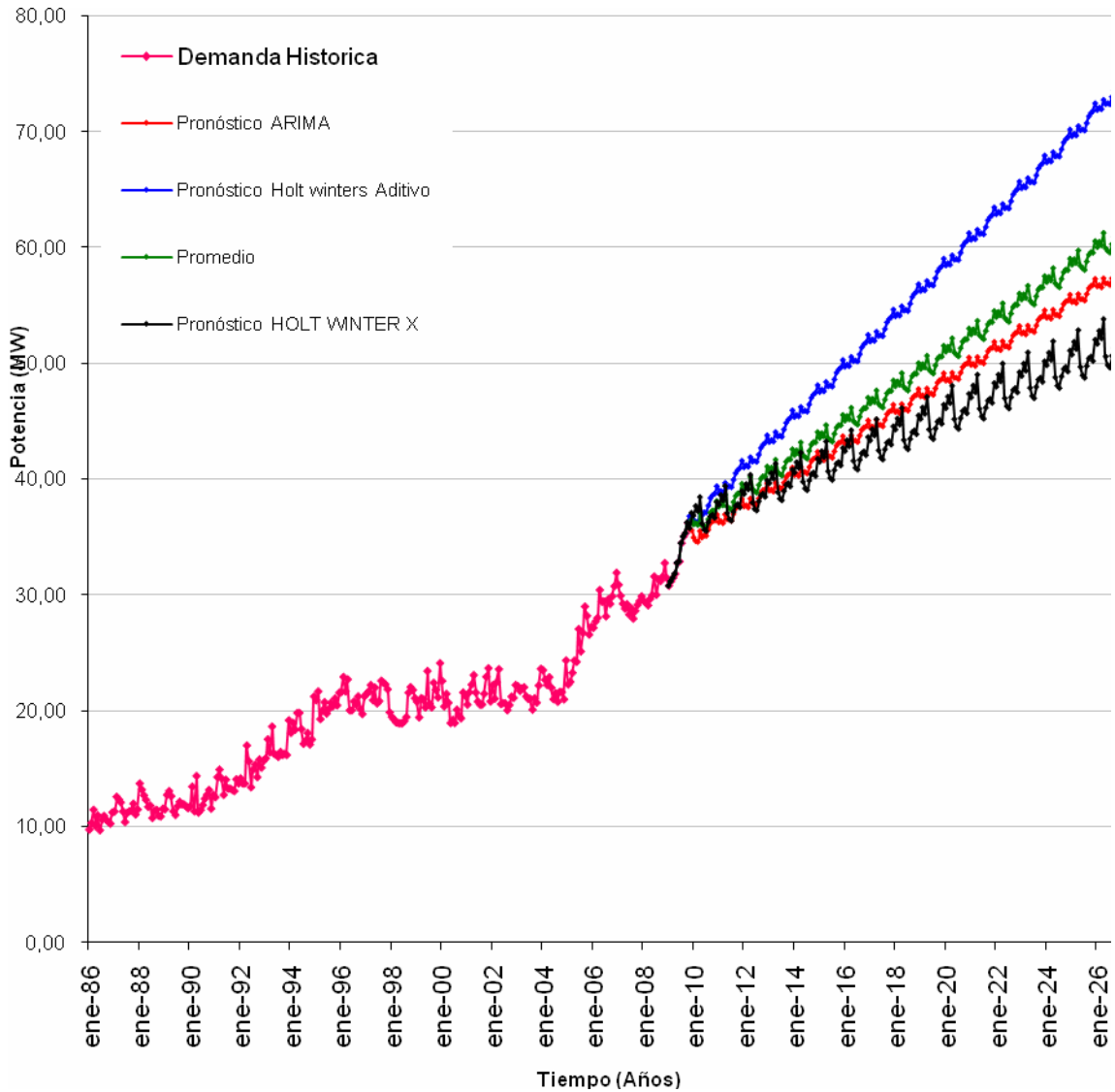


Fig. 5.6 Predicción de Demanda de Potencia S/E Clarines.

Fuente. Hernández Manuel

Como se mencionó anteriormente, de todos los modelos graficados se tomará en cuenta para el estudio el promedio (VERDE), de los modelos utilizados.

CAPÍTULO 6: PROPUESTAS

6.1 Descripción de las Mejoras a Realizar

Las mejoras a realizar para el sistema en estudio se plantearan en cuatros (4) etapas diferentes, entre las cuales se tienen: Como primera etapa las mejoras a inmediato plazo, segunda etapa a corto plazo (de 6 meses a 1 años), tercera etapa a mediano (de 1 años a 3 años) plazo y por última etapa a largo plazo (de 3 años a 5 años). Es importante resaltar que los años comprendidos en cada etapa corresponden al tiempo de ejecución de la obrar.

6.1.1 Propuestas a Inmediato Plazo

6.1.1.1 Cambio del Transformador 115/34.5 kV de 20 MVA de la S/E Clarines

Cambiar el transformador 115/34.5 kV de 20 MVA de la S/E Clarines, por uno de 36 MVA con los mismo niveles de tensión. Se requiere de esta operación ya que los niveles de sobrecarga del transformador TR-1 de la S/E son alarmantes y la temperatura del mismo se encuentra muy por encima de su valor nominal, es necesario realizar el cambio del transformador antes que el mismo explote por sobrecarga y temperaturas elevadas. Este cambio del transformador permite que los niveles de tensión de las barras mejoren considerablemente. A continuación se presenta el flujo de carga con las mejoras propuestas.

Tabla 6.1 Voltaje de Barras.

Nombre De Barras	Voltaje Nominal (KV)	Voltaje Actual (kV)	Voltaje Prop N° 1 (kV) T-1 36 MVA	Voltaje Actuales (p.u)	Voltaje Prop N°1 (p.u) T-1 36 MVA
Boca de Uchire 34.5	34,5	24,536	28,2313	0,711	0,818
Clarines 34.5	34,5	31,131	33,859	0,902	0,981
E/R Mayare 34.5	34,5	26,610	30,291	0,771	0,878
E/R Mayare 34.5(1)	34,5	28,881	33,157	0,837	0,961
Guanape 34.5	34,5	26,788	31,489	0,776	0,913
Mayare 34.5	34,5	28,151	31,504	0,816	0,913
San J de Guaribe34.5	34,5	22,929	28,423	0,665	0,824
Santa Fe 34.5	34,5	29,581	32,454	0,857	0,941
Valle Guanape 34.5	34,5	24,320	29,532	0,705	0,856
Barbacoa I B115	115	108,633	109,4227	0,945	0,952
Isleta 115	115	100,397	102,217	0,873	0,889
Isleta 13.8	13,8	13,862	14,122	1,005	1,023
Clarines 115	115	95,829	98,463	0,833	0,856
Clarines 13.8	13,8	12,204	12,556	0,884	0,910

Fuente. Hernández Manuel

En la tabla anterior se puede ver claramente las mejoras en las tensiones de las barras del sistema, en la figura 6.1 se aprecia el impacto del cambio del transformador. Es importante resaltar que para realizar el cambio del transformador no es necesario cambiar el sistema de protección ya instalado, es decir, la infraestructura actual, los equipos de protección que corresponden al transformador instalado, permanecerán para el nuevo transformador de 36 MVA. En poca palabras lo único que debe de cambiarse es el transformador.

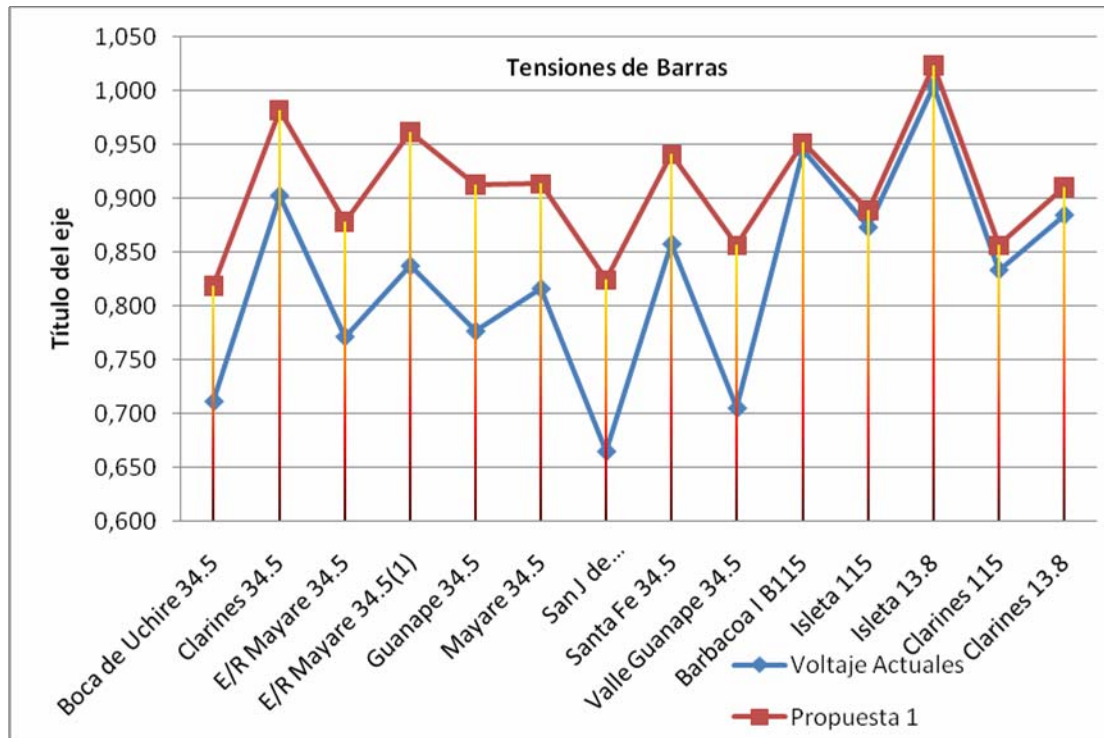


Fig. 6.1 Voltajes Actuales de Barras Vs. Voltajes de Barras Propuesta 1.

Fuente. Hernández Manuel

En cuanto a niveles de carga de los transformadores, se puede decir que los porcentajes de los mismos mejoran, permitiendo un mejor funcionamiento de dichos transformadores. En la figura 6.2 se aprecia la caída de los porcentajes de los transformadores en condiciones actuales y con la propuesta incluida. Lo más resaltante es que el regulador de tensión presente en el sistema pasa de estar en un estado crítico de operación al superar el 80 % de su funcionamiento, a un estado de condición normal, permitiendo prolongar la vida útil de dicho regulador. Lo mismo pasa para el autotransformador de la S/E Barbacoa.

Niveles de carga de los Transformadores

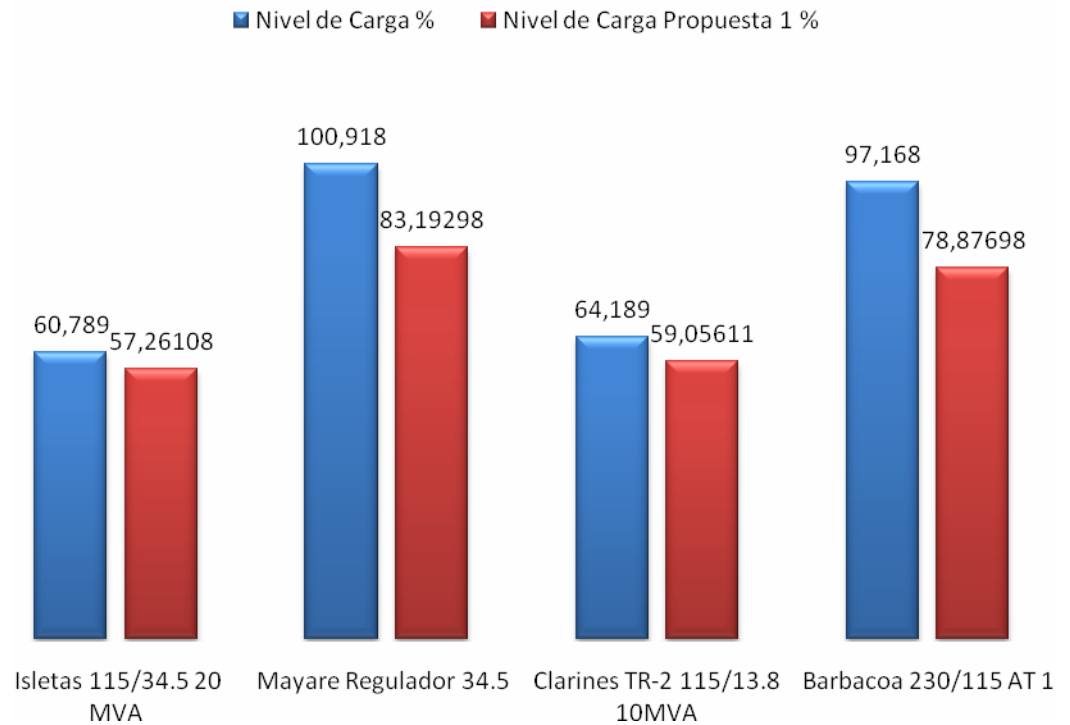


Fig. 6.2. Niveles de Cargas de Los Transformadores.

Fuente. Hernández Manuel

Es importante resaltar que estos flujos de cargas fueron realizados bajo las condiciones actuales de carga del sistema. Al ir incrementando las cargas tomando en cuenta el pronóstico de demanda realizado, se pudo observar que esta propuesta no es suficiente para soportar el incremento de cargas a partir del año 2011. Para finales del año 2010, las condiciones operativas de los transformadores vuelven a ser críticas.

6.1.1.2 Cambio de los Autotransformadores de 100 MVA de la S/E Barbacoa I

Esta propuesta consiste en cambiar los autotransformadores 2 y 3 230/115 kV de 100 MVA cada uno de la S/E Barbacoa I, por transformadores de 200 MVA cada

unos. Esto permite tener mejores niveles de tensión en las barras en donde se encuentran conectada la salida de la zona en estudio, que a su vez permite que lleguen mejores niveles de tensión para las barras de las S/E comprendidas en el sistema.

6.1.1.3 Flujo de Carga para Año 2013

Una vez presentadas las propuestas se procede a realizar un flujo de carga futuro, con la máxima demanda de cargas para el año 2013, en donde se presenta los niveles de cargas de las líneas y transformadores. En la tabla 6.2 presenta los valores de corriente de las líneas, así como también el porcentaje de nivel de cargas de las mismas.

Tabla 6.2 Niveles de Cargas de las Líneas.

Líneas	Tensión kV.	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Aparente (MVA)	Nivel de Carga %	Corriente Nominal kA	Carga (kA)
Clarines- Boca de Uchire	34.5	7,227	3,689	8,114	50,691	0,280	0,142
Clarines- Mayare	34.5	13,299	8,651	15,865	98,473	0,280	0,276
Clarines- Santa Fe	34.5	4,947	1,821	5,272	32,830	0,280	0,092
Guanape.VGuanape	34.5	6,206	2,672	6,757	52,221	0,280	0,146
Mayare-Regulación	34.5	9,642	5,712	11,207	80,883	0,280	0,226
Regulacion-Guanape	34.5	9,161	4,164	10,063	72,864	0,280	0,204
V.Guanape-Guaribe	34.5	2,956	1,084	3,148	26,843	0,280	0,075
Barbacoa - Isleta	115	53,133	36,171	64,276	71,094	0,465	0,331
Isleta - Clarines	115	22,354	19,536	29,687	36,734	0,465	0,171

Fuente. Hernández Manuel

A continuación se presenta la figura 6.3, la cual corresponde a los niveles de carga de las líneas.

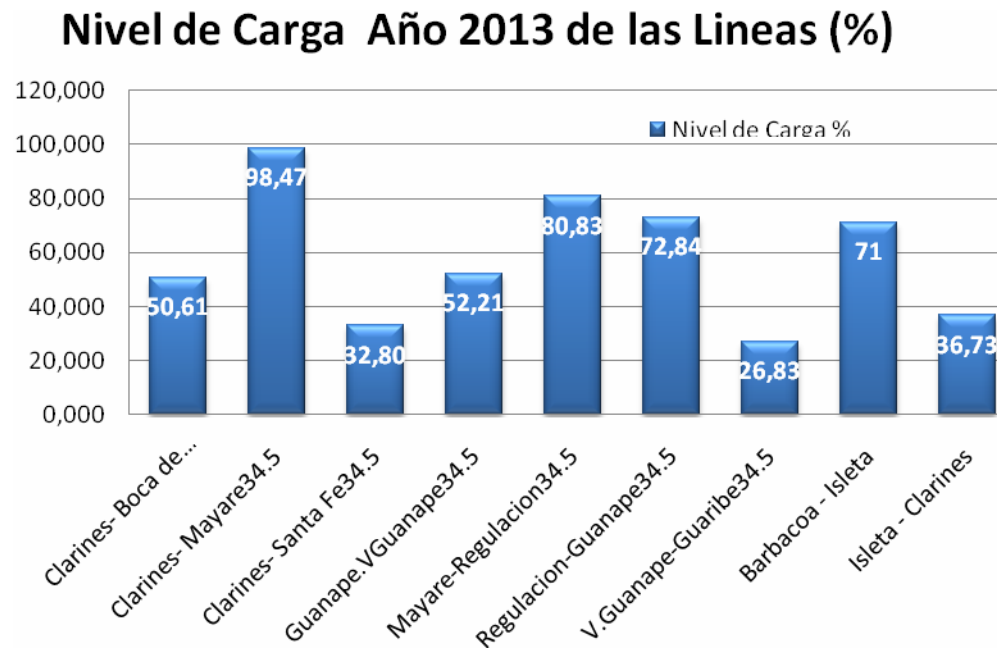


Fig. 6.3 Porcentaje de Cargas de las Líneas Año 2013.

Fuente. Hernández Manuel

De la tabla 6.2 y la figura 6.3, se puede determinar que se encuentran una sola línea en condición de operación crítica, la cual corresponde al tramo Clarines-Mayare.

En cuanto a porcentajes de carga de los transformadores, se presenta la figura 6.4, de la cual se puede apreciar el alto nivel de carga que presenta el regulador de tensión, trabajando este muy por encima de su capacidad nominal.

Nivel de Carga de Transformadores 2013 (%)

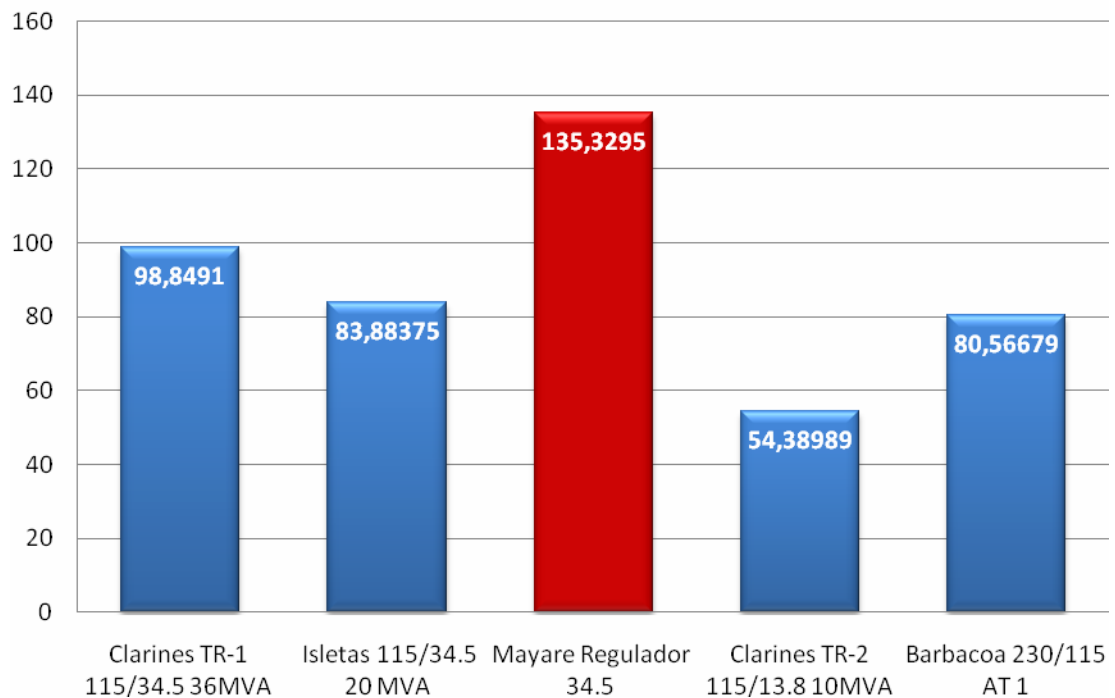


Fig. 6.4 Niveles de Carga de los Transformadores para el año 2013.

Fuente. Hernández Manuel

El transformador TR-1 de la S/E Clarines, para esta etapa del pronóstico, ya comienza a presentar niveles porcentuales de cargas muy elevado (ver Fig. 6.4), lo cual indica que las 2 propuesta presentada anteriormente satisface las necesidades de carga de la zona hasta aproximadamente el año 2014. Lo que implica que debe de realizarse mejoras aunadas a las anteriores para soportar la demanda del sistema.

6.1.2 Propuestas a Corto Plazo

Estas propuestas son previstas para ser ejecutada en un plazo de 6 meses a un año de construcción.

6.1.2.1 Construcción de Líneas 115 Kv Doble Terna

Actualmente entre las S/E Barbacoa I y el complejo Criogénico de Jose, se encuentran torres para líneas 115 kV doble terna que no están siendo utilizada, ya que gran parte del conductor para este tramo fue robado. Esta línea comunicaba la S/E Barbacoa I y la S/E Jose a nivel de 115 kv. La Propuesta consiste en utilizar estas torres ya existentes y extender la línea hasta la S/E Las Isletas. Esto permite dar confiabilidad al sistema, ya que como se menciona en el planteamiento del problema, el principal inconveniente de la zona, es que cuando ocurre una falla en la línea simple terna para el tramo Barbacoa I- Las Isleta, toda la zona Oeste del estado queda sin energía. Con la incorporación de esta línea doble terna, al ocurrir una falla en la línea simple terna, el sistema se mantiene a través de estas líneas nuevas. Las líneas deben tener un calibre de 500 MCM, para soportar la carga hasta el año de predicción.

Otra ventaja que posee esta propuesta, es que mejora los niveles de carga de las líneas ya existente, así como también mejora la conducción de la energía a la zona, permitiendo mejores niveles de tensión en las barras de cada una de las S/E.

6.1.2.2 Incorporación de Transformador 115/34.5 de 20 MVA en S/E Clarines

Una vez sustituido el transformador de 20 MVA de la S/E Clarines, por uno de 36 MVA, se propone construir toda la infraestructura necesaria para la ampliación de la S/E Clarines, así como también la implementación de todo el equipo de protección, para incorporar el transformador 115/34.5 reemplazado de 20 MVA. Esto permite reducir los porcentajes de carga de los transformadores y soportar el incremento de la demanda hasta aproximadamente el año 2020.

6.1.2.3 Reparación de Generadores Clarines

Como se menciono anteriormente la S/E Clarines, cuenta con 8 generadores de 2,3 MVA cada uno, de los cuales 6 se encuentran fuera de servicio. La propuesta es de reparar estos 6 generadores y generar 14 MVA aproximadamente. Estos 10 MVA nuevos permite aliviar el sistema en cuanto a carga se refiere. Es importante resaltar que para la empresa CADAPE, la generación distribuida tiene una vida útil ente 5 a 7 años, con los generadores operando al 80% de su capacidad nominal, es decir, 1,8 MVA cada uno.

Los generadores que actualmente se encuentra fuera de servicio, se debe a falta de mantenimiento previo, y para evitar que se dañe completamente, los operadores tomaron la decisión de colocarla fuera de servicio, hasta que se haga el mantenimiento correspondiente a cada generador. Esta información se obtuvo directamente por encuestas realizada a los operadores.

6.1.3 Propuesta a Mediano Plazo

Estas propuestas son previstas para ser ejecutadas en un plazo de 1 año a 3 años de construcción.

6.1.3.1 Construcción de Línea Doble Terna Tramo Isleta- Clarines

Una vez realizada la propuesta de aprovechar las torres ya existentes entre Barbacoa I y Jose y construir la línea hasta La Isleta en doble terna, se propone prolongar dicha línea desde la S/E Las Isletas hasta la S/E Clarines. Esto permite mejoras la transmisión de la energía a la zona en estudio, dándole confiabilidad al sistema, ya que si ocurre una falla en cualquier parte de la línea simple terna del

tramo BarbacoaI-Las Isletas-Clarines, el sistema se mantiene por la línea nueva incorporada doble terna.

6.1.3.2 Construcción de Generación Distribuida

La política de la Empresa actualmente es colocar este tipo de generación en los pueblo que se encuentra a mucha distancia del la S/E madre o centro de carga también conocido. Por esto se propone colocar generación Distribuida para las S/E Valle Guanape y S/E San José de Guaribe de 5 MVA cada unas. Esto permite aliviar la carga aguas abajo para la S/E Clarines y que las demanda por los pueblos Valle de Guanape y San José de Guaribe sea cubierto por esta generación incorporada. También permite mejoras en las tensiones de barras de la S/E Clarines, ya que se le está quitando la carga demandada por estas 2 S/E. Como se mencionó anteriormente esta generación distribuida tiene un tiempo de vida de funcionamiento entre 5 y 7 años de operación.

6.1.4 Propuesta a Largo Plazo

En vista de que el Sistema Eléctrico de la Zona Oeste del Estado Anzoátegui es muy largo y depende de una sola línea de transmisión de 115 kV, las propuestas para largo plazo se dividirán en tres etapas.

6.1.4.1 Etapa I

- ✓ Construcción de una S/E de transmisión de 230/115 kV en la cercanías del cruce de Santa Cruz (Cruce hacia Guanape), carretera de la costa. Para ello se aprovecha la alimentación de la línea existente de 230 kV entre la S/E Barbacoa I y S/E Santa Teresa del Tuy. Esta subestación constará con 2

autotransformadores de 100 MVA cada uno con perfiles de tensión de 230/115 Kv.

- ✓ Construcción de una línea de transmisión de 115 kV doble terna entre la S/E nueva y la S/E Clarines. Esta línea debe tener un diámetro de 500 MCM y la longitud aproximada es de 20 Km.

Con la construcción de esta etapa la confiabilidad del servicio aumenta un 90%, ya que si existe una falla en alguna de las líneas de transmisión ya existente el sistema se mantiene a través de este sistema nuevo.

6.1.4.2 Etapa II

- ✓ Construcción de una S/E 115/34,5 kV en las cercanía del pueblo de Valle Guanape, junto con la línea de transmisión de 115 kV doble terna, proveniente de la S/E Crucero de Santa Cruz, con una longitud de 60 Km aproximadamente. Esta propuesta permite alimentar las Subestaciones Guanape y San José de Guaribe a nivel de 34,5 kV, así como también el pueblo de Valle Guanape a 13,8 kV, eliminando los largos recorridos de los circuitos existentes hoy en día. Esta S/E contará de dos transformadores uno de 115/13,8 kV de 10 MVA para alimentar el pueblo de Valle Guanape, y otro de 115/34,5 kV de 20 MVA para alimentar las otras S/E.
- ✓ Sustituir el transformador de la S/E Santa Fe de 5 MVA por uno de 10 MVA. De igual manera con el transformador de la S/E Maracual de 1,6 MVA sustituirlo por uno de 5 MVA (este transformador puede ser el que está en la S/E Valle de Guanape de 34,5/13,8 kV la cual va ser eliminada).

6.1.4.3 Etapa III

- ✓ Construcción de una S/E de transmisión en el pueblo de Boca de Uchire la cual constará con dos transformadores uno de 10 MVA 115/13,8 kV para alimentar el pueblo y toda las zonas aledañas y otro transformador 115/34,5 kV, junto con una línea de transmisión de 115 kV doble proveniente de la S/E Crucero de Santa Cruz de 50 Km aproximadamente.

- ✓ Construcción de una línea de transmisión de 34,5 kV hasta el pueblo de Sabana de Uchire de 15 Km y su transformador de distribución de 34,5/13,8 kV. Esto serviría para también brindar servicio hacia Miranda, específicamente los sectores de Playa Pintada hasta el pueblo de Cupira.

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

- Por ser alimentado el Sistema Eléctrico de la Zona Oeste del Estado Anzoátegui, con una sola línea de transmisión de 115 kV simple terna y el sistema de subtransmisión y distribución al ser de largo recorrido por zona de alta vegetación (Zona Boscosa), la calidad y continuidad del servicio es muy deficiente.
- El transformador TR-1 de la S/E Clarines, se encuentra en estado de operación Crítica, debido a la sobrecarga y alta temperatura que presenta.
- Las tensiones de barra del sistema agua a bajo (subestaciones de los pueblos Guanape, Maracual, San José de Guaribe), están muy por debajo de los valores aceptable por las Normativas CADAPE, que permite un valor por unidad de 0.95.
- Los Autotransformadores de la S/E Barbacoa I, se encuentran sobrecargado, debido a la carga demanda por la zona norte y oeste del estado Anzoátegui.
- Los niveles de Carga de las líneas se encuentra dentro del rango de operación permitido en las normas CADAPE, la cual dice que las líneas deben de operar a 80% de su capacidad nominal.
- Los pronósticos de demanda obtenidos se ajustan muy favorablemente al crecimiento demográfico que experimente el área de estudio.

- Con la realización del flujo de carga se pudo comprobar la gravedad del sistema en estudio en cuanto a bajos niveles de tensiones en las barras y las sobrecargas de los transformadores y autotransformadores de las subestaciones estudiadas.
- Con la realización del análisis de corto circuito, se determinó que los sistema de protección existente en las subestaciones actuales, soportan las corriente de corto circuito o fallas que se puedan producir.
- La generación distribuida instalada en la S/E Clarines, presenta 6 generadores fuera de servicio debido a la falta de mantenimiento preventivo y mala utilización de los mismos, ya que estaban siendo usados de 8 a 10 horas diarias, y esta generación distribuida está diseñada solo para cubrir las horas pico de máxima demanda diaria de la zona.
- El sistema actualmente se encuentra en funcionamiento, debido al razonamiento de carga presente en la región 1, la cual es de 150 a 250 MVA diaria. Esto permite que las tensiones de Barra en la S/E Barbacoa I mejoren considerablemente y a su vez mejoren las tensiones de barras de las subestaciones en estudio.

7.2 Recomendaciones

- Tomar en cuenta las propuestas realizadas para mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio para la zona en estudio.
- Realizar cada una de las propuestas echa en conjunto, para así disminuir el tiempo de construcción de las mismas.

- Realizar el pronóstico de demanda a largo plazo (20 años), de sistema eléctrico del país, para obtener una planificación completa del sistema y poder hacer los flujos de cargas futuros pertinentes, y así conocer el funcionamiento del sistema para un horizonte de 20 años.
- Para obtener un pronóstico de demanda más exacto se debe contar con un historial diario de demanda de la zona, para ello se debe incentivar al personal de trabajo a llevar al día dichos datos.
- Realizar el levantamiento topográfico del sistema eléctrico de la zona Oeste del Estado Anzoátegui, en donde se especifique con claridad y exactitud las líneas a nivel de 115, 34,5 y 13,8 kV así como también la distancia de recorrido de los circuitos. De igual manera las capacidades, impedancia, posición actual de los tap (convidador de toma) de los transformadores instalado.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Reyes V, Edgar A. (2004). **“Estudio de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones en las Subestaciones: Guanta I, Guaraguao, Chuparín, Paraíso, Lechería, Cuartel, Barcelona”**, Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente, Venezuela.

[2] Prada O, José L. (2006). **“Pronóstico de Demanda de Potencia y Energía Eléctrica a Nivel de 115 Kv de las Subestaciones Maturín y La Paz ubicadas en el Estado Monagas. Periodo 2006-2025”**, Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente, Venezuela.

[3] Velásquez D, Julio C. (2009) **“Estudio de Cortocircuito, Flujo de Carga y Compensación de Reactivos del Circuito Eléctrico de Producción de Pie de Cerro en CVG BAUXILUM Los Pijiguaos, Municipio Cedeño- Estado Bolívar”**, Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente, Venezuela.

[4] CADAFE (1988) **“Normas Presentación de Proyectos de Subestaciones de Transmisión Subestaciones Normalizadas por Cadafe”** Código 156-82.

[5] J. J. Grainger, W. D. Stevenson Jr. (1996). **“Análisis de Sistema de Potencia”**. 1era edición, McGraw-Hill editorial.

[6] Coria C, Lino. (2004) **“Análisis de Flujo de Carga, Modelado y Operación de Líneas de Transmisión”**.

[7] Sin autor. (2002) **“Cálculos de Corrientes de Cortocircuito”**. Portal de la Universidad de la República de Uruguay:

http://iie.fing.edu.uy/ense/assign/iiee/Documentos/Teorico/Calculo_de_las_corrientes_de_cortocircuito.pdf

[8] Gutiérrez M. Ester. (2005). “**Modelos para la Predicción de Demanda de Energía Eléctrica**”. Portal de la Universidad Experimental de Madrid:

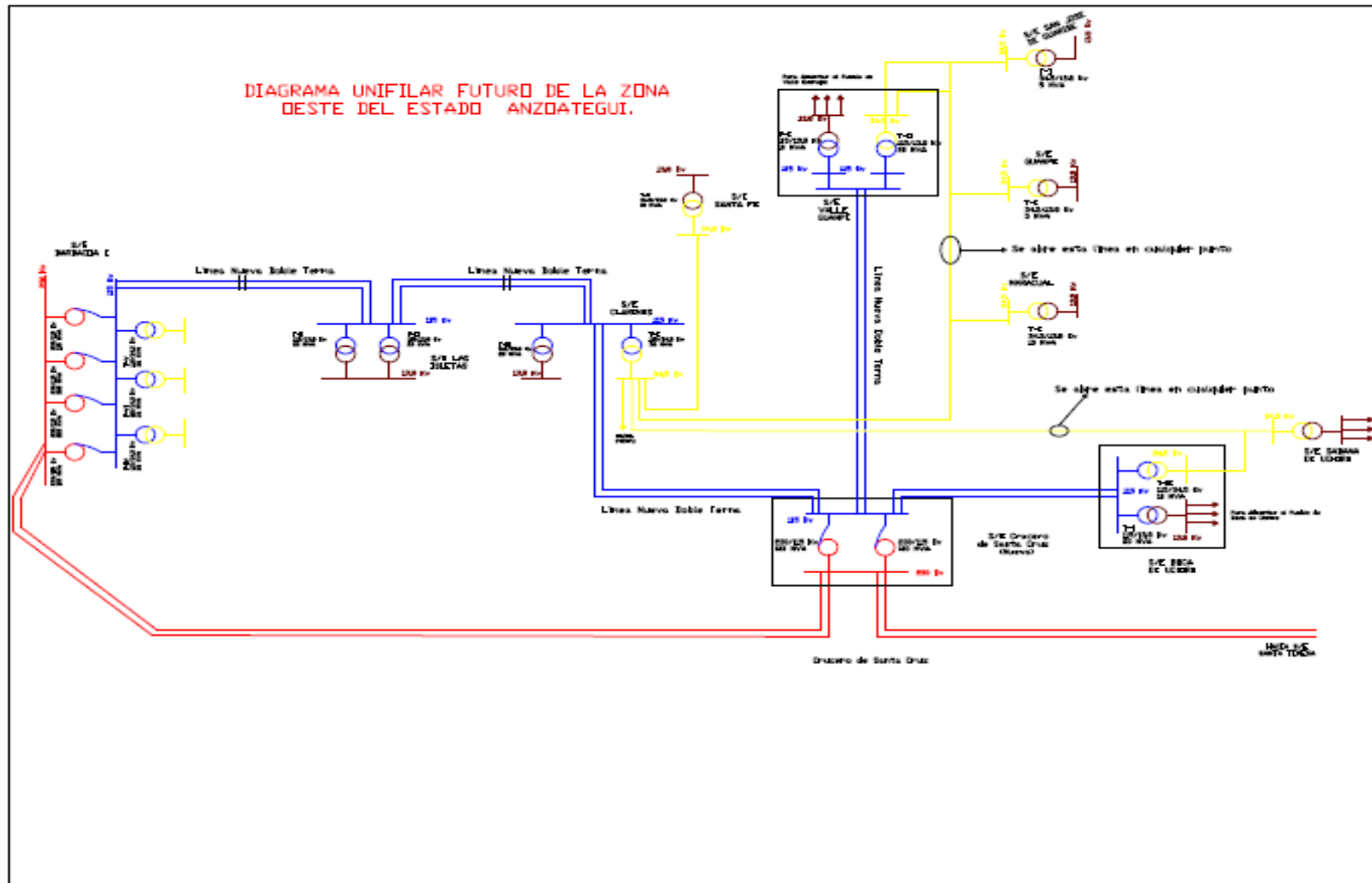
http://www.cervantesvirtual.com/servlet/SirveObras/01604185214584961880035/013293_3.pdf

[9] Montilla S, Darihelen I. (2006). “**Estudio de la Demanda por Subestaciones 115 kV de la Zona Norte del Estado Anzoátegui, Período 2005-2024**”, Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica, Universidad Central de Venezuela, Venezuela.

**ANEXO A: Diagrama Unifilar Actual del Sistema Eléctrico de la
Zona Oeste del Estado Anzoátegui.**

**ANEXO B: Diagrama Unifilar Futuro del Sistema Eléctrico de la
Zona Oeste del Estado Anzoátegui.**

DIAGRAMA UNIFILAR FUTURO DE LA ZONA
DESTE DEL ESTADO ANZOATEGUI.



METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ZONA OESTE DEL ESTADO AMZOÁTEGUI.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
HERNANDEZ MEJÍAS MANUEL ALEJANDRO	CVLAC: 18.299.337 E MAIL: hernandez.manuel1987@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

sistema eléctrico

flujo de carga

cortocircuito

power factory

pronóstico de demanda

evIEWS

transformadores

líneas de transmisión

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo describe el análisis de flujo de carga, así como también los estudios de cortocircuito y predicción de demanda para el Sistema Eléctrico de la Zona Oeste de Estado Anzoátegui. Estos estudios fueron elaborados a través de herramientas computacionales como lo son Power Factory, para el análisis de flujo de carga y estudio de niveles de corto circuito y Eviews. Se realizó el levantamiento del sistema eléctrico para así conocer lo más detallado posible los componentes instalados que conforman dicho sistema, como lo son: Tipos de conductores, distancia de recorridos de las líneas de transmisión, niveles de tensión de transmisión de energía eléctrica, capacidades instaladas de transformación de las subestaciones que forman parte del sistema, carga instalada, etc. Se realizó el análisis de flujo de carga, para así poder conocer las condiciones actuales del sistema y con esto tomar las decisiones pertinentes para el mejoramiento en cuanto a calidad y confiabilidad del servicio. De igual manera se realizó el estudio de corto circuito, permitiendo conocer los niveles de las corrientes de fallas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	Bermúdez Melquiades	ROL	CA	AS X	TU
CVLAC:		3.486.726			
E_MAIL		melquiadesbermudez@cantv.net			
E_MAIL					
Parra Hernán	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	hernanparra@cantv.net			
	E_MAIL				
Maza Manuel	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	8.266.951			
	E_MAIL	ingmanuelmaza@gmail.com			
	E_MAIL				
Jesús Mejías	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	Mejías.jesus@cadafe.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	01	28
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.zonaoestanz.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5
6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Departamento de Planificación (CADAPE) (OPCIONAL)

TEMPORAL: Seis (6) Meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Eléctrica

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/ Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

Artículo 41: “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.

Hernández Manuel

AUTOR

Bermúdez Melquiades

ASESOR

Parra Hernán

JURADO

Maza Manuel

JURADO

Mercado Verena

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS