



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



**PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CORRESPONDIENTE A LA PARROQUIA MIGUEL PEÑA (MUNICIPIO VALENCIA) Y EL NORESTE DE
LA PARROQUIA TOCUYITO (MUNICIPIO LIBERTADOR), CORPOELEC CARABOBO
(AÑOS DE PROYECCIÓN: 2012, 2015, 2019 Y 2031)**

Tutor: Prof. Leopoldo Romero

Br. Oscar Guillermo Cazaux Marquez

Br. Jesús Ricardo Pérez Díaz

17 de Enero de 2013

UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado PLANIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CORRESPONDIENTE A LA PARROQUIA MIGUEL PEÑA (MUNICIPIO VALENCIA) Y EL NORESTE DE LA PARROQUIA TOCUYITO (MUNICIPIO LIBERTADOR), CORPOELEC CARABOBO (AÑOS DE PROYECCION: 2012.2015, 2019 Y 2031), realizado por los bachilleres: Oscar G. Cazaux M., cédula de identidad: 19.589.158 y Jesús R. Pérez D., cédula de identidad: 19.295.576, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.

Prof. Leopoldo Romero
TUTOR

Prof. Cesar Ruiz
JURADO

Prof. Francisco Naveira
JURADO

DEDICATORIA

Oscar Cazaux.

A Dios Todopoderoso por llenarme de vida y salud durante toda mi vida, fortaleciéndome y enseñándome con cada paso dado.

A mi madre María Inés Márquez Mosqueda por ser la base sobre la que crecí y he vivido hasta ahora además de brindarme su apoyo incondicional en todo momento.

A mi Familia en su plenitud en especial a mi abuela Nadia Kovec que durante toda mi vida han contribuido de una u otra forma en mi formación como individuo.

A mi novia Grecardy Falcón por ser siempre un gran soporte y aliento para seguir adelante.

A mi amigo Jesús Pérez y su familia en especial su madre Elsa Díaz por ser parte fundamental de mi desarrollo profesional y personal

A todos mis compañeros amigos que me permitieron compartir y disfrutar de cada día en camino a lograr esta meta.

Jesús Pérez.

Quiero dedicar todo mi esfuerzo y empeño impuesto para la culminación de este trabajo:

A Dios por darme vida, salud y la fuerza necesaria para nunca decaer.

A toda mi familia, en especial a mi Madre Elsa Alejandra Díaz Herdé y mi hermana Fabiana Alejandra Pérez Díaz por el apoyo incondicional, comprensión y cariño que me han brindado en toda mi vida.

A la memoria de mi Padre Ricardo Ignacio Pérez Castro y mi Abuelo Jesús María Díaz Barroso, porque sé que ellos guían cada uno de mis pasos para cumplir mis metas, alejando las cosas malas y abriéndome los caminos.

A mis amigos cercanos y seres queridos por compartir y estar conmigo en los buenos y malos momentos, dándome apoyo y buenos consejos cuando los necesitaba.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirnos caminar siempre llenos de vida y esperanza para así concretar el desarrollo de este trabajo especial de grado.

A nuestras Familias en especial nuestras Madres por ser el motor amor y fuerza que llena siempre nuestras vidas y permitirnos siempre estar dispuestos a culminar nuestro trabajo especial de grado.

A nuestro tutor Leopoldo Romero por brindarnos desde el inicio su total apoyo y colaboración para el desarrollo y finalización del presente trabajo.

A la Profesora Eva Monagas por su ayuda en la elaboración del proyecto de grado, orientándonos constantemente en la conformación y desarrollo de cada uno de los capítulos del proyecto.

A todo el personal del Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo por el excelente trato recibido y abrirnos sus puertas para la realización de nuestro trabajo, en especial a Jaime Vásquez, Antonio Pinto y Julio Mansilla, este último ofreció su constante orientación y tutoría para desarrollar y culminar con éxito nuestro trabajo especial de grado.

A todas las personas que de alguna u otra forma colaboraron en su momento con el desarrollo de nuestro trabajo especial de grado.

INDICE GENERAL

Descripción	Página
Certificado de Aprobación	III
Dedicatoria	IV
Agradecimientos	V
Índice General	VI
Índice de Contenido	VII
Índice de Figuras	XII
Índice de Tablas	XV
Resumen	XIX
Introducción	XX

INDICE DE CONTENIDO

Descripción	Página
Capítulo I: EL PROBLEMA	2
1.1. Planteamiento del Problema	2
1.2. Justificación	4
1.3. Objetivos de la Investigación	6
1.3.1. Objetivo General	6
1.3.2. Objetivos Específicos	6
1.4. Delimitaciones	6
 CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	 11
2.1. Antecedentes	11
2.2. Bases Teóricas	14
2.2.1. Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC)	14
2.2.2. Sistema Eléctrico de Potencia	14
2.2.3. Componentes de un Sistema de Distribución	15
2.2.4. Clasificación de los Sistemas de Distribución según la carga servida	16
2.2.5. Configuración básica en los Sistemas Primarios de Distribución	18
2.2.6. Planificación del Sistema de Distribución	21
2.2.7. Pronostico de Demanda para la Planificación de Sistemas de Distribución	25
2.2.7.1. Método de Tendencia Histórica con Inferencia en Áreas Vacantes	27
2.2.7.2. Plan de Desarrollo Urbano Local y Zonificación	29
2.2.7.3. Índices de Carga	31
2.2.8. Software MICROSOFT EXCEL	33
2.2.9. Software PADEE	34
2.2.10 Criterios, Parámetros y aspectos a considerar en la Planificación de Sistemas de Distribución.....	36
2.2.10.1. Tensiones Normalizadas	36
2.2.10.2. Variaciones de Tensión permitidos	37
2.2.10.3. Capacidad Nominal en conductores normalizados	38
2.2.10.4. Cargabilidad o factor de utilización de conductores	38
2.2.10.5. Factor de potencia a nivel de salida de circuitos de MT	38
2.2.10.6. Transferencia de carga entre circuitos	39
2.2.10.7. Seccionamiento de la red	39

2.2.10.8. Capacidad Firme	39
2.2.10.9. Capacidades normalizadas de Transformadores en Subestaciones de Distribución	41
2.2.10.10. Construcción de una nueva Subestación	41
2.3 Términos Básicos	42
 CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO	 46
3.1. Tipo de investigación	46
3.2. Fases Metodológicas	47
3.2.1. Identificación de los históricos de demanda y planes de Desarrollo urbano local de la zona de estudio para la predicción de demanda de energía eléctrica del sistema primario de distribución en los años 2012, 2015, 2019 y 2031 aplicando el método de tendencia histórica con inferencia de áreas vacantes	 48
3.2.1.1. Reconocimiento e identificación de l sistema primario de Distribución de la zona de estudio	 48
3.2.1.1.1. Demarcación la zona de estudio en el mapa político territorial del Estado Carabobo	 48
3.2.1.1.2. Descripción de la zona de estudio	48
3.2.1.1.3. Identificación los circuitos y subestaciones con influencia en la zona de estudio	 48
3.2.1.1.4. Actualización de los planos topológicos de las redes	49
3.2.1.2. Estimación de la demanda de energía eléctrica del sistema primario de distribución de la zona de estudio para los años 2012, 2015,2019 y 2031	 49
3.2.1.2.1. Adquisición de la Base de Datos de CORPOELEC Relacionada con las demandas de energía eléctrica Del Estado Carabobo	 49
3.2.1.2.2. Identificación y selección de los circuitos con influencia en la zona de estudio en la Base de Datos los históricos de demanda	 49
3.2.1.2.3. Elaboracion de la base de datos de demanda máxima	50
3.2.1.2.4. Elaboración de las curvas que describen el comportamiento de los históricos de demanda mediante Microsoft EXCEL	 50
3.2.1.2.5. Suavización de las curvas de demanda máxima	50

3.2.1.2.6. Linealización del comportamiento de las curvas Suavizadas	50
3.2.1.2.7. Proyección de la demanda de energía eléctrica del Sistema Primario de Distribución para los años de Estudio	51
3.2.1.3. Localización de la demanda de energía eléctrica estimada para los años 2012 (S.P) , 2015 (C.P) , 2019 (M.P) y 2031 (L.P) considerando la etapa de saturación	51
3.2.1.3.1. Disposición de las cuadrículas uniformes para la localización de la demanda	51
3.2.1.3.2. Obtención de los Planes de Desarrollo Urbano Local (PDUL) y la zonificación que rige a la zona de Estudio	51
3.2.1.3.3. Determinación de la demanda de saturación para cada cuadrícula de acuerdo a las zonificaciones Establecidas	52
3.2.1.3.4. Asignación en cuadrículas de la demanda total para los periodos: Sistema Presente (2012), Corto Plazo (2015), Mediano Plazo (2019) y Largo Plazo (2031)	52
3.2.2. Determinación del centro de carga a largo plazo y las condiciones de operación las correspondiente a los años de proyección 2012, 2015, 2019 y 2031, para el diagnostico de los elementos primarios del sistema de distribución, haciendo uso del software PADEE®	52
3.2.2.1. Determinación del Centro de carga en el Largo Plazo (2031)	52
3.2.2.2. Simulación del flujo de carga para la obtención de las condiciones de operación	53
3.2.2.3. Diagnostico de los elementos del Sistema Primario de Distribución	53
3.2.3 Diseño del plan de obras para el sistema primario de distribución de energía eléctrica, basado en los criterios de planificación y en la optimización del sistema actual, con la finalidad de dar cobertura a los requerimientos de carga en los años 2012, 2015, 2019 y 2031	53
3.2.3.1. Elaboración y Validación del plan de obras	53
3.3. Técnicas de recolección y análisis de información	55
3.3.1. Adquisición de datos	55
3.3.2. Procesamiento de Datos	56

3.3.3. Presentación de los resultados	56
CAPITULO IV: RESULTADOS	58
4.1. Predicción de la demanda de energía eléctrica del sistema primario de distribución de la zona de estudio para los años 2012, 2015, 2019 y 2031	58
4.1.1. Reconocimiento e identificación del sistema primario de distribución de la zona de estudio (Aplicando la sección 3.2.1.1)	58
4.1.2. Estimación de la demanda de energía eléctrica del sistema primario de distribución de la zona de estudio para los años 2012, 2015, 2019 y 2031 (Aplicando la sección 3.2.1.2)	64
4.1.3. Localización de la demanda de energía eléctrica estimada para los años 2012 (S.P), 2015 (C.P), 2019 (M.P) y 2031 (L.P) considerando la etapa de saturación	72
4.2. Diagnóstico de los elementos primarios del Sistema de Distribución	81
4.2.1. Diagnóstico de acuerdo a la Cargabilidad de Transformadores de Potencia y Subestaciones ubicadas en el interior de la zona de estudio	81
4.2.2. Diagnóstico de acuerdo a la Capacidad Firme de las Subestaciones ubicadas en el interior de la zona estudio.....	83
4.2.3. Diagnóstico de acuerdo a la demanda total requerida y la capacidad instalada de todas las Subestaciones ubicadas en el interior de la zona	84
4.2.4. Diagnóstico de acuerdo a la Ubicación del Centro de Carga a Largo Plazo	84
4.2.5. Diagnóstico de acuerdo a la Cargabilidad y Caída de Tensión en las Redes Primarias	86
4.3. Diseño del Plan de Obras para dar cobertura a los requerimientos de carga en los años 2012, 2015, 2019 y 2031	90
4.3.1. Propuestas para el sistema presente (2012)	90
4.3.1.1. Totalización de Resultados obtenidos luego de realizar las operaciones correspondientes al Sistema Presente.....	124
4.3.2. Propuestas para los Periodos de Corto Plazo (2015), Mediano Plazo (2019) y Largo Plazo (2031)	126

4.3.2.1. Tiempos de incorporación de las Obras propuestas para los periodos futuros	137
Conclusiones	143
Recomendaciones	146
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	150
Anexo A. Datos de interés que relacionan la cantidad de habitantes, suscriptores, área ocupada, capacidad instalada en Bancos de Transformación y Demanda servida para el año2012_.....	156
Anexo B. Diagrama unifilar Actual de la Subestación INOS	158
Anexo C. Diagrama unifilar Actual de la Subestación SUR	159
Anexo D. Diagrama unifilar Actual de la Subestación CABRIALES	160
Anexo C. Diagrama unifilar Actual de la Subestación LA FLORIDA	161

INDICE DE FIGURAS

Figura	Página
1.1. Delimitación geográfica de la Zona de estudio	7
2.1. Partes que conforman un Sistema de Distribución	17
2.2. Esquema de un Sistema de Distribución Radial	19
2.3. Esquema de un Sistema de Distribución en Anillo	20
2.4. Esquema de un Sistema de Distribución con Centro de Carga	20
2.5. Esquema de un Sistema de Distribución con primario selectivo	21
2.6. Proceso general de la Planificación para los Sistemas de Distribución	25
2.7. Curva representativa del Crecimiento de Carga en una determinada zona	26
3.1. Flujograma para el desarrollo de esta investigación	54
4.1. Zona a considerar para el estudio de planificación	59
4.2. Captura en formato CAD del Sistema Primario de Distribución actual	61
4.3. Área de servicio actual de las Subestaciones ubicadas en el interior de la zona de estudio	64
4.4. Gráfica de demandas máximas del circuito BICENTENARIO	66
4.5. Gráfica de demandas máximas del circuito URRIERA IV	66
4.6. Gráfica Suavizada de demandas máximas del circuito BICENTENARIO	67
4.7. Representación de la línea de Tendencia del Circuito BICENTENARIO	68
4.8. Estimación de demanda para el circuito BICENTENARIO	69
4.9. Algunas Macro-áreas y cuadrículas utilizadas para la localización de la demanda	72
4.10. Algunas Zonificaciones establecidas por la Alcaldía de Valencia en la zona de interés	74
4.11. Localización de la Demanda a ser servida para la etapa de Saturación en la zona de estudio	76
4.12. Área vacante con zonificación ND4 (Vista en el plano CAD)	77
4.13. Área Vacante para nuevos desarrollos (Vista en Google Earth®)	77

4.14. Nuevas cargas a largo plazo (2031) para el área vacante	78
4.15. Localización de la Demanda servida (153MVA) en la zona para el Sistema Presente (2012)	79
4.16 Localización de la Demanda a ser servida (184MVA) para el periodo de Corto Plazo (2015)	80
4.17 Localización de la Demanda a ser servida (250 MVA) para el periodo de Mediano Plazo (2019)	80
4.18. Localización de la Demanda a ser servida (533 MVA) para el periodo de Largo Plazo (2031)	81
4.19. Localización del Centro de Carga para el Largo Plazo	85
4.20. Ventana para ingresar datos de cada circuito en el PADEE®	87
4.21. Resultados del Software PADEE® sobre el plano CAD	88
4.22. Transferencia de carga entre el circuito VALENCIA II y EL SOCORRO	92
4.23. Transferencia de carga entre los circuitos VALENCIA II, FANRECA y NVA VALENCIA	95
4.24. Área de servicio y carga a transferir para los circuitos ELEVVAL II, LOMAS DE FUNVAL y LIBERTADOR	97
4.25. Área de servicio del Circuito TRAPICHITO y tramo del troncal a ser cambiado de calibre	101
4.26. Área de servicio y carga a ser transferida para los circuitos BICENTENARIO y URRIERA IV	103
4.27. Carga a transferir y área de servicio de los circuitos CERÁMICA, ARANZASU y VALENCIA II	105
4.28. Carga a ser transferida y área de servicio de los circuitos ELEVVAL III y CERÁMICA	108
4.29. Área de servicio del Circuito IMPACTO, VELODROMO y carga a ser transferida	110
4.30. Carga a ser transferida y área de servicio de los circuitos HIPODROMO y VELODROMO	113
4.31. Carga a ser transferida y área de servicio de los circuitos ELEVVAL IV y FANRECA	115
4.32. Carga a transferir y área de servicio de los circuitos ELEVVAL III y URRIERA I	117
4.33. Carga a transferir y área de servicio de los circuitos MAYORISTA y LOS CARDONES	119
4.34. Área de servicio del circuito LAS FLORES y tramo a cambiar de calibre	121

4.35. Carga a transferir, tramo a cambiar de calibre y carga a transferir entre ELEVAL II y VALENCIA II	123
4.36. Área de servicio de cada Subestación luego de ejecutar las propuestas correspondientes al sistema presente	126
4.37. Posibles áreas de servicio para las subestaciones existentes considerando las modificaciones planteadas para el Largo Plazo	129
4.38. Áreas que no podrán ser atendidas en el Largo Plazo por las S/E existentes	130
4.39. Terreno escogido para la construcción de la Subestación CABRIALES 2	131
4.40. Terreno escogido para la construcción de la Subestación SUR2	132
4.41. Terreno escogido para la construcción de la Subestación SUR 3	133
4.42. Áreas de servicio planteadas de acuerdo a las propuestas de las Subestaciones para el Largo Plazo	134
4.43. Áreas de servicio planteadas para las S/E en el Corto Plazo (2015)	138
4.44. Áreas de servicio planteadas para las S/E en el periodo de Mediano Plazo (2019)	139

INDICE DE TABLAS

Tabla	página
1.1 Subestaciones que actualmente tienen influencia en el área de estudio	3
2.1. Algunas Zonificación existentes en el Municipio Valencia	30
2.2. Algunas Zonificaciones establecidas por CORPOELEC	31
2.3. Indices de cargas típicas para algunas subestaciones establecidos por CORPOELEC	33
2.4. Tensiones Normalizadas	36
2.5. Variaciones de tensión permitidas en las redes de media tensión	37
2.6. Variaciones de tensión permitidas por CORPOELEC en las redes de media tensión (Norma interna)	37
2.7. Capacidad nominal en conductores normalizados de Aleación de Aluminio 6201 (Arvidal)	38
2.8. Capacidad Firme de acuerdo al número de Transformadores instalados en una subestación	40
2.9. Capacidad Nominal de Transformadores de Potencia en Subestaciones de Distribución	41
4.1. Sitios representativos de la zona de estudio	60
4.2. Cantidad aproximada de suscriptores y energía consumida en la zona de estudio para el mes de Octubre del 2012	60
4.3. Datos de los Circuitos de media tensión que sirven a la zona de estudio	62
4.4. Datos de Interés de las Subestaciones ubicadas en el interior de la zona de estudio	63
4.5. Fragmento de la base de datos de demanda máxima para los circuitos CERAMICA y BICENTENARIO	65
4.6. Nuevas Solicitudes de servicio para el año actual (2012)	69
4.7. Tasa de crecimiento y demandas obtenidas para los circuitos con influencia en la zona de estudio	70
4.8. Demanda máxima requerida en Subestaciones ubicadas en la zona de estudio	71
4.9. Total de cuadrículas y Macro-áreas utilizadas para la localización de	

la demanda.....	73
4.10. Totalización del área que ocupa cada zonificación para algunas de las cuadrículas de interés	74
4.11. Demanda a servir en la etapa de saturación para alguna de las cuadrículas de interés	75
4.12. Factor de Utilización de los Transformadores y Subestaciones de acuerdo a las condiciones de demanda en los periodos futuros sobre el sistema de distribución actual	82
4.13. Capacidad Firme de las Subestaciones de la Zona para el año actual (2012)	83
4.14. Déficit de demanda para los periodos futuros de acuerdo a la demanda requerida y la capacidad instalada actualmente	84
4.15. Distancia del Centro de Carga del periodo de Largo Plazo respecto a la ubicación de las Subestaciones de la zona	85
4.16. Clasificación de las condiciones de operación de las redes de media tensión que sirven a la zona de estudio	88
4.17. Estado de operación de las redes de media tensión que sirven a la zona de estudio	89
4.18. Condiciones de Cargabilidad para el nuevo transformador de la Subestación INOS	91
4.19. Condiciones de operación actuales de los circuitos EL SOCORRO y VALENCIA II	91
4.20. Nuevas condiciones de operación de los circuitos EL SOCORRO y VALENCIA II	93
4.21. Nuevas condiciones de cargabilidad del transformador 2 de la Subestación INOS	93
4.22. Condiciones de operación actuales de los circuitos FANRECA y VALENCIA II	94
4.23. Nuevas condiciones de operación de los circuitos NVA. VALENCIA, VALENCIA II y FANRECA	95
4.24. Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación INOS luego de la transferencia de carga	96
4.25. Condiciones de operación actuales de los circuitos LIBERTADOR y LOMAS DE FUNVAL	96
4.26. Nuevas condiciones de operación de los circuitos LIBERTADOR y LOMAS DE FUNVAL	98

4.27. Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación SUR luego de la transferencia de carga	98
4.28. Condiciones de operación actuales de los circuitos LIBERTADOR y ELEVEL II	99
4.29. Nuevas condiciones de operación de los circuitos LIBERTADOR y ELEVEL II	99
4.30. Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación LA FLORIDA luego de la transferencia de carga	100
4.31. Condiciones de operación actuales de TRAPICHITO	100
4.32. Nuevas condiciones de operación de TRAPICHITO	101
4.33. Condiciones de operación actuales de los circuitos URRIERA IV y BICENTENARIO	102
4.34. Nuevas Condiciones de operación de los circuitos URRIERA IV y BICENTENARIO	103
4.35. Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación LA FLORIDA luego de la transferencia de carga	104
4.36. Condiciones de operación actuales de los circuitos VALENCIA II, ARANZAZU y CERAMICA	104
4.37. Nuevas condiciones de operación de los circuitos VALENCIA II, ARANZAZU, CERÁMICA y NVO CIRCUITO 1	106
4.38. Condiciones de cargabilidad del transformador 2 de la Subestación LA FLORIDA luego de la transferencia de la carga	106
4.39. Condiciones de operación actuales de los circuitos ELEVEL III y CERÁMICA	107
4.40. Nuevas condiciones de operación de los circuitos ELEVEL III y el nuevo circuito propuesto de LA FLORIDA	109
4.41. Condiciones de cargabilidad del transformador 2 de la Subestación LA FLORIDA luego de la transferencia de carga	109
4.42. Condiciones de operación actuales de los circuitos IMPACTO y VELODROMO	110
4.43. Nuevas Condiciones de operación de los circuitos IMPACTO y VELODROMO	111
4.44. Condiciones de cargabilidad del transformador 2 de la Subestación SUR luego de la transferencia de carga	112
4.45. Condiciones de operación de los circuitos HIPODROMO y VELODROMO	112
4.46. Nuevas Condiciones de operación de los circuitos HIPODROMO y VELODROMO	114
4.47. Condiciones de operación actuales de los circuitos	

ELEVAL IV y FANRECA	114
4.48. Nuevas Condiciones de operación de los circuitos ELEVAL IV y FANRECA	116
4.49. Condiciones de operación actuales de los circuitos URRIERA I y ELEVAL III	116
4.50. Nuevas condiciones de operación de los circuitos URRIERA I y ELEVAL III	118
4.51. Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación LA FLORIDA luego de la transferencia de carga.....	118
4.52. Condiciones de operación actuales de los circuitos MAYORISTA y LOS CARDONES	119
4.53. Condiciones de operación de los circuitos MAYORISTA y LOS CARDONES luego de la transferencia de carga	120
4.54. Condiciones de operación actuales del circuito LAS FLORES	121
4.55. Nuevas Condiciones de operación para el circuito LAS FLORES	122
4.56. Condiciones de operación de los circuitos ELEVAL II y VALENCIA II	122
4.57. Nuevas Condiciones de operación de los circuitos ELEVAL II y VALENCIA II	124
4.58. Resumen de propuestas planteadas para solventar los problemas en el Sistema Presente	124
4.59. Condiciones de operación iniciales y finales de los circuitos de la zona de estudio	125
4.60. Capacidad Firme en las Subestaciones de la zona considerando las modificaciones Planteadas para el Largo Plazo	128
4.61. Distancia aproximada de cada subestación al centro de carga respectivo	129
4.62. Cargabilidad y Caída de tensión en los circuitos que servirán la demanda en el periodo de Largo Plazo	135
4.63. Cronograma Priorizado de Construcción y Puesta en Servicio de las Obras Propuestas	141

UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Autores: Cazaux, Oscar
Pérez, Jesús
Tutor: Leopoldo Romero
Fecha: Noviembre 2012

RESUMEN

La importancia de la planificación para concretar una meta a Corto, Mediano o Largo Plazo es indiscutible, no escapa de ello el desarrollo de los Sistemas Eléctricos de Potencia en cada una de sus partes: Generación, Transmisión, Subtransmisión y Distribución. En nuestro particular resaltamos la importancia del proceso de Planificación en los Sistemas de Distribución, teniendo en cuenta que por ser éstos la última etapa del Sistema eléctrico están en contacto directo con los suscriptores (consumidores) y por lo tanto son los responsables de suministrar la energía con niveles aptos en cuanto a Calidad y Continuidad en el servicio. Este proyecto está enmarcado bajo el tipo de investigación que describe un Proyecto Factible considerando las modalidades de investigación Predictiva y de Campo. Como parte de la metodología aplicada para el desarrollo de este trabajo se identificaron los históricos de Demanda y los Planes de Desarrollo Urbano con el fin de realizar la predicción de demanda para cada periodo de estudio, además se determinó el centro de carga a Largo Plazo y se evaluaron las condiciones de operación del Sistema de Distribución con el objeto de realizar un diagnóstico de éste, como último paso se elaboró un plan de obras para la adecuación y expansión del Sistema de tal forma que se de cobertura a los requerimientos de demanda para cada uno de los periodos de estudio (2012, 2015, 2019 y 2031); a partir del Plan de obras obtenido en la última etapa de este trabajo, se brindará a la empresa CORPOELEC un estudio confiable y certero en el cual se desplieguen un abanico de propuestas que permitirán vislumbrar las necesidades económicas, técnicas, humanas y operacionales que requerirá la empresa a lo largo del tiempo.

Palabras Claves: Predicción, Diagnóstico, Demanda, Saturación, Cuadrícula, PDUL, Zonificación.

INTRODUCCIÓN

Los Sistemas de distribución de energía eléctrica ocupan aproximadamente 2/3 partes de la inversión del sistema eléctrico de potencia, de allí que se pueda interpretar la importancia del presente proyecto de grado que ocupa la planificación del área comprendida por la parroquia Miguel Peña y Noreste de la Parroquia Tocuyito, zona que se encuentra delegada para su estudio al Departamento de Planificación de CORPOELEC Carabobo.

El objeto general de esta investigación es desarrollar un estudio de planificación del sistema primario de distribución de la zona anteriormente descrita para los años: 2012, 2015, 2019 y 2031; que contemple la integración de los recursos humanos y técnicos que pertenecían a las empresas de distribución que antes del 31 de julio del año 2007 operaban en la zona de estudio (ELEVAL y CADAPE, las cuales fueron absorbidas por CORPOELEC) con la finalidad de desarrollar un plan de obras que satisfaga los requerimientos de carga con niveles aptos de calidad de energía y continuidad en el servicio prestado, permitiendo que CORPOELEC tenga un estimado de los recursos técnicos y financieros requeridos a lo largo de los años contemplados para este estudio. En el desarrollo de la investigación se responderán implícitamente interrogantes que pueden surgir en el lector: ¿Qué pasaría si no se elabora un estudio de planificación que integre los recursos de ambas empresas?, ¿Qué ventajas se obtiene si se logra la aplicación de un plan que brinde la unificación de criterios de ambas organizaciones?, ¿Por qué los sistemas de distribución son tan importantes dentro del sistema de potencia?, ¿Qué metodología es aplicada para la elaboración del estudio y cuales son las ventajas que este representa frente a otros métodos aplicados para tal fin?, Si quiero emprender un estudio de este tipo ¿Qué elementos debo tener a disposición?. El presente trabajo de grado se encuentra enmarcado bajo el tipo de investigación que describe un Proyecto Factible contemplando también las modalidades de investigación predictiva y de campo.

Los procedimientos que se emplearán para llevar a cabo esta investigación serán: la identificación de los históricos de demanda y planes de desarrollo urbano local para lograr la predicción de la demanda de energía mediante la aplicación del método de tendencia histórica con inferencia de áreas vacantes, a partir de ello se determinará el centro de carga a largo plazo y las condiciones de operación de las redes primarias de distribución para cada año de estudio, con lo que se realizara el diagnóstico de los resultados arrojados a través de la aplicación del

programa de análisis de predicción de energía eléctrica PADEE®, finalmente se desarrollará y validará el plan de obras que dará cobertura a los requerimientos de carga en el futuro.

El proyecto se presenta bajo un esquema tradicional teniendo como primer conjunto de elementos: el planteamiento, justificación, objetivos y delimitaciones del problema; luego se dan a conocer los antecedentes de la investigación, bases teóricas y términos básicos que se utilizarán para el desarrollo del trabajo, posterior a ello se describe el tipo de investigación que rige al presente trabajo y se establece la metodología con la que se procederá para el cumplimiento de los objetivos planteados, finalmente se presentan los resultados obtenidos a lo largo de la investigación y se declaran una serie de conclusiones y recomendaciones que se consideran pertinentes.

C A P Í T U L O I

CAPÍTULO I: EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema

Un sistema eléctrico de potencia tiene como finalidad transportar la energía eléctrica desde las fuentes de generación hasta las áreas de consumo de energía, teniendo en cuenta el cumplimiento de las normativas y regulaciones vigentes impuestas por la empresa suministradora de energía y entes gubernamentales en lo que a Calidad de Energía y Continuidad de Servicio se refiere. Se pueden distinguir cuatro niveles en un sistema eléctrico de potencia, los cuales son: Generación, Transmisión, Subtransmisión y Distribución. Actualmente en Venezuela estas etapas son manejadas por la empresa CORPOELEC, la cual fue creada el 31 de Julio de 2007 producto de la unificación de todas aquellas empresas (Públicas y Privadas) que se dedicaban al negocio de la energía eléctrica en el país.

En los Sistemas eléctricos de potencia es necesario determinar las obras de inversión requeridas para la adecuación y posible expansión del sistema de forma ordenada, esto se logra mediante la elaboración de estudios de Planificación, los cuales consisten básicamente en el análisis de operación del sistema eléctrico en distintos periodos de tiempo y de acuerdo a los resultados obtenidos, se establecen las propuestas de obras que permitan atender las exigencias de demanda para los periodos en el cual se proyectó el estudio, maximizando el beneficio económico y técnico de las inversiones realizadas. Además, conlleva a la determinación de los costos y recursos que debe poseer la empresa para la adquisición e instalación de nuevos equipos.

Actualmente en la zona donde se desarrolló el presente trabajo de grado, la empresa CORPOELEC posee como parte de su sistema de distribución circuitos que pertenecen a las Subestaciones que se indican en la tabla 1.1.

Tabla 1.1

Subestaciones que actualmente tienen influencia en el área de estudio.

NOMBRE S/E	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD INSTALADA (MVA)	EMPRESA A LA CUAL PERTENECÍA
LA FLORIDA	115 / 13.8	2x40	CADAFE
INOS	34.5 / 13.8	1x10 + 1x25	CADAFE
SUR	34.5 / 13.8	1x20 + 1x15	CADAFE
TOCUYITO *	115 / 34.5	2x36	CADAFE
	115 / 13.8	2x36	
CARDENERA *	115 / 34.5	1x30 + 1x36	CADAFE / ELEVAl
	115 / 13.8	4x36	
CENTRO ACUARIO*	34.5 / 13.8	2x14 + 1x16 + 1x25	ELEVAl
CABRIALES	13.8 / 2.4	1x1.15 + 1x 3.5	ELEVAl

(*): Sus instalaciones se encuentran ubicadas geográficamente fuera de la zona de estudio, pero posee circuito(s) con influencia en ésta. Fuente: Departamento de Planificación, CORPOELEC Carabobo.

Como se observa en la tabla 1.1 la zona de estudio tiene la particularidad de poseer circuitos que anteriormente formaban parte de las empresas ELEVAl y CADAFE, las cuales se dedicaban a la distribución de la energía eléctrica en el estado Carabobo. Estas empresas llevaban a cabo por separado estudios de planificación de acuerdo a sus áreas de servicio, aplicando para ello criterios y normativas apegadas a los lineamientos y políticas de cada empresa. Estos estudios por ser concebidos de forma independiente, no contemplaban la operación en conjunto de los elementos y equipos pertenecientes a ambos sistema. Con la creación de CORPOELEC estos planes no pueden ser implementados por estar basados en un escenario que difiere del actual y por no tener consistencia en los criterios de diseño y operación aplicados al sistema, por esto se presenta la necesidad de desarrollar nuevos planes que contemplen la realidad de la empresa, permitiendo utilizar de forma optima los recursos existentes, además de la unificación de criterios de operación y diseño, así como también la adaptación de las políticas que rigen a la empresa.

El no elaborar un estudio de planificación que contemple lo indicado anteriormente, implicaría el desconocimiento en cuanto a las obras y recursos requeridos para la operación adecuada del

sistema, lo que podría llevar a la ejecución de obras de forma apresurada como una reacción a la situación inmediata, que quizás resuelvan los problemas actuales, pero en el futuro no encajarían de forma alguna en el sistema, minimizando el beneficio de la inversión realizada. De la misma forma, se pueden ver comprometidos los niveles de Calidad y Continuidad de Servicio, lo que conllevaría a sanciones para la empresa producto del mal servicio prestado y el descontento de los usuarios.

Por todo lo anterior, se plantea realizar de manera integral la Planificación del sistema primario de distribución de energía eléctrica correspondiente a la parroquia Miguel Peña del Municipio Valencia y el Noreste de la parroquia Tocuyito del Municipio Libertador, para los años de proyección 2012, 2015, 2019 y 2031, lo que permitirá conocer las carencias y fortalezas del sistema para finalmente determinar las propuestas de inversión de obras necesarias para la adecuación y expansión del sistema, además de brindar a la empresa CORPOELEC una herramienta confiable para iniciar estudios de rentabilidad e implementación de los planes de inversión contemplados en este trabajo de grado.

1.2. Justificación de la investigación

En la actualidad, la energía eléctrica es un elemento fundamental para el desarrollo de la sociedad. Las costumbres y actos cotidianos de los seres humanos están estrechamente ligados al consumo de energía eléctrica. De la misma forma, el desarrollo industrial y tecnológico de las naciones es altamente dependiente de ésta. Es por esa razón que las empresas destinadas a la prestación del servicio de energía eléctrica se preocupan en gran medida por suministrar energía con niveles aptos de confiabilidad y calidad. Esto únicamente se logra realizando estudios de planificación del sistema eléctrico que permitan determinar las obras que éste requiera para operar de forma adecuada, haciendo que los usuarios se sientan a gusto con el servicio prestado.

El estudio de planificación del sistema de distribución de energía eléctrica de la parroquia Miguel Peña del Municipio Valencia y el Noreste de la parroquia Tocuyito del municipio Libertador, permitirá obtener los siguientes beneficios:

- Actualización de las bases de datos correspondiente a las demandas históricas de los circuitos incidentes en la zona, así como también la actualización de los planos topológicos.
- Consolidar un estudio de Planificación que contemple la unificación del sistema de distribución de las empresas que operaban anteriormente en la zona (ELEVAL y CADAPE).
- Resaltar la no confiabilidad en los registros de demanda de las Subestaciones no atendidas y las consecuencias de ello sobre la planificación del sistema, específicamente en la predicción de demanda.
- Determinar las necesidades reales del sistema de distribución de energía eléctrica de la zona de estudio y proporcionar a la empresa CORPOELEC las distintas propuestas de obras de inversión que deberán ser ejecutadas para la adecuación y expansión del mismo.
- CORPOELEC podrá incursionar en nuevas líneas de investigación de acuerdo a los resultados y recomendaciones contempladas en este estudio.
- Proporcionar una herramienta académica a cualquier persona interesada en desarrollar estudios referentes a los métodos de planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica utilizados y puestos en práctica por CORPOELEC.

Además, este trabajo fortalece y está enmarcado en la línea de investigación de “Ingeniería Eléctrica Aplicada” y “Calidad de Energía”, pertenecientes al departamento de Potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo.

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo General

Planificar el sistema primario de distribución de energía eléctrica correspondiente a la Parroquia Miguel Peña y Noreste de la Parroquia Tocuyito, para la determinación de propuestas de obras que permitan la adecuación y expansión del sistema de acuerdo a los requerimientos de demanda en los años 2012, 2015, 2019 y 2031.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Identificar los históricos de demanda y planes de desarrollo urbano local de la zona de estudio para la predicción de demanda de energía eléctrica del sistema primario de distribución en los años 2012, 2015, 2019 y 2031 aplicando el método de tendencia histórica con inferencia de áreas vacantes.
- Determinar el centro de carga a largo plazo y las condiciones de operación correspondientes a los años de proyección 2012, 2015, 2019 y 2031, para el diagnóstico de los elementos primarios del sistema de distribución, haciendo uso del software PADEE®.
- Diseñar un plan de obras para el sistema primario de distribución de energía eléctrica, basado en los criterios de planificación y en la optimización del sistema actual, con la finalidad de dar cobertura a los requerimientos de carga en los años 2012, 2015, 2019 y 2031.

1.4. Delimitaciones

- **Espacio Geográfico.** En el presente trabajo de grado se hace referencia a la Parroquia Miguel Peña (Municipio Valencia) y a la Parroquia Tocuyito (Municipio Libertador) como una

región geográfica que puede ser fácilmente ubicada y reconocida de forma pública. Por tratarse de un sistema eléctrico de distribución, se hace imposible que éste sea delimitado en su totalidad bajo un área geográfica de conocimiento público, debido a que por naturaleza los sistemas de distribución son dinámicos y presentan limitaciones en el área de servicio que vienen dadas por parámetros técnicos y económicos, además se busca el reordenamiento y aprovechamiento de las instalaciones existentes. Por otro lado aquellas zonas que no sean consideradas en este trabajo serán contempladas en estudios posteriores desarrollados por el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo. A partir de estas consideraciones, se indica en la Figura 1.1 la zona a ser objeto de estudio.

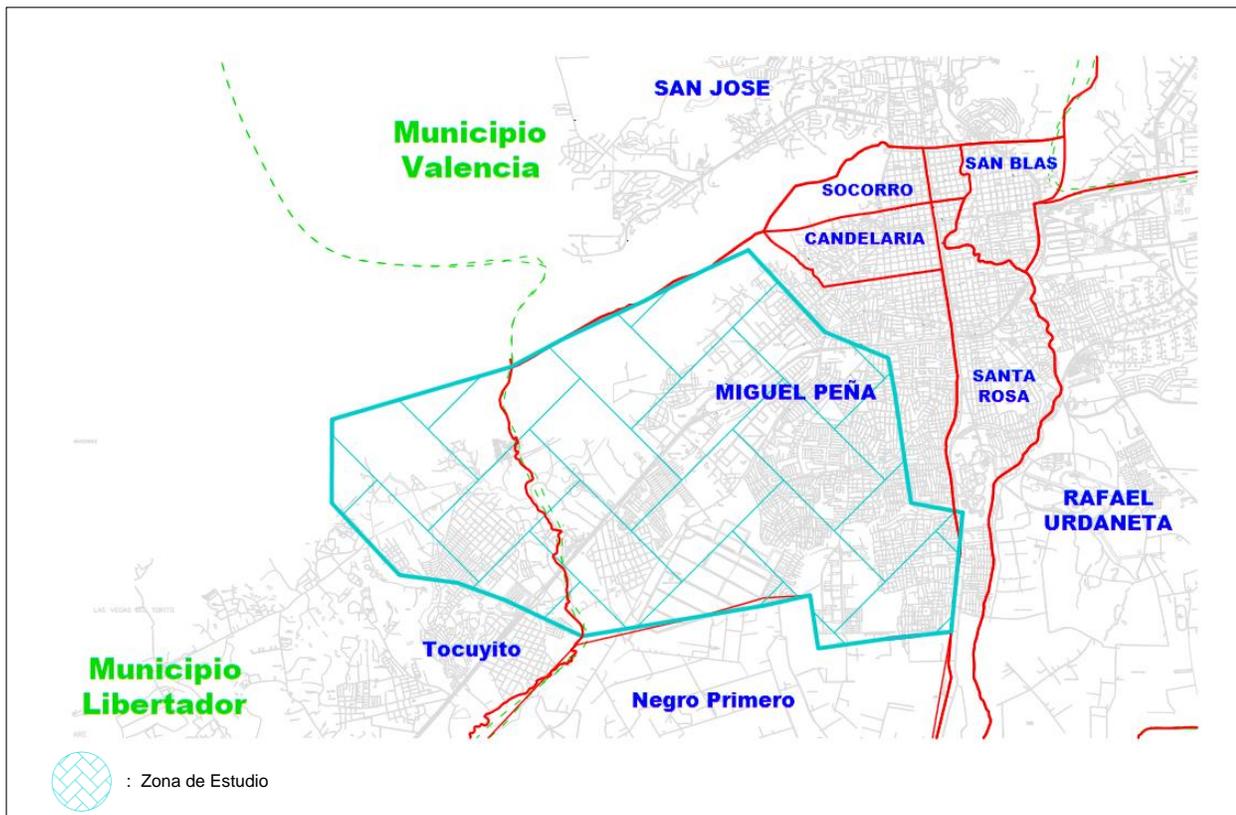


Figura 1.1. Delimitación geográfica de la Zona de estudio.

- **Tiempo.** el estudio de planificación del sistema de distribución de energía eléctrica será concebido o proyectado para cuatro (4) periodos de tiempo: Sistema Presente, Corto Plazo,

Mediano Plazo y Largo Plazo; tomando como año base el 2011, para cada periodo corresponden las siguientes fechas:

- Sistema Presente: 2012 (Año actual)
- Corto Plazo: 2015 (4 años a partir del año base)
- Mediano Plazo: 2019 (8 años a partir del año base)
- Largo Plazo: 2031 (20 años a partir del año base)

Por otra parte, la recopilación de los históricos de demanda de energía eléctrica de los alimentadores o circuitos que sirven a la zona se realizó con al menos cinco años de anterioridad con respecto al año actual (2012).

- **Contenido.** Este trabajo de grado contempló el estudio y análisis del sistema primario de distribución de energía eléctrica de la zona de interés, basado en las condiciones de operación, las cuales vienen dadas por: Caída de Tensión Máxima y el Factor de Utilización de los elementos primarios, siendo estos parámetros comparados con lo establecido en la Norma “Parámetros y criterios para los estudios y diseño de las redes de media tensión CORPOELEC (2010)” y los criterios de Planificación (Ver sección 2.2.9).

Se realizó el pronóstico de demanda de energía eléctrica del sistema de distribución para los años en que se proyectó este estudio, aplicando la metodología utilizada actualmente por el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo, la cual se denomina “Tendencia histórica con inferencia de áreas vacantes” (Ver sección 2.2.6). Haciendo uso del software PADEE®, la demanda de energía eléctrica fue localizada en cuadrículas de acuerdo a los planes de desarrollo urbano local y la zonificación de los sectores que comprenden al área de estudio, permitiendo determinar el(los) centro(s) de carga para el periodo de Largo Plazo.

Para efectuar las simulaciones o flujos de carga se utilizó el Software PADEE®, con el cual se obtuvieron las condiciones de operación (Caída de tensión y Factor de Utilización) del sistema para los años de proyección de este estudio.

Finalmente se desarrollaron propuestas de obra que permitirán la adecuación y expansión del sistema de distribución de energía eléctrica, las cuales se basaron en el aprovechamiento de las de las instalaciones existentes de acuerdo a los análisis de las condiciones de operación del sistema y la aplicación de los criterios de planificación de sistemas de distribución empleados por CORPOELEC. No se incluyen detalles de diseño, construcción y costos que conlleven las obras contempladas en este trabajo especial de grado.

C A P Í T U L O

II

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

Villafranca (1996) señala que:

“El marco Teórico enmarca la ubicación del problema situándolo en su tiempo y espacio, con toda una conceptualización y definición de términos que analizados y descritos amplían el conocimiento de los hechos de una manera ordenada; que relacionados, sustentan la investigación con proposición o supuestos, que, verificados, afirman la situación de un problema” (p.50).

En este capítulo se presentan los antecedentes a esta investigación, las bases teóricas en las cuales se sustenta y el índice de términos básicos utilizados en la investigación.

2.1. Antecedentes

2.1.1. Frignani Julio & Pérez Víctor (2010), realizaron un trabajo especial de grado en la Universidad de Carabobo titulado “Determinación del mapa de saturación de la demanda eléctrica a nivel de distribución para el año 2030 Caso: CADAFE, región 6, Zona Carabobo”. Este trabajo comprendió la identificación de la información de los históricos de demanda de cada subestación correspondiente a la zona de estudio, el análisis del estado de operación de los elementos del sistema y la construcción de un mapa de saturación para la localización de los centros de carga. Se utilizó el programa PADEE® (Programa de Análisis de Redes de Distribución de Energía Eléctrica) para la localización de las cargas y la simulación de los flujos de carga. Permitieron vislumbrar las necesidades del sistema eléctrico del estado Carabobo para el año 2030 a partir de lo cual se realizará la planificación de las obras de inversión requeridas para la adecuación y expansión del sistema eléctrico de distribución del estado. La investigación se adaptó a la modalidad de un trabajo de campo de carácter predictivo y proyectivo. El principal aporte de dicho proyecto de grado es que permitió conocer las técnicas empleadas para la predicción de demanda por parte de CORPOELEC, así como también definiciones y conceptos fundamentales en el área de distribución de

energía eléctrica necesarios para la comprensión del tema, además fue una herramienta de gran ayuda para la ejecución del software PADEE®. La principal diferencia es que en el presente proyecto de grado (Cazaux & Pérez) se consideran las cargas de ELEVAL y CADAPE para llevar a cabo la planificación del sistema primario de distribución.

2.1.2. Quispe Vicente (2009), elaboró un trabajo de grado en la Escuela Politécnica Nacional, ubicada en la ciudad de Quito, Ecuador. Su trabajo fue denominado “Estudio y planificación del Sistema de Distribución Eléctrica del Cantón La Mana Jurisdicción de la empresa eléctrica provincial de Cotapaxi (Elepco S.A) utilizando el programa NEPLAN”. En la zona de estudio de su trabajo, se tiene la particularidad de contar con varias empresas distribuidoras de energía eléctrica, lo cual hace interesante el análisis y la metodología aplicada para determinar las propuestas de adecuación y expansión del sistema, además se realizaron las simulaciones del sistema de distribución en el software NEPLAN (Desarrollado en Suiza), a diferencia del presente trabajo de grado (Cazaux & Pérez) en el cual se utilizará el software PADEE® (Desarrollado en Venezuela). Esta investigación contribuyó en vislumbrar distintas propuesta para la adecuación y expansión del sistema como lo fueron cambios en niveles de tensión, transferencia de cargas entre circuitos de distintas empresas y la expansión de una Subestación.

2.1.3. Bolívar Digna & Vargas Anthony (2009); realizaron un trabajo de grado en la compañía anónima de administración fomento eléctrico (CADAPE), titulado “Estudio de Planificación de las Redes de Distribución del Edo Apure 2009-2014, aplicando método saturación de demanda por micro áreas”, el cual consistió en aplicar una metodología para estimar la demanda de energía de los circuitos de distribución eléctrica y así realizar los análisis y corridas de flujo en el Software PADEE® (Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica). La investigación se adaptó a modalidad de trabajo de campo, en el mismo se incluye como solución un plan de inversiones a largo plazo y se muestran las obras que resultaron del estudio. El aporte de la investigación antes señalada fue principalmente la demostración de la metodología para realizar las predicciones de la demanda eléctrica, permitiendo la visualización de los basamentos del método. Además de apreciar las distintas propuestas para la adecuación y expansión del sistema. La diferencia más notable con el presente trabajo de grado (Cazaux & Pérez) es que en éste el área a estudiar es de menor dimensión.

2.1.4. Farinha Manuel (2007), en su trabajo especial de grado que lleva por nombre “Estudio de Planificación Operativa del Sistema de Distribución de la C.A Electricidad de Caracas” se realizó un estudio de planificación de las redes de la ciudad Metropolitana, dando como resultado un diagnostico de éstas, así como también las posibles soluciones para la correcta operación del sistema actual. Se consideró en el estudio la cantidad de fallas registradas en los circuitos y el total de energía dejada de servir. En las redes de distribución de la Electricidad de Caracas se utilizan tres niveles de tensión (4.8 kV – 8.32kV – 12.47kV) lo cual hizo muy interesante el análisis del sistema y la elaboración de las propuestas para la adecuación, a diferencia de la zona de estudio del presente trabajo de grado (Cazaux & Pérez) en donde solo existen dos niveles de tensión (13.8 y 2.4 kV) para la distribución de energía eléctrica. Su trabajo permitió comprender de mejor forma los criterios utilizados para la planificación de los Sistemas de Distribución y la concordancia de éstos con la operación del sistema.

2.1.5. Espina José (1994), realizó un trabajo especial de grado en la Universidad del Zulia el cual fue titulado “Predicción Espacial de la Demanda Eléctrica en la Ciudad de Maracaibo”. Este trabajo se elaboró en conjunto con la empresa ENELVEN y contempló el pronóstico y ubicación de la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Maracaibo para el año 2008. La predicción de demanda de energía eléctrica se realizó a través del software SLF-2 el cual basa su metodología principalmente en el análisis del uso de los suelos. El aporte de ésta investigación para el presente proyecto de grado fue principalmente la comprensión de los conceptos y criterios utilizados en la planificación de sistemas de distribución, además de la metodología para predicción de demanda SLF-2, el cual anteriormente era muy usado por las empresas distribuidoras. En el presente trabajo de grado (Cazaux & Pérez) se utilizará el Software PADEE® y EXCEL® para la predicción de demanda, lo cual sería la diferencia más notable.

2.2. Bases teóricas

“Se conoce como tal al conjunto actualizado de conceptos, definiciones, nociones, principios etc., que explican la teoría principal del tópico a investigar. Surgen de la revisión bibliográfica vinculada con el tema seleccionado” (Pérez, 2005, p.69).

A continuación se destacan los elementos teóricos fundamentales en los que se sustenta la presente investigación.

2.2.1. Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC)

Es una empresa dedicada al desarrollo de la energía eléctrica, creada el 31 de Julio del año 2007 y publicada en la Gaceta oficial N° 38736, tiene como horizonte la unificación y el trabajo en conjunto de todas las organizaciones dedicadas a la prestación del servicio (a la fecha de su creación) en el sector eléctrico (EDELCA, La EDC, ENELVEN, ENELCO, ENELBAR, CADAFE, GENEVAPCA, ELEBOL, ELEVAl, SENECA, ENAGEN, CALEY, CALIFE y TURBOVEN). Su principal objetivo es garantizar la prestación del servicio de forma confiable, eficiente y socialmente incluyente, aprovechando de la mejor forma los recursos humanos, técnicos y administrativos disponibles en cada región (CORPOELEC, s.f.).

2.2.2. Sistema Eléctrico de Potencia

Según lo establecido por CADAFE (1996) un sistema eléctrico de potencia esta compuesto por cuatro partes claramente diferenciadas, que son: Generación, Transmisión, Subtransmisión y Distribución.

Generación. Es la primera etapa en los sistemas eléctricos de potencia y se encarga de producir la energía eléctrica a partir de la conversión de otros tipos de energía, como: térmica, hidráulica, eólica, nuclear, solar etc.

Transmisión. Su finalidad es transportar grandes bloques de energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo, normalmente operan con niveles altos de tensión para así reducir las pérdidas e incrementar la eficiencia en esta etapa. Actualmente en Venezuela los niveles de tensión implementados en transmisión son: 765, 400 y 230 kV.

Subtransmisión. Esta etapa del sistema eléctrico de potencia viene dada por la necesidad de la reducción de los niveles de Tensión utilizados en transmisión para poder suministrar la energía hasta las Subestaciones de distribución ubicadas en las ciudades y centros poblados, reduciendo los costos y el riesgo que esto conlleva. Actualmente en Venezuela, los niveles de tensión comúnmente utilizados en Subtransmisión son: 115, y 34.5 kV.

Distribución. Se refiere a la última etapa del sistema eléctrico de potencia y tiene como finalidad repartir y transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de Distribución hasta los usuarios o consumidores. Actualmente en Venezuela, los niveles de tensión comúnmente utilizados en la etapa de distribución son: 34.5 y 13.8 kV.

En cuanto a los Sistemas de Distribución Ramírez (2004) afirma que:

“Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución (Gigante Invisible), lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de gran trascendencia”
(p.2).

2.2.3. Componentes de un Sistema de Distribución

De acuerdo a Ramírez (2004) los sistemas de distribución están conformados por: Subestaciones de Distribución, Circuitos Primarios, Transformadores de distribución y Circuitos Secundarios.

Subestaciones de Distribución. Es donde se da origen a los circuitos primarios de distribución a partir de la transformación del nivel de tensión correspondiente a la etapa de Subtransmisión.

Circuitos Primarios. Son aquellos que transportan la energía desde la Subestación de Distribución a los transformadores de distribución ubicados en los sectores urbanos y rurales. Estos circuitos operan al mismo nivel de Tensión que la barra secundaria de la Subestación de Distribución.

Transformadores de Distribución. Su finalidad es transformar el nivel de tensión del circuito primario al valor correspondiente para suministrar energía a los consumidores.

Circuitos Secundarios. Destinados para canalizar la energía eléctrica en Baja Tensión desde los transformadores de distribución hasta los usuarios.

En la Figura 2.1 se observa un esquema de un sistema eléctrico de distribución donde se indican las partes referidas anteriormente.

2.2.4. Clasificación de los Sistemas de Distribución según la carga servida

Dependiendo de la carga servida Ramírez (2004) clasifica a los Sistemas de Distribución en: Residencial, Comercial, Industrial, para Alumbrado público y de cargas Mixtas.

Sistema de Distribución Residenciales. Sirven cargas de tipo residencial, en donde se agrupan las urbanizaciones, viviendas multifamiliares, viviendas unifamiliares, etc. La energía consumida dependerá de los hábitos y el estrato social de las personas que residen en la zona. Este tipo de carga se caracteriza por ser en su mayoría de naturaleza resistiva, con una baja componente inductiva producto de la influencia de electrodomésticos y otros equipos.

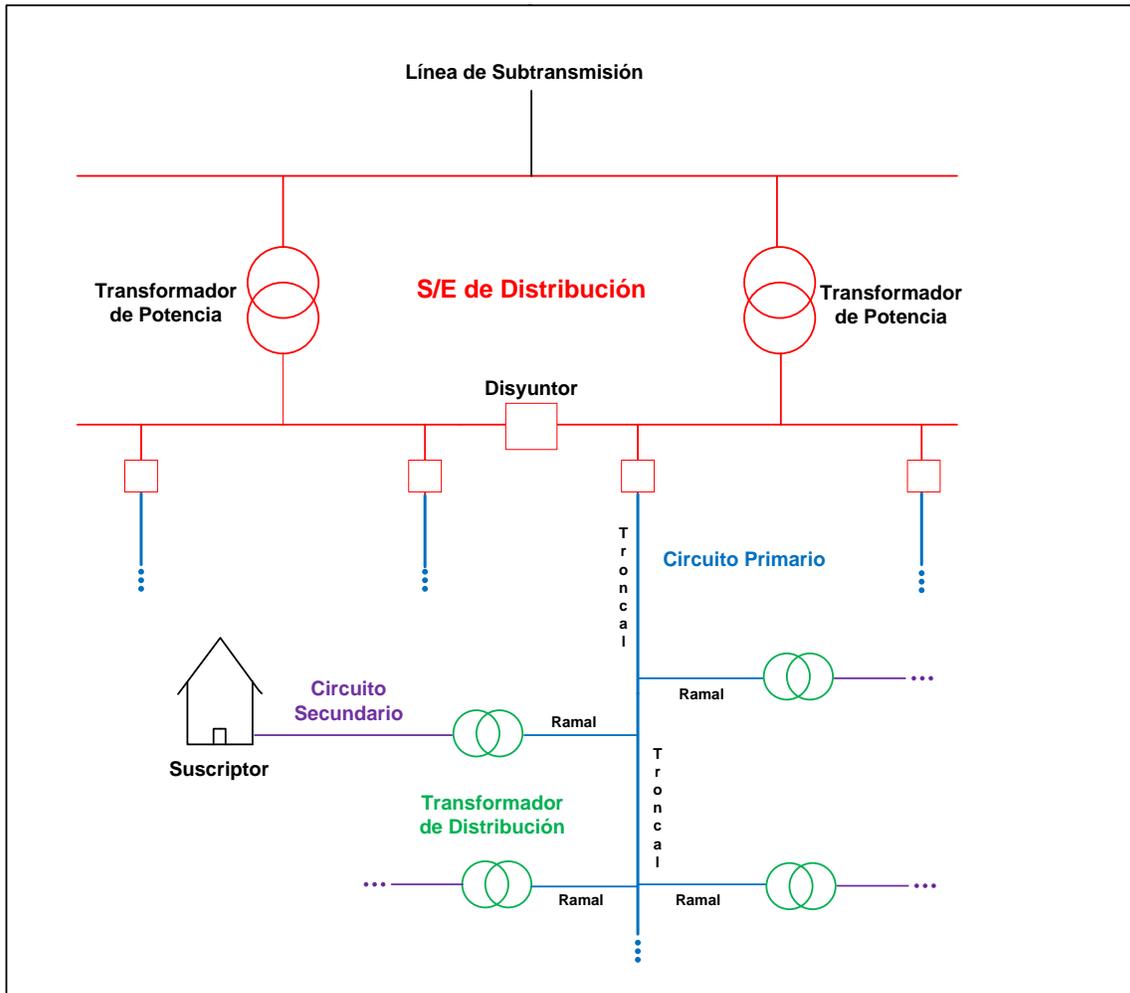


Figura 2.1. Partes que conforman un Sistema de Distribución.

Sistemas de Distribución Comercial. Son aquellos que sirven de energía eléctrica a lugares en donde se desarrollan actividades de tipo comercial, generalmente ubicadas en las áreas céntricas de las ciudades o municipios, tales como: Edificios para oficinas, Bancos, Supermercados, Aeropuertos, Hospitales, etc. Este tipo de cargas están caracterizadas por ser de naturaleza resistiva, con alguna componente inductiva que disminuye el factor de potencia, además de introducir armónicos a la red.

Sistemas de Distribución Industrial. Estos sistemas se caracterizan por servir una gran cantidad de motores y maquinarias pesadas que requieren el suministro de grandes bloques de energía,

con frecuencia es necesario aplicar correcciones al factor de potencia a causa de la componente de energía reactiva.

Sistema de Distribución para cargas de Alumbrado Público. Diseñados principalmente para servir cargas de Alumbrado Público, que contribuyan a la seguridad ciudadana en horas nocturnas. Normalmente estas cargas son lámparas de Vapor de mercurio o Sodio.

Sistemas de Distribución de cargas Mixtas. En este tipo de Sistemas se tienen cargas de distinta naturaleza, lo cual no es muy deseable ya que se dificulta el control de pérdidas y la operación del sistema.

2.2.5. Configuraciones básicas en los Sistemas Primarios de Distribución

Tao y Yin (2006) afirman que uno de los aspectos más importantes y relevantes en la planificación de los sistemas de distribución es seleccionar la estructura o topología que tendrán las redes primarias. Por otro lado, dichos autores indican que los principales esquemas de alimentación utilizados en los Sistemas de Distribución son: Radial, Anillo, Centro de Carga y Primario Selectivo.

Sistema de Distribución Radial. Es el esquema más sencillo y de más bajo costo tanto en operación como en mantenimiento ya que posee una sola vía de alimentación a la carga servida. Las fallas presentadas en esta topología pueden causar el corte de servicio de muchos usuarios y el tiempo de interrupción puede ser considerable. El nivel de confiabilidad en el servicio es bajo, es por ello que solo es utilizado para suministrar energía a zonas apartadas con baja densidad de carga (Ramírez, 2004). En la figura 2.2 se muestra el Esquema de un sistema de Distribución Radial.

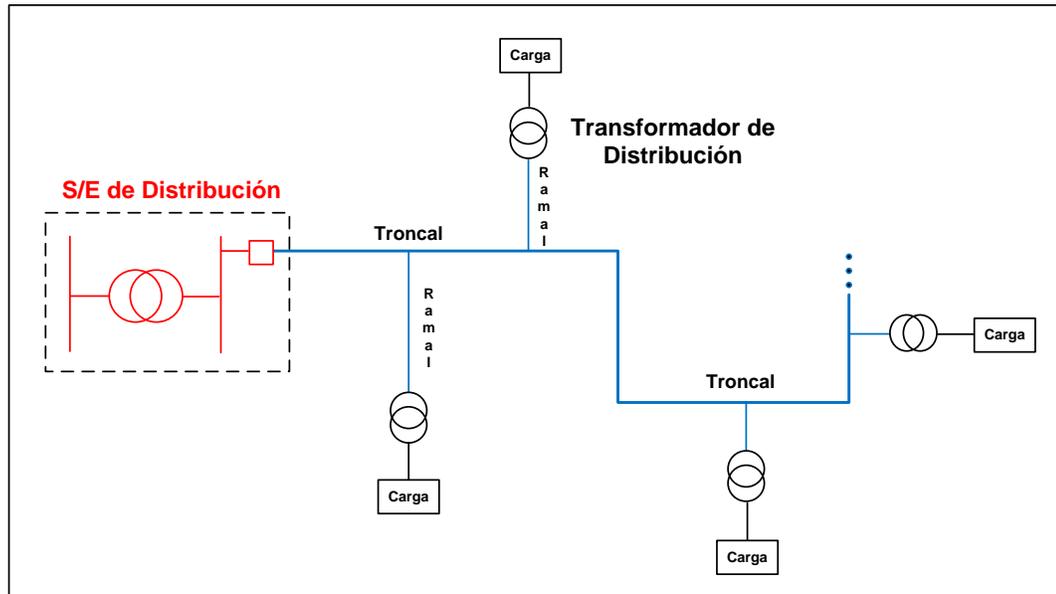


Figura 2.2. Esquema de un Sistema de Distribución Radial.

Sistema de Distribución en Anillo. En este esquema existen dos vías posibles para el suministro de energía, las cuales generalmente provienen de distintas Subestaciones para elevar los niveles de confiabilidad. De esta forma, al presentarse una falla en alguna sección del alimentador primario, éste puede ser aislado sin necesidad de interrumpir el servicio a la totalidad de los usuarios (Ramírez, 2004). En la figura 2.3 se presenta el esquema de un Sistema de Distribución en Anillo, dependiendo de la posición (Abierto o Cerrado) de los seccionadores (A) y (B), las cargas pueden ser alimentadas por cualquiera de las Subestaciones, o incluso por ambas.

Sistema de Distribución Centro de Carga. Es aquel en donde se emplea un alimentador expreso hasta el centro de carga de la zona que será servida, luego a partir de allí se realizan las ramificaciones correspondientes. El alimentador expreso no debe poseer cargas a lo largo del recorrido y comúnmente será necesario aplicar reguladores automáticos de tensión en un punto cercano al centro de carga. Este esquema es comúnmente utilizado en zonas donde el centro de carga se encuentra alejado de la Subestación de Distribución (CADAFE, 1996). En la figura 2.4 se muestra el esquema de un Sistema de Distribución Centro de Carga.

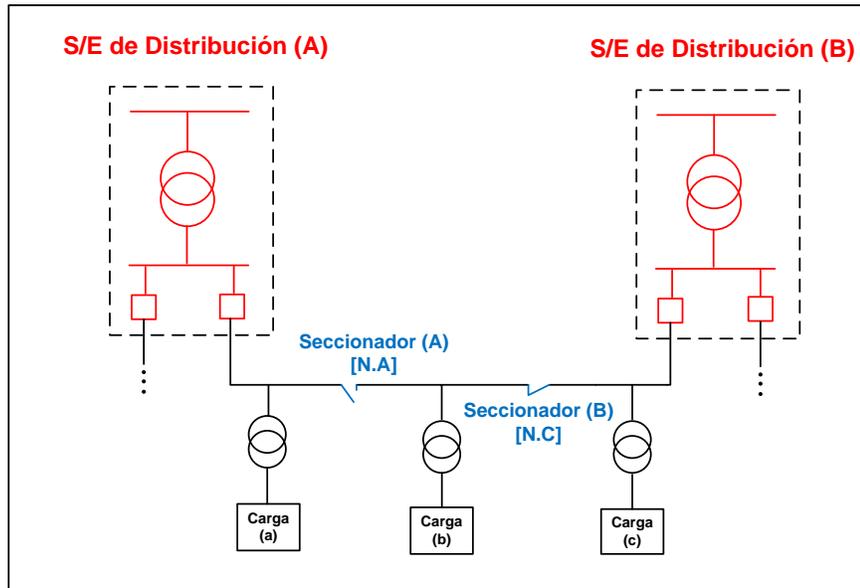


Figura 2.3. Esquema de un Sistema de Distribución en Anillo.

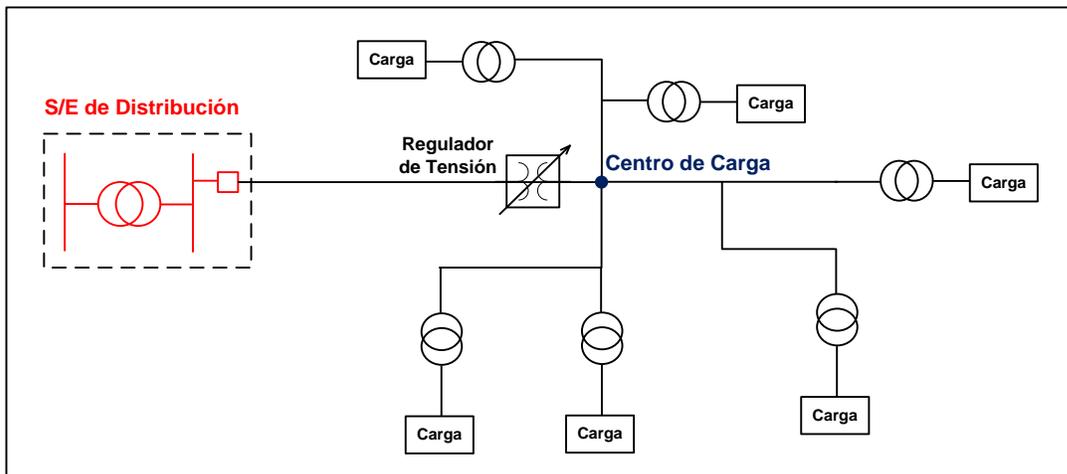


Figura 2.4. Esquema de un Sistema de Distribución con Centro de Carga.

Sistema de Distribución Primario Selectivo. Este sistema utiliza básicamente los mismos componentes de la configuración en Anillo, consta de dos alimentadores dispuestos en un esquema dual y generalmente el recorrido de éstos es por la misma ruta. Se puede seleccionar mediante un seccionamiento manual o automático el circuito primario para alimentar al transformador de Distribución. Bajo condiciones de falla o contingencia, la restauración del

servicio es rápida ya que no hay necesidad de localizar la falla (como en el esquema de anillo) antes de hacer la transferencia de circuito. Esta configuración suele ser usada para servir cargas que por su naturaleza requieren alta confiabilidad del servicio prestado (Ramírez, 2004). En la figura 2.5 se presenta un Sistema de Distribución Primario Selectivo, en donde al operar sobre los seccionadores (de forma manual o automática) se puede seleccionar el circuito primario que alimentará a los transformadores de distribución.

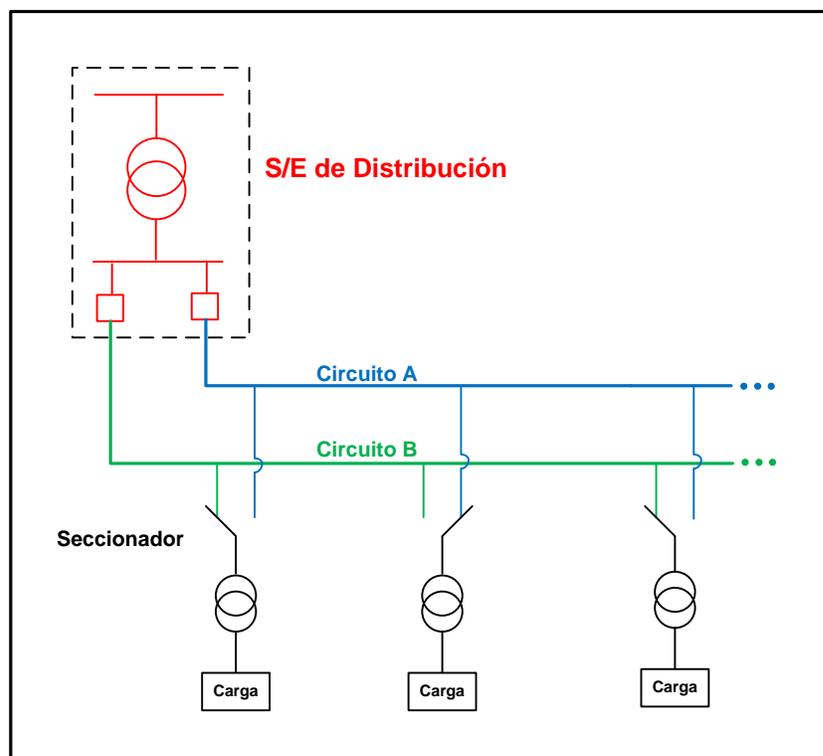


Figura 2.5. Esquema de un Sistema de Distribución con primario selectivo.

2.2.6. Planificación del Sistema de Distribución

Naranjo (2006) afirma que la estructura de los costos en el Sistema eléctrico de potencia puede repartirse de la siguiente forma:

- Generación de 30 a 40%
- Transmisión de 15 a 20%

- Distribución de 30 a 40%
- Otros de 15 a 20%

De lo anterior, se puede decir que los Sistemas de Distribución eléctrica generan altos costos en cuanto a inversiones de obras se refiere.

Es por ello que los ingenieros de distribución se dedican en gran medida a la búsqueda de técnicas y métodos eficientes para efectuar los diseños, de forma que se reduzcan los costos generales (Obras, Mantenimiento y Operación) del sistema (Panda, Samantaray & Samui, 2012).

La finalidad de la planificación en los Sistemas de Distribución de energía eléctrica, es determinar una expansión ordenada bajo los criterios de eficiencia técnica y económica tomando como base el sistema presente, garantizando al suscriptor continuidad en el servicio y una calidad de energía adecuada, y a la empresa de energía eléctrica responsable, la mejor utilización de sus recursos, manteniendo una imagen de organización eficiente ante el suscriptor (Ramón, 1994).

Algunos de los factores o aspectos que dificultan el proceso de Planeamiento de los sistemas de distribución son: El gran volumen de información que posee la empresa distribuidora, el cual debe ser manejado por el personal; La gran cantidad de soluciones que derivan del análisis de posibles situaciones; Imprecisiones en el Pronostico de demanda por la utilización de datos erróneos o con falta de confiabilidad; Inconsistencias en las densidades de carga de una zona, además de cargas de distinta naturaleza en la misma ubicación, lo que impide la aplicación de un único criterio de planificación (Achuri, 1998).

En la planificación de los sistemas de distribución se contemplan principalmente dos categorías de análisis denominadas: Corto Plazo y Mediano Plazo o Largo Plazo, cuyos objetivos, planteamientos, soluciones y periodos de proyección difieren entre sí (Ramón, 1994).

Con el fin de diseñar el sistema de distribución de acuerdo al estudio planificación, se debe efectuar un **Análisis del Sistema Presente**, el cual consiste en la evaluación del estado de operación actual, con base a ciertos criterios o parámetros técnicos y económicos. Este análisis permite aplicar de forma inmediata correctivos que requieran pocas inversiones y corto tiempo de implementación y además determinar las deficiencias actuales del sistema a ser consideradas en el análisis a Corto Plazo (CADAPE, 1996).

Planificación a Corto Plazo. En este tipo de estudio el periodo de proyección contempla el tiempo necesario para la compra, construcción y suministro de equipos a ser incorporados en el sistema. El objetivo principal en la Planificación de Corto Plazo es determinar el mejor y mas sencillo plan para la ejecución de obras en el presente, de forma que el equipo requerido este en condiciones operativas en el momento previsto (Ramón, 1994).

Para el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo, el tiempo de proyección o alcance de los estudios de planificación a corto plazo es de cuatro (4) años, por ello en estos planes se ven contemplados los siguientes tipos de obras:

- Remodelación de redes actuales por deterioro físico u obsolescencia.
- Creación de nuevas instalaciones o aumento de capacidad de las existentes a fin de suplir requerimientos de la demanda a corto plazo y del Sistema Presente.
- Electrificación de nuevas urbanizaciones o centros poblados.
- Modificaciones al sistema, a fin de mejorar la continuidad, calidad o flexibilidad del servicio prestado.
- Alimentación a suscriptores especiales.
- Incorporación de cargas Imprevistas.

Planificación a Mediano Plazo o Largo Plazo. La planificación a Mediano o Largo Plazo va más allá del tiempo de construcción y adquisición de equipos, está motivada por el afán de maximizar el beneficio técnico, económico y temporal de las obras contempladas en el plan a Corto Plazo. Se busca asegurar que todos los elementos incorporados al sistema sean empleados de forma eficiente y tengan una vida útil que justifique la inversión. Además, los planes a Mediano y Largo Plazo permiten visualizar la expansión del sistema, dando una idea de los costos y recursos que necesitará la empresa para ejecutar las obras correspondientes (Ramón, 1994).

El tiempo en el cual se desarrollará el estudio a Mediano y Largo Plazo, dependerá de los requerimientos y criterios del planificador. En el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo comúnmente se proyecta un análisis a Mediano Plazo de ocho (8) años y un análisis a Largo Plazo para veinte (20) años. Los tipos de obras que contemplan los planes de Mediano y Largo Plazo están ligados principalmente la construcción y ampliación de Subestaciones. Algunas obras que se incluyen en los planes de mediano y largo plazo son:

- Construcción de una nueva Subestación.
- Expansión en una Subestación.
- Cambio en los niveles de Tensión de operación.
- Planteamiento de Nuevos Troncales de Circuitos.

En la figura 2.6 se muestra esquemáticamente el proceso general de planificación de un sistema eléctrico de distribución.

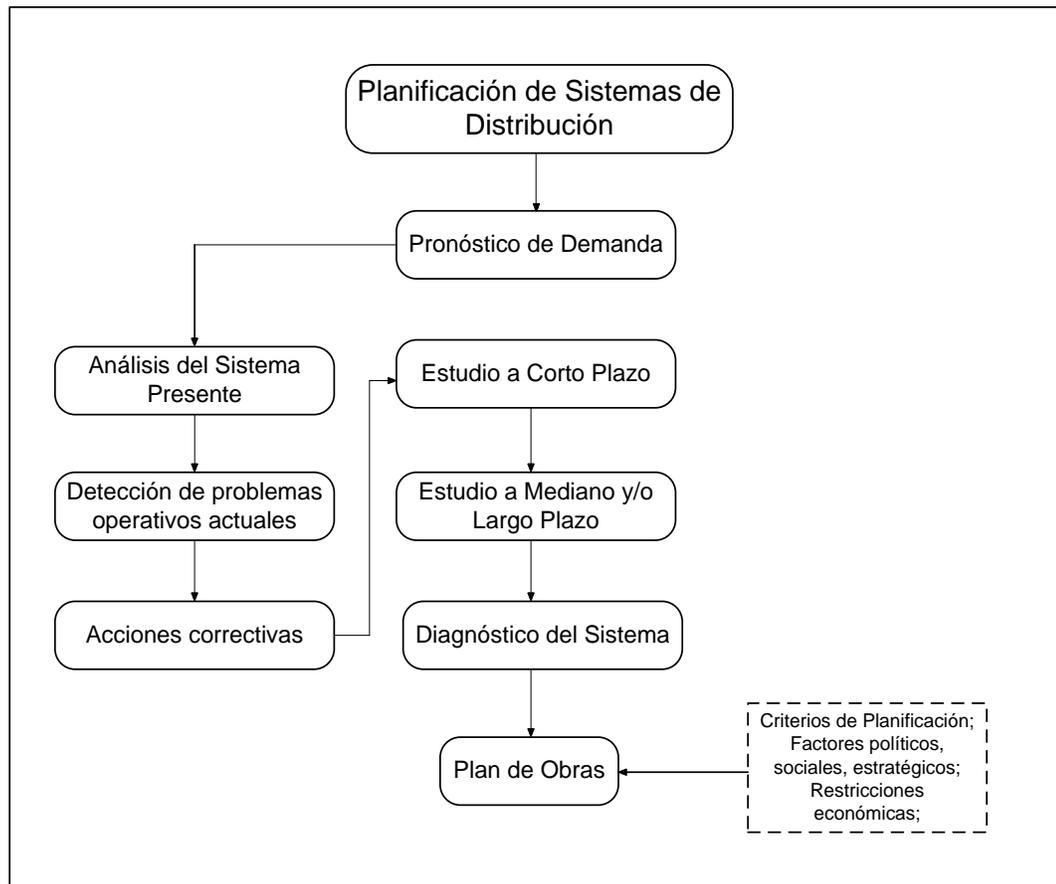


Figura 2.6. Proceso general de la Planificación para los Sistemas de Distribución.

2.2.7. Pronóstico de Demanda para la Planificación de Sistemas de Distribución

La clave para realizar un estudio planificación de sistemas de distribución, es elaborar de forma correcta el pronóstico de demanda, así las obras planteadas en el plan de expansión y adecuación estarán concebidas de acuerdo a los requerimientos de la demanda futura. Dicho pronóstico contempla determinar tanto el valor total de la carga futura, como la ubicación espacial de ésta, además su resultado será altamente dependiente los datos históricos de demanda. Cualquier pronóstico de demanda está sujeto a la incertidumbre debido a que se ve afectado por factores como: La economía, planes de desarrollos urbanísticos o industriales, regulaciones gubernamentales y otros aspectos geográficos y sociales (Al-Alawi & Islam, 1996).

Existen diversos métodos para la predicción de la demanda, los cuales buscan modelar el crecimiento que tendrá la carga en una zona en específico. Este comportamiento ha sido ampliamente estudiado y su característica según Guo, Sun, Wang, Wang y Zai (2009) se representa en la figura 2.7

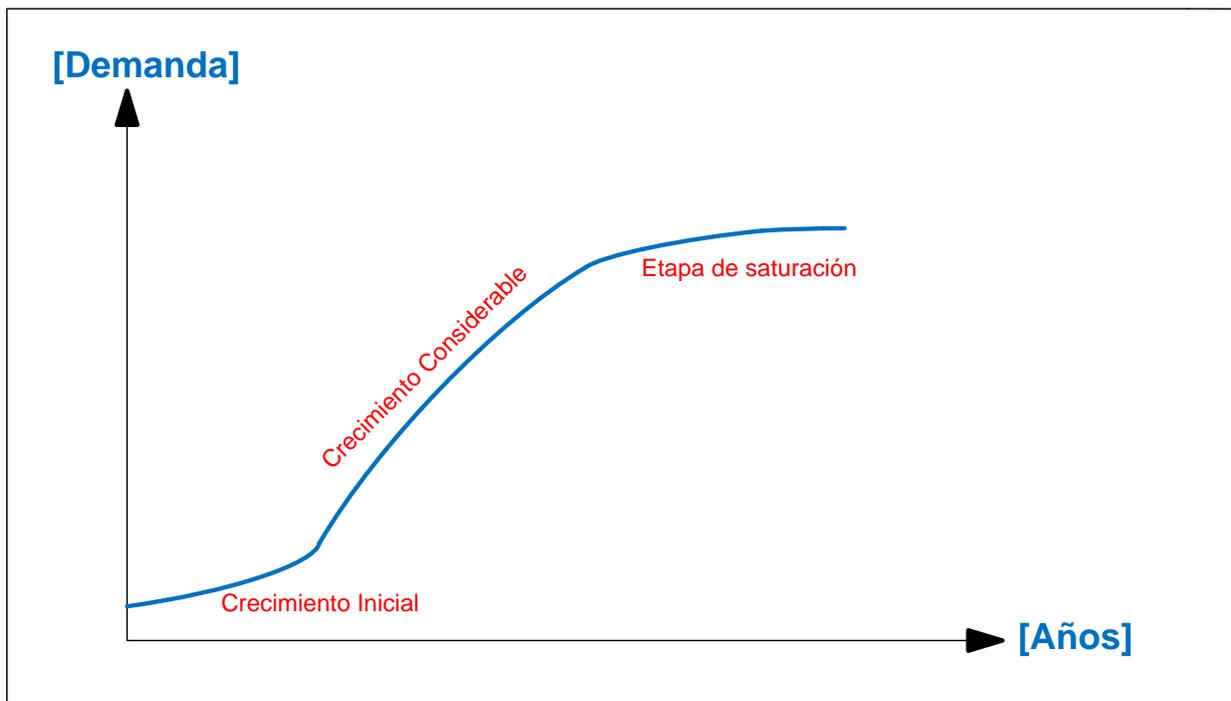


Figura 2.7. Curva representativa del Crecimiento de Carga en una determinada zona.

Los Métodos mayormente utilizados para el pronóstico de demanda son los Analíticos, los cuales se basan en el análisis de los históricos de demanda máxima de la zona que se esté estudiando, para así identificar patrones, tendencias e información acerca del crecimiento de la carga; que permitan proyectar o pronosticar el crecimiento de la carga servida. Pueden ser clasificados en dos categorías generales de acuerdo a la información requerida, estos son: Tendenciales y de Simulación o Causales (Brooks, Northcote-Green, Tram & Willis, 1983).

Los métodos tendenciales poseen la gran ventaja de solo requerir los históricos de demanda máxima, los cuales son obtenidos fácilmente a partir de los registros en las Subestaciones, además los recursos computacionales utilizados para su aplicación son relativamente bajos. Los métodos de Simulación o Causales requieren una cantidad mucho mayor de datos, entre los que destacan: El uso de la tierra, clasificación de los clientes de acuerdo al estrato social, Factores socioeconómicos, etc. lo que permite obtener mayor precisión en los resultados del pronóstico de demanda (Brooks, *et ál*, 1983).

2.2.7.1. Método de Tendencia Histórica con Inferencia en Áreas Vacantes

El Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo utiliza como método para la predicción de demanda el *Método de tendencia histórica con inferencia en áreas vacantes*, el cual se basa en la determinación del crecimiento de demanda de acuerdo a los históricos y el uso que se le da a la tierra, considerando las nuevas áreas a desarrollar y aquellas que se encuentran saturadas, de forma que se sincere la demanda obtenida mediante los históricos de demanda máxima.

En este método las predicciones de demanda se efectúan sobre macro-áreas de no mas de 1200 hectáreas, que a su vez están divididas en cuadrículas uniformes de 25 ó 50 hectáreas, permitiendo caracterizar y simular la no uniformidad de la densidad de carga del área, además en estas cuadrículas se considera como limitante la etapa de saturación en el crecimiento de la demanda.

La demanda por cuadrículas pertenecientes a microáreas con influencia de circuitos primarios, viene dada por la ecuación 2.1.

$$D_{ijt} = D_{it} \times \frac{kVA_{ij}}{\sum_{j=1}^{n_i} kVA_{ij}} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Por otro lado, la demanda por cuadrículas pertenecientes a microáreas con influencia de áreas vacantes, viene dada por ecuación 2.2.

$$D_{ijt} = D_{it} \times \frac{FU_{ij}}{\sum_{j=1}^{n_i} FU_{ij}} \quad \text{Ec. 2.2}$$

En donde:

- kVA_{ij} : kVA instalado de la microárea j en la cuadrícula i .
- D_{ijt} : Demanda en la cuadrícula j , perteneciente a la micro-área i en el año t .
- D_{it} : Demanda de la micro-área i en el año t .
- M : Número total de microáreas.
- N_i : Número de cuadrículas asociadas con la microárea i .
- t : Año de predicción (1,...,8)
- FU_{ij} : Factor de utilización de la cuadrícula j , el cual viene dado por la ecuación 2.3.

$$FU_{ij} = \frac{\text{Area a desarrollarse en la cuadrícula (Ha)}}{\text{Area total de la cuadrícula (Ha)}} \quad \text{Ec. 2.3}$$

El área a desarrollarse en la cuadrícula se determina a partir de la consideración de los Planes de Desarrollo Urbano Local (PDUL), Zonificación del área y la aplicación de criterios propios del Planificador.

2.2.7.2. Plan de Desarrollo Urbano Local y Zonificación

Según IERU-USB (2010), el **Plan de Desarrollo Urbano Local (PDUL)**:

“Es un documento previsto en la Ley Orgánica de Ordenación Urbanística (1987) (artículo 16), cuyo contenido considera temas relativos a la evolución de la población y el empleo, las características del medio físico natural, el crecimiento y condiciones de la estructura edificada, los usos del suelo y las densidades, la dotación y funcionamiento de los servicios públicos puntuales y de redes, la vialidad y la regulación urbana vigente” (p.I-1).

De acuerdo a lo indicado en el Plan de Desarrollo Urbano Local (PDUL) se establece la **Zonificación** de las áreas, la cual determina ciertos factores como: densidad de habitantes, tipo de construcción y arquitectura permitida, dimensiones máximas en edificaciones, porcentajes de ubicación y construcción de obras, etc. La Alcaldía es el ente oficial encargado de establecer el PDUL que regirá a su respectiva zona, cada Municipio tiene una visión y consideraciones particulares en cuanto a la zonificación de las áreas, esto hace imposible establecer un único criterio, lo cual se ve reflejado en las diferencias existentes en cada Municipio para dictaminar las nomenclaturas de zonificación y los parámetros que ésta conlleva. En la tabla 2.1 se muestra parte de la Zonificación existente en el Municipio Valencia y algunos factores de interés, de acuerdo a lo indicado en la Gaceta Municipal N°10/1558 *“Ordenanza sobre el Plan de Desarrollo Urbano Local de Las Parroquias Candelaria, Miguel Peña, Santa Rosa y parte de San Blas”*, publicada el 15 de Octubre del 2010.

A su vez, la empresa CORPOELEC estableció una clasificación general para la zonificación de las áreas, de forma que ésta sea aplicable en todos los Municipios en donde se presta el servicio, simplificando el proceso de zonificación y caracterización de la energía. En la tabla 2.2 se observan algunas de las zonificaciones establecidas por CORPOELEC y su descripción correspondiente.

Tabla 2.1

Algunas zonificaciones existentes en el Municipio Valencia.

ZONIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN	DENSIDAD DE HABITANTES (HAB/ha)	PORCENTAJE MÁXIMO (%)	
			UBICACIÓN	CONSTRUCCIÓN
AR-1	RESIDENCIAL UNIFAMILIAR AISLADA Y PAREADA	140	50 - 60	70 - 80
AR-3	RESIDENCIAL UNIFAMILIAR PAREADA, CONTINUA Y DESARROLLOS DE CONJUNTO	250 - 850	60 - 70	80 - 160
AR-5	RESIDENCIAL UNIFAMILIAR PAREADA, CONTINUA Y MULTIFAMILIAR	850	60	150
AR-6	RESIDENCIAL UNIFAMILIAR PAREADA, CONTINUA Y MULTIFAMILIAR EN CONJUNTO	250 - 500	30 - 80	80 - 180
ZUP	RESIDENCIAL UNIFAMILIAR PAREADA Y CONTINUA, MULTIFAMILIAR AISLADA; DESARROLLADAS POR EL SECTOR PÚBLICO	250 - 350	20 - 60	70 - 125
C-1	COMERCIO PRIMARIO	-	60	120
C-2	COMERCIO INTERMEDIO		50	120
C-3	COMERCIO GENERAL		40 - 60	100 - 180
I-L	INDUSTRIA LIVIANA		60	120
I-M	INDUSTRIA MEDIANA		75	120
APV	AREA PROTECTORA DE VALENCIA		-	-

Nota: Para mayor detalle, consultar la Gaceta Municipal N°10/1558, publicada el 15 de Octubre del 2010.

Tabla 2.2

Algunas Zonificaciones establecidas por CORPOELEC.

TIPO DE CONSUMO	ZONIFICACIÓN CORPOELEC	DESCRIPCIÓN
ALUMBRADO PÚBLICO	AP1	CALLES
	AP2	AVENIDAS
	AP3	AUTOPISTAS
RESIDENCIAL	R1A	MEDIO ALTO (QUINTAS AISLADAS)
	R2A	MEDIO ALTO (CASAS AISLADAS)
	R2B	MEDIO ALTO (EDIFICIOS < 5 PISOS)
	R3A	MEDIO BAJO (CASAS AISLADAS)
	R3B	MEDIO BAJO (CASAS APAREADAS)
	R3C	MEDIO BAJO (EDIFICIOS < 5 PISOS)
	R4B	BAJO (CASAS APAREADAS)
COMERCIAL Y OTROS	GBT1.1	COMERCIAL ALTO (SERVICIOS PROFESIONALES)
	GBT1.6	COMERCIAL ALTO (OTROS)
	GBT2.1	COMERCIAL BAJO (SERVICIOS PROFESIONALES)
	GBT2.2	COMERCIAL BAJO (VIVERES)
	GBT2.6	COMERCIAL BAJO (OTROS)
	GMT1	SEDES COMUNALES
	GMT3	ESCUELAS, LICEOS, HOSPITALES
INDUSTRIAL	IMT1	ALIMENTOS, BEBIDAS, TABACO
	IMT5	QUIMICAS, CARBON, PLASTICO
	IMT8	METAL, MAQUINARIAS
	IMT10	AUTOMOTRIZ

Fuente: Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo.

2.2.7.3. Índices de Carga

Los **Índices de carga** (kVA/área), determinan la demanda máxima que puede requerir una zona de acuerdo a la zonificación y área correspondiente. Permiten sincerar las demandas obtenidas en el proceso de predicción al considerar la saturación del área y la demanda máxima a ser servida en esta condición. El proceso de determinación de este parámetro consiste en estudiar la energía consumida en un periodo de tiempo de una zona particular, de la cual se conozca el área superficial (ha, km², etc.) y la zonificación correspondiente, además de considerar el Factor

de Potencia y Carga representativo del área en cuestión (González, 2009). De forma general, los índices de carga se determinan de acuerdo a la ecuación 2.4.

$$indice_{(Zx)} = \frac{EC(T)}{T \times \text{Área efectiva} \times F.P \times F.C} \quad \text{Ec.2.4}$$

En donde:

- $indice_{(Zx)}$: Es el índice de carga para la zona en cuestión (kVA/área).
- Zx : Zonificación del área de estudio (R1, R2, I, etc.)
- $EC(T)$: Energía total consumida en un periodo de tiempo (T) en el área en cuestión. Este dato es proporcionado por el Departamento de Comercialización de energía.
- T : Periodo de tiempo en el cual se cuantifico la energía consumida EC .
- Área efectiva : Área total de la zonificación en donde se encuentra la carga (ha, km², etc.).
- $F.P$: Factor de Potencia que representa la zona a estudiar.
- $F.C$: Factor de Carga que representa la zona a estudiar.

En la tabla 2.3 se indican valores típicos de los Índices de Carga para las zonificaciones establecidas de CORPOELEC indicadas en la tabla 2.2.

Tabla 2.3

Índices de carga típicos para algunas zonificaciones establecidas por CORPOELEC.

TIPO DE CONSUMO	ZONIFICACIÓN CORPOELEC	ÍNDICE DE CARGA (kVA max / ha)
ALUMBRADO PÚBLICO	AP1	4
	AP2	6
	AP3	14
RESIDENCIAL	R1A	54
	R2A	52
	R2B	366
	R3A	48
	R3B	79
	R3C	185
	R4B	35
COMERCIAL Y OTROS	GBT1.1	430
	GBT1.6	214
	GBT2.1	100
	GBT2.2	304
	GBT2.6	206
	GMT1	250
	GMT3	31
INDUSTRIAL	IMT1	55
	IMT5	266
	IMT8	30
	IMT10	200

Fuente: Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo.

2.2.8. Software MICROSOFT EXCEL®

Henao y Rambal (2009) definen a Microsoft Excel como:

“Un programa computacional que sirve como instrumento para el procesamiento de datos, a través de matrices que son llamadas “hojas de cálculo”; es una herramienta realmente poderosa para quienes requieren de modelos, operaciones aritméticas, labores contables, cálculos, gráficos y análisis de datos” (¶.18).

Microsoft EXCEL®, dispone como parte de sus “Herramientas de Gráficos” la aplicación de líneas de tendencia, las cuales permiten la aproximación y modelación del comportamiento de los datos. Dentro de las Líneas Tendenciales, se encuentran las aproximaciones lineales, éstas se basan en el método de **Mínimos Cuadrados**; Cerquera (s.f.) establece que con este método, dado un conjunto de pares ordenados (X_i , Y_i) se puede hallar una relación entre éstos a través de una ecuación lineal, de la forma presentada en la Ec. 2.5.

$$y = ax + b \quad \text{Ec. 2.5}$$

En donde “a” representa la pendiente de la recta y “b” es una constante que representa el corte de la recta con el eje de las ordenadas. Sin hacer énfasis en el procedimiento para demostrar la obtención de estas constantes, se presentan la Ec. 2.6 y la Ec. 2.7 respectivamente.

$$a = \frac{n(\sum X_i \cdot Y_i) - (\sum X_i) \cdot (\sum Y_i)}{n(\sum X_i^2) - (\sum X_i)^2} \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$b = \frac{(\sum Y_i) - a(\sum X_i)}{n} \quad \text{Ec. 2.7}$$

En donde:

- a : Pendiente de la recta.
- b : Intercepto con el eje de las ordenadas.
- n : Cantidad de pares ordenados.
- X_i : Abscisa del par ordenado.
- Y_i : Ordenada del par ordenado.

2.2.9. Software PADEE®

En MATMOR (s.f.) se define al Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica (PADEE) como una aplicación computacional que permite realizar cálculos y análisis en redes de distribución de energía eléctrica. Este software utiliza como base de dato principal los

planos elaborados con las tecnologías CAD (Computer Aid Design) – CAE (Computer Aid Engineering) – GIS (Geographic Information System), los cuales contienen toda la información necesaria para realizar los análisis y cálculos eléctricos, además estos planos pueden ser interpretados de forma sencilla por el personal. Entre los módulos que conforman el PADEE se encuentran:

- **Programa de Planos Inteligentes (PPI).** En este modulo están contenido librerías automáticas, manuales de usuario y herramientas de dibujo que permiten normalizar los Planos de las redes, con el fin de que los programas de análisis puedan tomar los datos de forma automática.
- **Programa de Predicción de Demanda a Corto y Mediano Plazo (PPDCM).** Este modulo permite realizar las predicciones de demanda por cuadrículas, subestaciones y circuitos. Toma las cargas ubicadas en las cuadrículas para totalizar la demanda de éstas y genera un archivo que sirve como base de datos para realizar los cálculos y análisis matemáticos para la predicción de demanda. Una vez realizados los cálculos, los resultados son incorporados a la red de forma gráfica en función de la capacidad instalada en cada cuadrícula. Los resultados obtenidos pueden ser leídos y modificados mediante cualquier software de hoja de cálculo.
- **Programas de Análisis de la Red Primaria (PARP).** Realiza los cálculos correspondientes a las Redes Primarias del sistema de distribución para determinar: caída de tensión, niveles de cortocircuito, pérdidas, compensación reactiva, etc. Este modulo utiliza para el desarrollo del Flujo de Carga el *Método de Solución de la Escalera*, Miranda (2009) plantea que en este método se aprovecha la configuración radial o anillo abierto que presentan por lo general los sistemas de distribución, se basa en la modelación detallada de cada componente de la red y en la aplicación de la teoría de redes acopladas, la cual está estructurada en un calculo recurrente iterativo de las tensiones nodales, empezando desde el extremo mas alejado del Troncal del alimentador hasta el nodo inicial del mismo. Se enumera de forma ascendente a partir de la Subestación cada nodo de la red sin importar si es una sección de línea trifásica o monofásica.

2.2.10. Criterios, Parámetros y aspectos a considerar en la Planificación de Sistemas de Distribución

A continuación, se describirán algunos parámetros, criterios y consideraciones generales que se utilizan en la elaboración de estudios de planificación. Cabe destacar, que no es posible indicar todos los criterios existentes, ya que cada sistema posee características particulares y dependerá de la inventiva y experiencia del planificador realizar el diagnóstico y solución a los problemas presentados. Por otro lado, los criterios aquí expuestos son generales y deben ser acatados, exceptuando aquellos casos en que su aplicación conduzca a soluciones técnicamente inadecuadas o antieconómicas.

2.2.10.1 Tensiones Normalizadas

Para todas las obras nuevas, previstas en los planes de expansión, según el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo se considerará únicamente las tensiones indicadas en la tabla 2.4.

Tabla 2.4
Tensiones Normalizadas.

TENSIÓN (kV)	APLICACIÓN
13.8	Circuitos Primarios de Distribución
34.5	Líneas de Subtransmisión o Circuitos de Distribución en áreas rurales
115	Líneas de Subtransmisión

Fuente: Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo.

En caso de existir en el sistema tensiones que difieran a las señaladas en la tabla 2.4 se restringirá su expansión y de ser posible se aplicarán las medidas necesarias para la adecuación y cambio hacia las tensiones normalizadas.

2.2.10.2 Variaciones de Tensión permitidas

Según lo establecido en el artículo 3, sección 7 del documento “Normas de Calidad del Servicio de Distribución de la Electricidad” publicado en la Gaceta Oficial #38006, la variación porcentual permitida en los niveles de Media Tensión ($1\text{kV} < \text{Media Tensión} < 69 \text{ kV}$) en condición normal de operación, medido en el punto de suministro, con respecto al valor de tensión nominal, se indica en la tabla 2.5.

Tabla 2.5

Variaciones de tensión permitidas en las redes de media tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	VARIACIÓN PERMITIDA
Media Tensión	$\pm 6\%$

Fuente: Normas de Calidad del Servicio de Distribución de la Electricidad (Gaceta oficial #38006).

A su vez, en la sección 7.1.6 del documento “Norma parámetros y criterios para los estudios y diseño de las redes de media tensión” (CORPOELEC) se establece que en la Planificación de las redes de media tensión se debe considerar un margen de seguridad de 1 % respecto al valor indicado en la tabla 2.5, con la finalidad de no sobrepasar el valor establecido al cometer errores en la modelación de la red y no tomar en cuenta los desbalances de carga en la red. En la tabla 2.6 se presenta la variación de tensión permitida por CORPOELEC en las redes de media tensión en condiciones normales de operación.

Tabla 2.6

Variaciones de tensión permitidas por CORPOELEC en las redes de media tensión (Norma interna).

NIVEL DE TENSIÓN	VARIACIÓN PERMITIDA
Media tensión	$\pm 5\%$

Fuente: Norma parámetros y criterios para los estudios y diseño de las redes de media tensión CORPOELEC (2010).

2.2.10.3 Capacidad Nominal en conductores normalizados

La capacidad térmica y potencia máxima para conductores de aleación de aluminio 6201 (Arvidal) dispuestos de forma aérea se muestran en la tabla 2.7.

Tabla 2.7
Capacidad nominal en conductores normalizados de Aleación de Aluminio 6201 (Arvidal).

CALIBRE (AWG - kCM)	I^* (A)	POTENCIA (MVA)	
		Tensión: 13.8 kV	Tensión: 34.5 kV
4	133	3.18	7.95
2	180	4.30	10.76
1/0	242	5.78	14.46
2/0	280	6.69	16.73
3/0	323	7.72	19.30
4/0	375	8.96	22.41
336.4	503	12.02	30.06
397.5	560	13.39	33.46

(*): Carga para la condición "Con sol y viento", Según lo indicado en la sección 7.1.2 de la Norma parámetros y criterios para los estudios y diseño de las redes de media tensión CORPOELEC (2010).

2.2.10.4 Cargabilidad o factor de utilización de conductores

En condiciones normales de operación, no se permitirá carga a más de 2/3 de la capacidad nominal (66.66%) a los conductores del troncal o ramificaciones que posean algún punto de transferencia con otro circuito, con la finalidad de disponer de 1/3 de la capacidad total del conductor como reserva, teniendo la posibilidad de absorber carga de otros circuitos en caso de emergencia, además con esta reserva se podrá suplir el crecimiento de la demanda existente (CADAPE, 1996).

2.2.10.5 Factor de potencia a nivel de salida de circuitos de MT

En la planificación de sistemas de distribución se debe establecer que en el año de proyección del estudio se tenga un factor de potencia de 0.9 como mínimo en la salida de los circuitos de media tensión al momento de la demanda máxima coincidente, de acuerdo a lo señalado en la

sección 7.1.9 de la Norma parámetros y criterios para los estudios y diseño de las redes de media tensión CORPOELEC (2010).

2.2.10.6 Transferencia de carga entre circuitos

Las transferencias de cargas consisten en la operación de traspasar carga de un circuito a otro, ya sea por condiciones de falla o trabajos de mantenimiento, éstas determinan la flexibilidad de la red y se reflejan positivamente en la continuidad del servicio prestado. Para poder ejecutar dicha operación se debe cumplir: 1) El voltaje no deberá sobrepasar los límites establecidos (Ver sección 2.9.2); 2) La capacidad de conducción del conductor no debe sobrepasar el 100% de su valor nominal (Ver sección 2.9.3); 3) Se debe considerar los ajustes de las protecciones para que no sean sobrepasados, además de verificar que no se sobrecargue ningún elemento del sistema primario (CADAFE, 1996).

2.2.10.7 Seccionamiento de la red

Tienen la finalidad de facilitar transferencias de carga y localizar con mayor rapidez y precisión posibles fallas en la red de distribución, reduciendo el número de suscriptores afectados por las interrupciones del servicio. CADAFE (1996) indica que la red primaria debe ser seccionada en los siguientes casos: 1) Cada 500 kVA de capacidad instalada en transformadores de distribución sobre el circuito troncal; 2) En aquellas derivaciones importantes del circuito; 3) Cada 5 km en aquellos tramos con baja densidad de carga.

2.2.10.8 Capacidad Firme

CADAFE (1996), dice que la Capacidad Instalada en una Subestación de Distribución, debe ser tal que con el transformador de mayor capacidad fuera de servicio, aún sea posible alimentar la totalidad de la carga servida. El criterio de Capacidad firme se basa en lo establecido en ANSI/IEEE Std C57.92 (1981), en donde se indica que un transformador de potencia, con una carga previa de 70% y una temperatura ambiente de 35°C, puede ser cargado en un 130% por ocho horas presentando un 1% de disminución en su vida útil; de acuerdo a esto se deduce la ecuación 2.8, la cual se aplica para Subestaciones con transformadores de igual capacidad instalada.

$$Cf = 1.3 \times (Nt - 1) \times P \quad \text{Ec. 2.8}$$

En Donde:

- Cf : Capacidad Firme.
- Nt : Numero de unidades de transformación.
- P : Capacidad nominal de un transformador.

En la tabla 2.8 se muestra de forma porcentual la Capacidad Firme de una Subestación con respecto a la Capacidad total instalada de ésta. Como se observa, subestaciones con un transformador no poseen Capacidad Firme, por lo que se debe evitar en los diseños la aplicación de esta condición. Además, no tiene objeto instalar mas de cuatro (4) transformadores en una subestación, ya que con cinco (5) transformadores instalados la capacidad firme es mayor a la capacidad nominal de la subestación.

Tabla 2.8

Capacidad Firme de acuerdo al número de Transformadores instalados en una Subestación.

NÚMERO DE TRANSFORMADORES	CAPACIDAD FIRME (%)
1	0
2	65
3	86,7
4	97,5

Existe la posibilidad de prever una alimentación de emergencia en el área servida por una subestación, a partir de subestaciones vecinas, de manera pues que a través de transferencias de cargas se asegure la continuidad del servicio, aumentando la capacidad firme ya no de la subestación sino la del sistema.

2.2.10.9 Capacidades normalizadas de Transformadores en Subestaciones de Distribución

En la tabla 2.9 se indican las capacidades normalizadas de los transformadores de potencia a ser instalados en Subestaciones de Distribución según la sección 7.1.5 de la “Norma parámetros y criterios para los estudios y diseño de las redes de media tensión CORPOELEC (2010)” y lo indicado por el Departamento de Planificación CORPELEC Carabobo. Se permitirá la utilización de capacidades que difieran a las mostradas en la tabla 2.9, siempre que se justifique de forma técnica o económica.

Tabla 2.9
Capacidad Nominal de Transformadores de Potencia en Subestaciones de Distribución.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	CAPACIDAD POR TRANSFORMADOR (MVA)	
	ONAN	ONAF
115 kV / 13.8 kV	30	36
115 kV / 13.8 kV	15	20
115 kV / 34.5 kV	30	36
115 kV / 34.5 kV	15	20
34.5 kV / 13.8 kV	12	15
34.5 kV / 13.8 kV	5	-

Fuente: Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo.

2.2.10.10 Construcción de una nueva Subestación

Comúnmente en los planes de expansión de sistemas de distribución se contempla la construcción de nuevas subestaciones, lo cual viene dado por la imposibilidad de continuar la prestación de servicio con niveles de calidad y confiabilidad adecuados. La capacidad instalada de la Subestación debe satisfacer los requerimientos de demanda, además de considerar la capacidad firme (Ver sección 2.2.9.8). Las Subestaciones de Distribución, deben estar localizadas lo más cerca posible al centro de carga, buscando asegurar la calidad y continuidad del servicio a los suscriptores, sin embargo existen ciertas limitantes que se deben considerar para la ubicación como: acceso a líneas de transmisión, disponibilidad y costo de terreno, pérdidas de energía en alimentadores primarios, implicación de riesgos a la comunidad, etc. (CADAPE, 1996).

2.3 Términos básicos

En este segmento se presentan algunas palabras técnicas que no han sido definidas anteriormente y son fundamentales para que los lectores logren interpretar y comprender de forma adecuada este trabajo de grado.

Alimentador. Es todo circuito eléctrico que transmite la energía desde las fuentes hasta los puntos de consumo de ésta.

Año Actual. Es el año en el cual se realiza el estudio de planificación.

Año Base. Es el año más reciente al del estudio (año actual), para el cual se deben poseer los registros de demanda máxima en las salidas de los circuitos de media tensión. Puede que en algunos casos coincida con el año actual.

Año de Proyección. Es el año para el cual se proyecta el estudio de planificación.

Área Vacante. Es un espacio disponible para el desarrollo de actividades residenciales, comerciales e industriales de acuerdo a lo establecido en los planes de desarrollo urbanos.

Banco de Transformación. Es un grupo de tres (3) transformadores monofásicos, conectados en forma trifásica.

Calidad. Es la capacidad del sistema de operar de acuerdo a un intervalo preestablecido de tensión y frecuencia.

Caída de Tensión. Es la diferencia de tensión entre dos puntos pertenecientes a un elemento (Alimentador, transformador, etc.) en un mismo instante.

Centro de carga. Es donde se ubica la mayor densidad de carga en un sistema eléctrico.

Condición normal de operación. Es aquella condición en donde el sistema de distribución opera fuera de condiciones de falla y además los parámetros eléctricos permanecen dentro de los rangos establecidos.

Confiabilidad de Sistema Eléctrico. Se entiende por ello la garantía de continuidad en la prestación del servicio.

Cuadrícula. Cuadrado de 25 ó 50 hectáreas, que permite representar la no uniformidad en la ubicación de la carga.

Demanda. Es la carga en A, kVA o kW para un instante de tiempo.

Demanda Máxima. El valor más elevado que alcanza la demanda en un periodo de tiempo determinado.

Densidad de Carga o de Demanda. Cantidad de carga eléctrica por unidad de longitud, área o volumen.

Factor de Carga. Es la relación de la demanda promedio a la demanda máxima en un ciclo de tiempo cualquiera.

Factor de Coincidencia. Es la relación entre la demanda máxima de un grupo de cargas y la sumatoria de las demandas máximas individuales de ese mismo grupo.

Factor de Demanda. Se define así a la relación de la demanda máxima y la capacidad total instalada de carga en un sistema.

Factor de Utilización. Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del equipo individual o sistema.

Flexibilidad del Sistema Eléctrico. Se define como la facilidad de adaptación a los cambios que puedan surgir. Esto se refiere a la previsión de cambios en el uso de la energía o de la distribución geográfica de la carga.

Media tensión. Se refiere a tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV.

Nivel de cortocircuito. Es el valor máximo de la corriente de cortocircuito que se presenta en un sistema eléctrico.

Pérdida de Energía. Se definen como las pérdidas de energía que ocurren en el sistema eléctrico durante un determinado periodo de tiempo.

Ramal. Es una derivación directa del Troncal del alimentador y se extiende por las rutas secundarias de una zona.

Sistema Primario. Se refiere a aquellas instalaciones que operan en Media Tensión, como lo son: Transformador de potencia, alimentadores, transformadores de distribución, etc.

Sistema secundario. Se refiere a aquellas instalaciones que operan en Baja Tensión.

Troncal. Es aquella sección del alimentador con mayor densidad de carga.

C A P Í T U L O

III

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO

Una vez que se ha formulado el problema entorno al cual se desarrolló la investigación y de haber planteado de forma clara y precisa las bases teóricas en las cuales se sustenta, se procede a realizar El Marco Metodológico de la investigación, el cual tiene como fin esencial exponer los métodos y pasos a seguidos para el cumplimiento de los objetivos planteados, además de indicar los instrumentos y herramientas a empleadas para la recolección y tratamiento de los datos. Es por ello que se presenta en el siguiente capítulo: El tipo de investigación a la cual pertenece el presente trabajo de grado, las técnicas de recolección y análisis de los datos, así como también las fases metodológicas (Pasos a seguidos) para el cumplimiento de los objetivos planteados.

3.1. Tipo de investigación

Según UPEL (2005), “El proyecto factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales” (p.6). Por su parte Hurtado de Barrera (2002) asegura que un proyecto factible “Implica explorar, describir, explicar y proponer alternativas de cambio mas no necesariamente ejecutar las propuestas” (p.103).

El resultado final del presente trabajo de grado fue la determinación de propuestas de adecuación y expansión del sistema de distribución, las cuales permitirán satisfacer las necesidades de CORPOELEC y la de los grupos sociales que hacen vida en la zona de estudio. Con base a lo expuesto anteriormente esta investigación tiene como tipo Proyecto Factible.

Hurtado de Barrera (2000) afirma que la investigación Predictiva:

“Consiste en prever situaciones futuras, a partir de estudios exhaustivos de la evolución dinámica de los eventos, de su interrelación con el contexto, de las fuerzas volitivas de los actores que intervienen, y del

estudio de las probabilidades de que algunos de esos eventos pudieran presentarse” (p.304).

De acuerdo a esto, el presente trabajo de grado se enmarcó bajo el tipo de investigación Predictiva, debido a que fue necesario pronosticar la demanda de energía eléctrica y realizar un análisis de la operación del sistema en años futuros.

En el mismo orden de ideas, UPEL (2005) establece que:

“Se entiende por Investigación de Campo, el análisis sistemático de problemas en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos o predecir su ocurrencia haciendo uso de los métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoque de investigación conocidos o en desarrollo. Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad; en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios” (p.14).

Por lo anterior, este trabajo especial de grado estuvo sujeto a la modalidad de Investigación de Campo, ya que fue necesario recurrir al campo para la adquisición y verificación de datos, como lo son: Estado de operación de equipos, espacio disponible para ampliaciones en Subestaciones, topología de las redes, mediciones de variables eléctricas, etc.

3.2. Fases Metodológicas

El presente trabajo especial de grado se desarrolló en tres (3) etapas, que permitieron concretar el cumplimiento del objetivo general planteado (Ver sección 1.3.1). A continuación se presentan estas etapas y las actividades que fueron necesarias para lograr cada una de ellas.

3.2.1. *Identificación de los históricos de demanda y planes de desarrollo urbano local de la zona de estudio para la predicción de demanda de energía eléctrica del sistema primario de distribución en los años 2012, 2015, 2019 y 2031 aplicando el método de tendencia histórica con inferencia de áreas vacantes*

3.2.1.1. *Reconocimiento e identificación del sistema primario de distribución de la zona de estudio*

3.2.1.1.1. Demarcación de la zona de estudio en el mapa político territorial del Estado Carabobo

Mediante el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo, se obtuvo un plano geográfico en formato CAD con la demarcación político territorial del estado, en el cual se delimitó la zona de estudio aplicando herramientas computacionales de dibujo.

3.2.1.1.2. Descripción de la zona de estudio

Se recopiló información bibliográfica acerca del desarrollo urbano en la zona delimitada, a través de las fuentes dispuestas por los entes oficiales pertinentes. De igual manera, analizando y aplicando observación directa sobre el plano adquirido en formato CAD, se identificaron elementos de la localidad, como lo son: Vialidad, desarrollo urbano actual, posición geográfica de las edificaciones, etc.

3.2.1.1.3. Identificación los circuitos y subestaciones con influencia en la zona de Estudio

Para cumplir esta actividad, se utilizó el plano en formato CAD mencionado en la sección 3.2.1.1.1. Dicho plano está conformado por una variedad de “Capas”, de las cuales un grupo de ellas contienen la información topológica del sistema primario de distribución del estado Carabobo, y aplicando observación directa sobre éste, se identificaron los circuitos y subestaciones con influencia en el área de interés. Asimismo, mediante el Departamento de

Planificación CORPOELEC Carabobo se recopiló información que sirvió para el reconocimiento e identificación del sistema de distribución de la zona.

3.2.1.1.4. Actualización de los Planos topológicos de las redes

Al visualizar en el plano que contiene la disposición topológica de las redes alguna particularidad que refleje contradicción y dificulte la apreciación y entendimiento del funcionamiento del sistema, se debió realizar visitas de campo con el fin de actualizar los planos topológicos de las redes pertenecientes al sistema de distribución.

3.2.1.2. *Estimación de la demanda de energía eléctrica del sistema primario de distribución de la zona de estudio para los años 2012, 2015, 2019 y 2031*

3.2.1.2.1. Adquisición la Base de Datos de CORPOELEC relacionada con las demandas de energía eléctrica del Estado Carabobo

A través del departamento de Planificación de Distribución CORPOELEC Carabobo, se obtuvo la base de datos de demandas registradas con al menos cinco (5) años de anterioridad (históricos de demanda) respecto al año actual (2012). Esta base de datos almacena las mediciones de demanda realizadas en los circuitos primarios del sistema de distribución, las cuales fueron efectuadas hasta veinticuatro (24) veces por día (un valor por cada hora) durante cada mes del año.

3.2.1.2.1. Identificación y selección de los circuitos con influencia en la zona de estudio en la Base de Datos los históricos de demanda

Con la base de datos obtenida se extrajeron los valores de demanda y otros datos correspondientes a los circuitos con influencia en el área de estudio, desechando la información que no fue de interés.

3.2.1.2.2. Elaboración de base de datos de demanda máxima

Fue necesario la extracción de los valores máximos de demanda, para almacenarlos en una nueva base de datos la cual contiene estos valores organizados de forma mensual por cada año. Esto se debe a que la metodología que se aplicó para la elaboración del estudio de planificación implica el uso de los valores de demanda máxima.

3.2.1.2.3. Elaboración mediante Microsoft EXCEL® las curvas que describen el comportamiento de los históricos de demanda

Para visualizar la característica y el comportamiento de los históricos de demanda máxima, se graficaron los valores almacenados en función de la fecha en la cual se registró la medida, buscando percibir fácilmente y de forma rápida las irregularidades y características propias del circuito a ser analizado.

3.2.1.2.4. Suavización de las curvas de demanda máxima

Fue necesario conocer el comportamiento natural del crecimiento de la carga servida, es por ello que se obviaron y excluyeron aquellos datos de demanda que impedían apreciar claramente dicho comportamiento, esto se logró aplicando herramientas sencillas como el promedio entre los valores aledaños al dato erróneo o simplemente no siendo tomados para los análisis posteriores. Un ejemplo de los valores demanda que fueron obviados son aquellos que son producto de transferencias de carga, fallas, condiciones anormales y errores en las mediciones.

3.2.1.2.5. Linealización del comportamiento de las curvas suavizadas

Una vez que se suavizaron las curvas correspondientes a los históricos de demanda máxima, se procedió a realizar la aproximación lineal mediante la herramienta de “Línea de tendencia” del Software MICROSOFT EXCEL®, la cual esta basada en el método de Mínimos cuadrados (Ver sección 2.2.7). La aplicación de dicho software arrojó como resultado la ecuación de la recta que

rige el comportamiento de la curva analizada, donde la pendiente de esta recta representa la tasa de crecimiento de demanda.

3.2.1.2.6. Proyección de la demanda de energía eléctrica del Sistema Primario de Distribución para los años de Estudio

A través de la ecuación característica obtenida para cada circuito, se determinaron los valores de demanda que corresponden con los años 2012, 2015, 2019 y 2031.

A partir de los valores de demanda obtenidos y sabiendo a cual Transformador corresponde cada circuito, se determinó la demanda máxima requerida para cada Transformador, asumiendo un factor de coincidencia unitario lo cual representa el caso mas desfavorable.

3.2.1.3. *Localización de la demanda de energía eléctrica estimada para los años 2012 (S.P), 2015 (C.P), 2019 (M.P) y 2031 (L.P) considerando la etapa de saturación*

3.2.1.3.1. Disposición de cuadrículas uniformes para la localización de la demanda

Mediante herramientas computacionales se creó una “Capa” en el plano donde se ubican las redes y elementos correspondientes al Sistema de Distribución de la zona de estudio. En esta “Capa” se dibujaron Macro-áreas de 1200 Hectáreas que a su vez estaban divididas en cuadrículas de 50 Hectáreas, dando como resultado un total de 24 cuadrículas por cada Macro-área, identificadas cada una con las letras del abecedario.

3.2.1.3.2. Obtención de los Planes de Desarrollo Urbano Local (PDUL) y la zonificación que rige a la zona de Estudio

Mediante las alcaldías de los Municipios Valencia y Libertador y el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo, se obtuvo en un conjunto de planos la zonificación correspondiente a las áreas de estudio, establecidas de acuerdo al Plan de Desarrollo Urbano

Local de la zona, esto permitió conocer parámetros como cantidad de habitantes por hectáreas; futuros desarrollos urbanísticos, comerciales e industriales; correspondencia con la zonificación establecida por CORPOELEC; índices de carga; etc.

3.2.1.3.3. Determinación de la demanda de saturación para cada cuadrícula de acuerdo a las zonificaciones establecidas.

Para cada cuadrícula se totalizó mediante herramientas computacionales el área correspondiente a las distintas zonificaciones. A través de los índices de carga (kVAMax / ha) y el área totalizada de cada zonificación se determinó la demanda máxima que podría existir en cada cuadrícula (Etapas de Saturación).

3.2.1.3.4. Asignación en cuadrículas la demanda total para los periodos: S.P (2012), C.P (2015), M.P (2019) y L.P (2031).

Mediante los valores de demanda obtenidos en las proyecciones tendenciales correspondientes a los años: 2012, 2015, 2019 y 2031, se realizaron corridas de carga en el Software PADEE® dando como resultado la ubicación espacial de la demanda en las cuadrículas dispuestas. Además, se consideraron las áreas a ser desarrolladas y la demanda de saturación para cada cuadrícula como valor máximo de demanda, el cual no puede ser superado en ningún periodo.

3.2.2. *Determinación del centro de carga a largo plazo y las condiciones de operación correspondientes a los años de proyección 2012, 2015, 2019 y 2031, para el diagnóstico de los elementos primarios del sistema de distribución, haciendo uso del Software PADEE®*

3.2.2.1. *Determinación del Centro de carga en el Largo Plazo (2031)*

Con la distribución espacial en cuadrículas que tuvo la carga para el periodo de largo plazo (2031), se estableció lo que se denomina Centro de Carga, el cual corresponde con la cuadrícula donde la densidad de carga tiene el valor más elevado.

3.2.2.2. Simulación del flujo de carga para la obtención de las condiciones de operación

Con el fin de determinar las condiciones de operación del sistema primario de distribución de la zona, se procedió a aplicar la simulación de carga mediante el Software PADEE®, el cual basa su análisis en el “Método de Escalera” (Ver sección 2.2.8). Para ello se debió cargar los datos de entrada correspondiente a cada circuito, los cuales son: Corriente por fase, Factor de Potencia y Factor de diversidad. Una vez concluida la simulación, se obtuvo un sumario de los resultados en el cual se indican las condiciones de operación (Factor de utilización y Caída de tensión) de los circuitos que fueron analizados.

3.2.2.3. Diagnóstico de los elementos del Sistema Primario de Distribución

A partir de la distribución en cuadrículas de la carga, la ubicación del centro de carga y los resultados de las simulaciones de los flujos de carga, se realizó un diagnóstico del sistema primario de distribución, lo que permitió resaltar la problemática y necesidades de éste, además fue base fundamental para la determinación de las propuestas de obra que brindarán una solución óptima a los problemas existentes.

3.2.3. Diseño del plan de obras para el sistema primario de distribución de energía eléctrica, basado en los criterios de planificación y en la optimización del sistema actual, con la finalidad de dar cobertura a los requerimientos de carga en los años 2012, 2015, 2019 y 2031.

3.2.3.1. Elaboración y Validación del plan de obras

De acuerdo al diagnóstico realizado para el sistema primario de distribución se elaboraron propuestas de obras que permitieron la adecuación y expansión de éste, teniendo como premisa el cumplimiento de parámetros de operación y planificación (Ver sección 2.2.9), además del reordenamiento y aprovechamiento de los recursos existentes en el sistema, para finalmente cumplir de forma eficiente con los requerimientos de demanda para los años 2012, 2015, 2019 y 2031. Se verificó la veracidad del Plan de inversión previsto, de forma que las condiciones de operación en el sistema primario de distribución sean cumplidas plenamente y

además que otros factores como el espacio físico disponible para la implementación de obras sea el adecuado de acuerdo al planteamiento realizado.

En la figura 3.1 se observa un esquema en el cual se indican con mayor simplicidad las fases metodológicas de esta investigación.

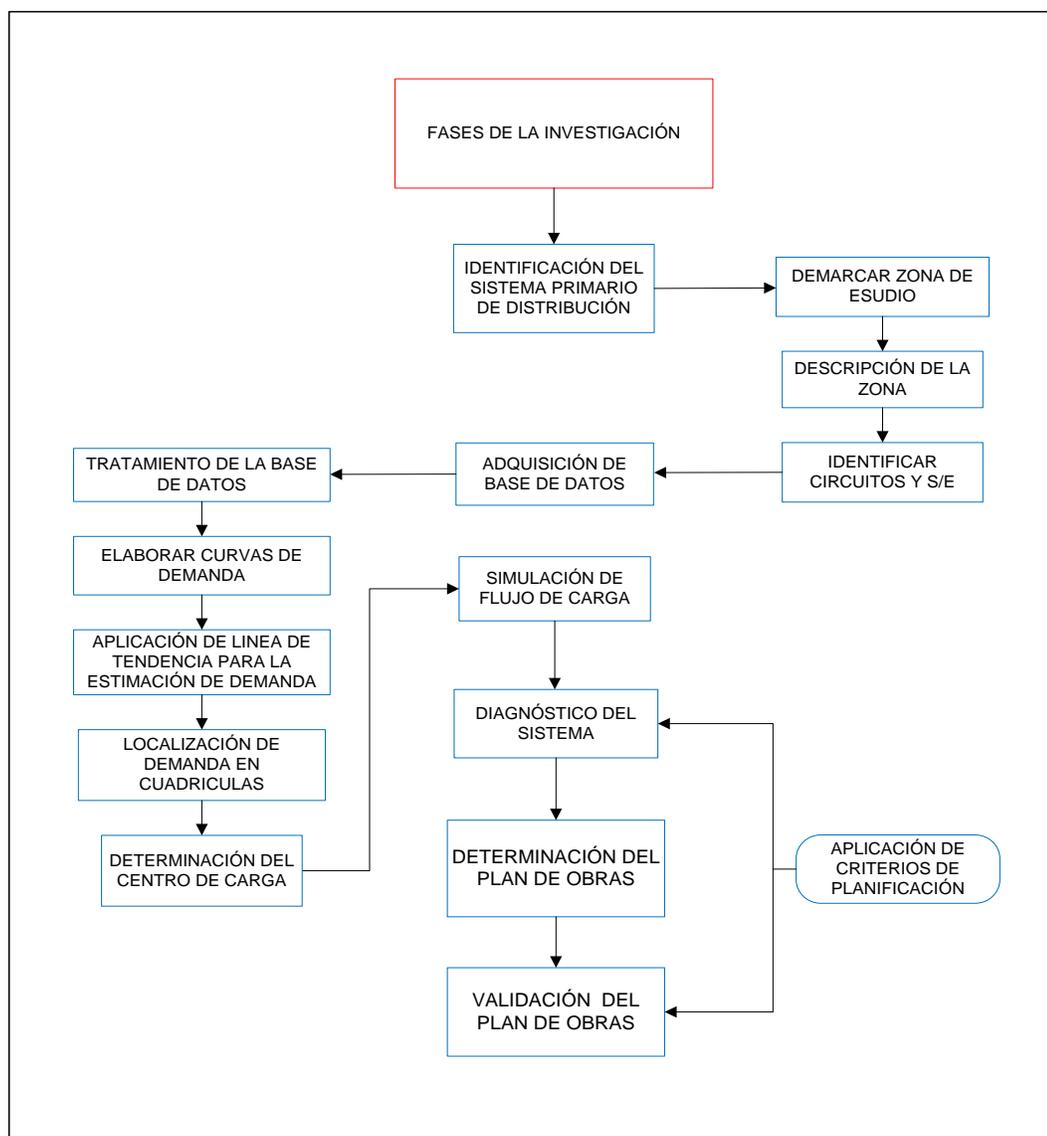


Figura 3.1. Flujograma para el desarrollo de esta investigación.

3.3. Técnicas de recolección y análisis de información

3.3.1. Adquisición de datos

La adquisición de los datos requeridos para el desarrollo de este trabajo especial de grado se llevó a cabo a través de:

- **Recopilación documental.** Se distingue en este apartado la recopilación y adquisición de datos haciendo uso de documentos escritos y digitales de CORPOELEC como lo son: Normativas, Manuales, Planos topológicos, Planos de Desarrollo Urbano Local, etc.
- **Base de datos.** Los históricos de demanda de energía eléctrica necesarios para realizar la predicción de demanda fueron extraídos de las bases de datos de CORPOELEC. Estas bases de datos consisten en tablas elaboradas en EXCEL, las cuales contienen las demandas de energía eléctrica registradas en los circuitos.
- **Entrevistas No Estructuradas.** Mediante conversaciones eventuales con el personal de CORPOELEC designado para la orientación en el proceder de este trabajo de grado, se logró recopilar información y datos referentes a la operación del Sistema de Distribución de la zona de estudio.
- **Observación directa.** Se obtuvieron datos e información acerca del sistema de distribución de la zona de estudio mediante visitas de campo realizadas a las instalaciones de CORPOELEC.
- **Resultados de Software.** Mediante la aplicación y corridas de carga en el Software PADEE® se obtuvieron resultados como: Caída de tensión, Factor de Utilización etc. Que sirvieron como datos para el desarrollo de este trabajo.

3.3.2. Procesamiento de Datos

Los datos adquiridos fueron procesados y analizados de la siguiente forma:

- **Análisis Estadístico.** Fue necesario aplicar conceptos y métodos estadísticos, como el método de “mínimos cuadrados”, el cual sirvió para el procesamiento de los históricos de demanda a usar en el pronóstico.
- **Caracterización.** El comportamiento de demanda de energía eléctrica correspondiente a cada circuito se caracterizó de acuerdo al área de servicio de éste, con el fin de tener un patrón de referencia para verificar la correspondencia con el comportamiento de la carga servida.
- **Comparación.** Los datos de demanda de energía eléctrica de los circuitos fueron comparados entre sí para determinar posibles transferencias de carga y condiciones especiales de operación del sistema de distribución. En el mismo orden de ideas, se determinó si el comportamiento futuro del circuito está de acuerdo a su caracterización.
- **Análisis Lógico.** Para obtener una mejor data que permitiera realizar de forma adecuada el pronóstico de demanda de energía eléctrica se aplicaron criterios propios basados en la documentación bibliográfica y experiencias previas de los Planificadores.
- **Análisis Computacional.** Se utilizó el Software Microsoft EXCEL® para realizar el análisis estadístico de la demanda haciendo uso de la herramienta de línea de tendencia (Mínimos cuadrados). De igual manera, a través del Software PADEE® se realizó la ubicación de demanda en cuadrículas y las simulaciones de corridas de carga del sistema de distribución de la zona de estudio para la obtención de las condiciones de operación de éste.

3.3.3. Presentación de los resultados

La presentación de los resultados obtenidos en este trabajo especial de grado se realizó mediante Gráficas, Imágenes y Tablas. Seleccionando la herramienta que mejor se adapte de acuerdo al resultado que se quiso presentar, de forma que éste pueda ser de fácil entendimiento

C A P Í T U L O

IV

CAPÍTULO IV: RESULTADOS

Según el Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño (2006):

“Se consideran los resultados como una nueva propuesta o formulación teórica, práctica, o teórico-práctica (según el estudio realizado), que contribuye al enriquecimiento del conocimiento; e igualmente constituyen un intento de plasmar en un todo coherente lo demostrado en el análisis de los resultados, en virtud de lo cual el razonamiento inductivo se muestra a plenitud” (p.31).

En este capítulo están contemplados los resultados de esta investigación, los cuales serán presentados como se indica en la sección 3.3.3. Éstos fueron obtenidos de forma sucesiva y ordenada a partir de la aplicación de lo establecido en las Fases Metodológicas (Ver sección 3.2).

4.1. *Predicción de demanda de energía eléctrica del sistema primario de distribución de la zona de estudio para los años 2012, 2015, 2019 y 2031*

4.1.1. Reconocimiento e identificación del sistema primario de distribución de la zona de estudio

En la Figura 4.1 se muestra la zona que será objeto del estudio de Planificación, de acuerdo a las delimitaciones establecidas en este trabajo de grado (Ver sección 1.4). Esta zona se encuentra ubicada al suroeste del municipio Valencia del estado Carabobo y cubre un área aproximada de 4,400 hectáreas, tiene como límites: Al Norte la Parroquia Urbana San José y el resto de Miguel Peña; Al Sur la Parroquia no Urbana Negro Primero; Al Este la Parroquia Urbana Santa Rosa y el resto de Miguel Peña; Al Oeste el resto de la Parroquia Urbana Tocuyito.

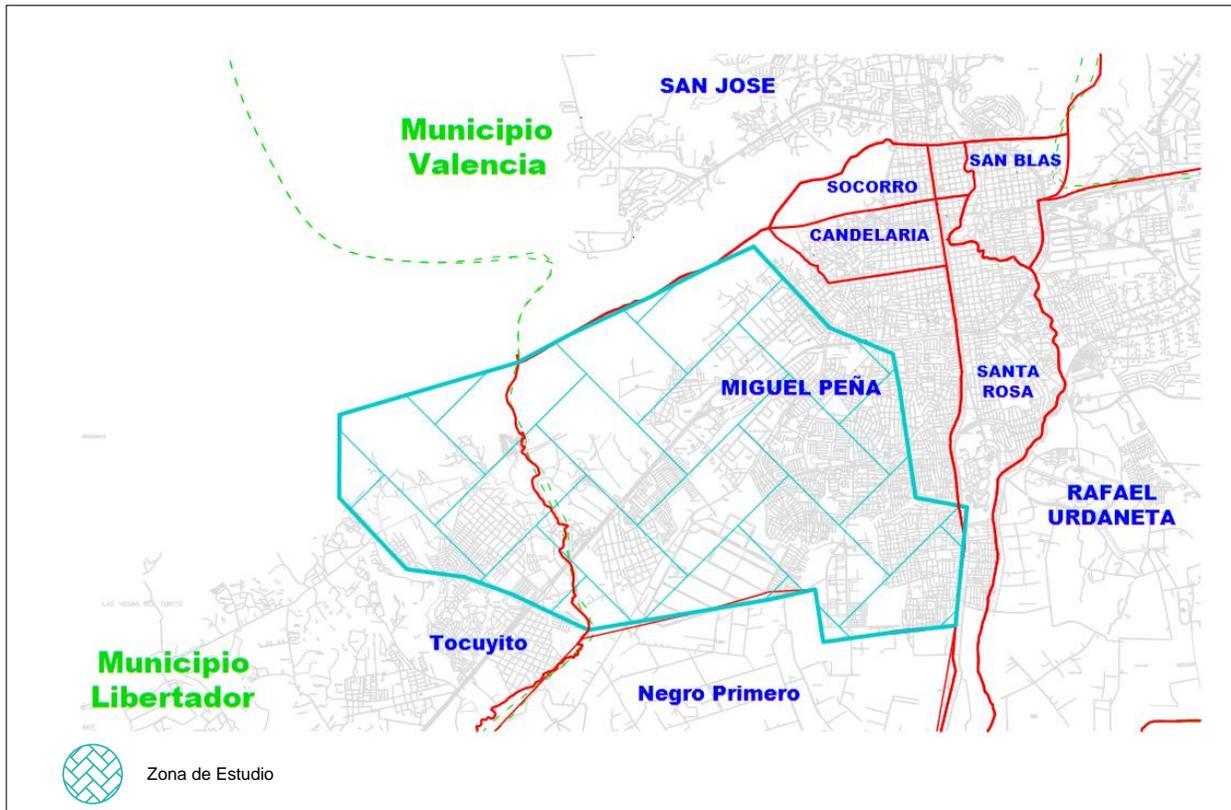


Figura 4.1. Zona a considerar para el estudio de Planificación.

Los servicios de energía eléctrica, agua, cloacas y comunicaciones están bien servidos en las zonas más antiguas y cercanas al casco de la Parroquia Miguel Peña, sin embargo en los barrios y desarrollos habitacionales de más nuevo asentamiento presentan mayor déficit. Según OCEI (Actual INE) se tiene una población aproximada de 540,000 habitantes para este año.

Asimismo, de acuerdo a lo establecido por Campos (2005), la zona de estudio está conformada por un aproximado de: veinte (20) urbanizaciones (Desarrollos del sector Privado), setenta (70) urbanizaciones populares (Desarrollos del sector Público), cincuenta (50) barrios (Invasiones) y doce (12) caseríos (Viviendas rurales). Los sitios mas destacados en la zona se presentan en la tabla 4.1.

Tabla 4.1.

Sitios representativos de la zona de estudio.

LUGARES	Mercado Mayorista, Cementerio Jardines del Recuerdo, Cementerio Municipal, Planta de Tratamiento INOS, Hacienda Country Club
AVENIDAS Y VÍAS PRINCIPALES	Autopista Valencia – Campo Carabobo, Av. Lisandro Alvarado, Av. Aranzazu, Av. La Romana, Av. Sesquicentenario, Av. Enrique Tejera, Distribuidor La Florida, Distribuidor Mayorista
INDUSTRIA	Zona Industrial la Candelaria, Zona Industrial Los Criollitos, Zona Industrial Guacamaya. (POLAR, SIDETUR, MOCASA, CERÁMICA CARABOBO, CABEL, etc.)

De igual forma, mediante el Departamento encargado de la Comercialización de la energía eléctrica de CORPOELEC, se obtuvo un aproximado de la cantidad de suscriptores y la energía que éstos consumen para el mes de Octubre del año 2012, lo cual se aprecia en la tabla 4.2.

Tabla 4.2.

Cantidad aproximada de suscriptores y energía consumida en la zona para el me de Octubre del 2012.

CLASIFICACIÓN DE SUSCRITORES	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	AGRÍCOLA	TOTAL
TOTAL SUSCRITORES	61,823	7,691	221	128	69,863
ENERGÍA CONSUMIDA OCTUBRE 2012 (GWH)	23,700.93	15,609.15	895.28	1,145.65	41,351

En el Anexo A se indican algunos Datos de interés que describen las relaciones existentes entre los habitantes, suscriptores, área ocupada, capacidad instalada en bancos de transformación y Demanda para el año actual.

Una vez demarcada y caracterizada la zona de estudio, se procede a la identificación de los Circuitos Primarios y Subestaciones que la sirven. En la figura 4.2 se muestra una captura del plano en formato CAD, en el cual se aprecia la conformación topológica de las redes y algunos elementos primarios del sistema de distribución (Seccionadores, Cortacorrientes, Transformadores, etc.), se logra identificar a la Subestación SUR y los circuitos pertenecientes a ésta (LOMAS DE FUNVAL, IMPACTO, FLORES y TRAPICHITO).

De la misma forma, se identifican un total de veintiséis (26) Circuitos Primarios de Distribución, de los cuales veintidós (22) operan con nivel de tensión de 13.8 kV y los cuatro (4) restantes a 2.4 kV, esto se ve reflejado con mayor detalle en la tabla 4.3. Además, el 92% de los circuitos de media tensión poseen como esquema de alimentación la topología de “Anillo Abierto”, de forma que se facilitan las operaciones de transferencia de carga, incrementando la flexibilidad de la red.

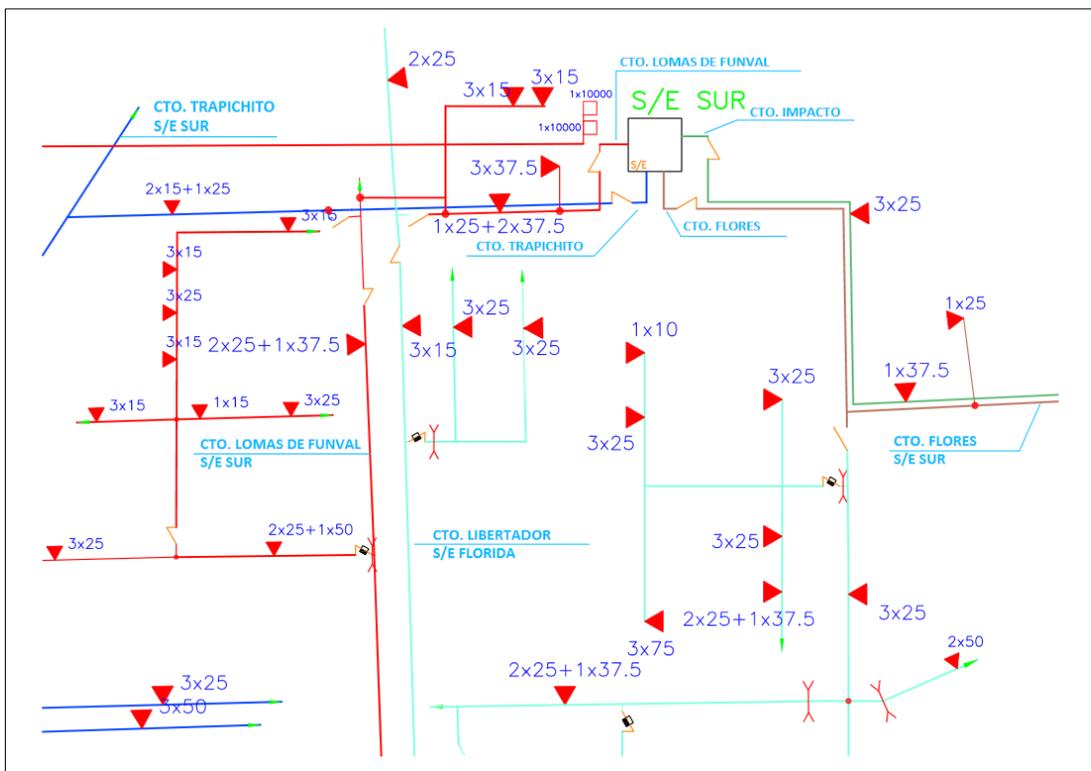


Figura 4.2. Captura en formato CAD del Sistema Primario de Distribución actual.

Tabla 4.3.

Datos de los Circuitos de media tensión que sirven a la zona de estudio

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	TENSIÓN DE OPERACIÓN (kV)	CALIBRE DE SALIDA	CARGA CONECTADA (MVA)
LA FLORIDA (115kV / 13.8kV) 80MVA	MOCASA	13.8	4/0 AWG – ARV	2.4
	URRIERA IV	13.8	4/0 AWG – ARV	4.41
	LIBERTADOR	13.8	4/0 AWG – ARV	10.86
	BICENTENARIO	13.8	4/0 AWG – ARV	11.83
	ARANZAZU	13.8	4/0 AWG – ARV	12.01
	URRIERA I	13.8	4/0 AWG – ARV	11.71
INOS (34.5kV / 13.8kV) 25MVA	HACIENDA	13.8	4/0 AWG – ARV	5.74
	PARCELAS	13.8	4/0 AWG – ARV	7.45
	EL SOCORRO	13.8	4/0 AWG – ARV	3.14
SUR (34.5kV / 13.8kV) 35MVA	TRAPICHITO	13.8	4/0 AWG – ARV	8.92
	LOMAS DE FUNVAL	13.8	4/0 AWG – ARV	3.34
	LAS FLORES	13.8	4/0 AWG – ARV	5.84
	IMPACTO	13.8	4/0 AWG – ARV	4.89
CARDENERA* (115kV/34.5kV/13.8kV) 34.5 kV -> 66 MVA 13.8 kV -> 108 MVA	VALENCIA II	13.8	4/0 AWG - ARV	11.35
	FANRECA	13.8	500 kcmil - CU	10.13
	ELEVAL II	13.8	666.6 kcmil – ACSR**	11.77
	ELEVAL III	13.8	666.6 kcmil – ACSR**	20.23
	ELEVAL IV	13.8	666.6 kcmil – ACSR**	13.87
	VELODROMO	13.8	500 kcmil - CU	16.5
CENTRO ACUARIO* (34.5kV / 13.8kV) 78MVA	CERAMICA	13.8	397.5 kcmil – ACSR**	25.72
	GUACAMAYA	13.8	397.5 kcmil – ACSR**	13.91
TOCUYITO* (115kV/34.5kV/13.8kV) 34.5 kV -> 72 MVA 13.8 kV -> 72 MVA	MAYORISTA	13.8	4/0 AWG - ARV	16.55
CABRIALES (13.8kV / 2.4kV) 4.65MVA	LISANDRO ALVARADO	2.4	4/0 AWG - ARV	0.995
	FLORIDA	2.4	4/0 AWG - ARV	1.79
	RAYA	2.4	4/0 AWG - ARV	1.18
	CANAL 2.4	2.4	4/0 AWG - ARV	1.31

(*): Las instalaciones de las Subestaciones CARDENERA, TOCUYITO y CENTRO ACUARIO se encuentran ubicadas geográficamente fuera de la zona de estudio, pero poseen circuitos que sirven a la zona, los cuales son los que en esta tabla se indican. (**): Calibres utilizados por ELEVAL, los cuales actualmente no están normalizados.

Se deduce de la tabla 4.3 que las Subestaciones: LA FLORIDA, INOS, SUR Y CABRIALES se encuentran ubicadas en el interior de la zona de estudio, algunos datos de interés de éstas se reflejan en la tabla 4.4.

Tabla 4.4.

Datos de interés de las Subestaciones ubicadas en el interior de la zona de estudio.

SUBESTACIÓN	TAMAÑO DEL TERRENO (Aproximado)	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD INSTALADA	CIRCUITO
LA FLORIDA 2x40 MVA	70m x 70m	115 / 13.8	T1: 40 MVA	MOCASA
				URRIERA IV
				LIBERTADOR
				BICENTENARIO
			T2: 40 MVA	URRIERA I
				ARANZAZU
				SALIDA DISPONIBLE 1
				SALIDA DISPONIBLE 2
INOS 1x10+1x15 MVA	110m x 140m	34.5 / 13.8	T1: 15 MVA	HACIENDA
				SALIDA DISPONIBLE (NVA. VALENCIA)
			T2: 10 MVA	PARCELAS
				EL SOCORRO
SUR 1x15+1x20 MVA	40m x 20m	34.5 / 13.8	T1: 20 MVA	LOMAS DE FUNVAL
				TRAPICHITO
			T2: 15 MVA	LAS FLORES
				IMPACTO
CABRIALES 1x1.15+1x3.5 MVA	40m x 30m	13.8 / 2.4	T1: 1.15 MVA	LISANDRO ALVARADO
				FLORIDA
			T2: 3.5 MVA	RAYA
				CANAL 2.4

En el mismo orden de ideas, se observa en la figura 4.3 el área de servicio actual de estas Subestaciones, en donde a simple vista se logra apreciar la falta de organización e inconsistencias existentes en cuanto a la distribución de la carga servida por cada Subestación; además se resalta la poca influencia de la Subestación CABRIALES sobre la zona de estudio, motivado por la limitante del nivel de tensión en que operan los circuitos pertenecientes a ésta;

Asimismo, se distingue en gran parte la influencia de circuitos pertenecientes a otras Subestaciones (Áreas No sombreadas) que se ubican fuera de la zona de estudio, lo que pudiese implicar distancias considerables en los alimentadores y por lo tanto la posible existencia de problemas en cuanto a calidad de energía y continuidad de servicio se refiere.

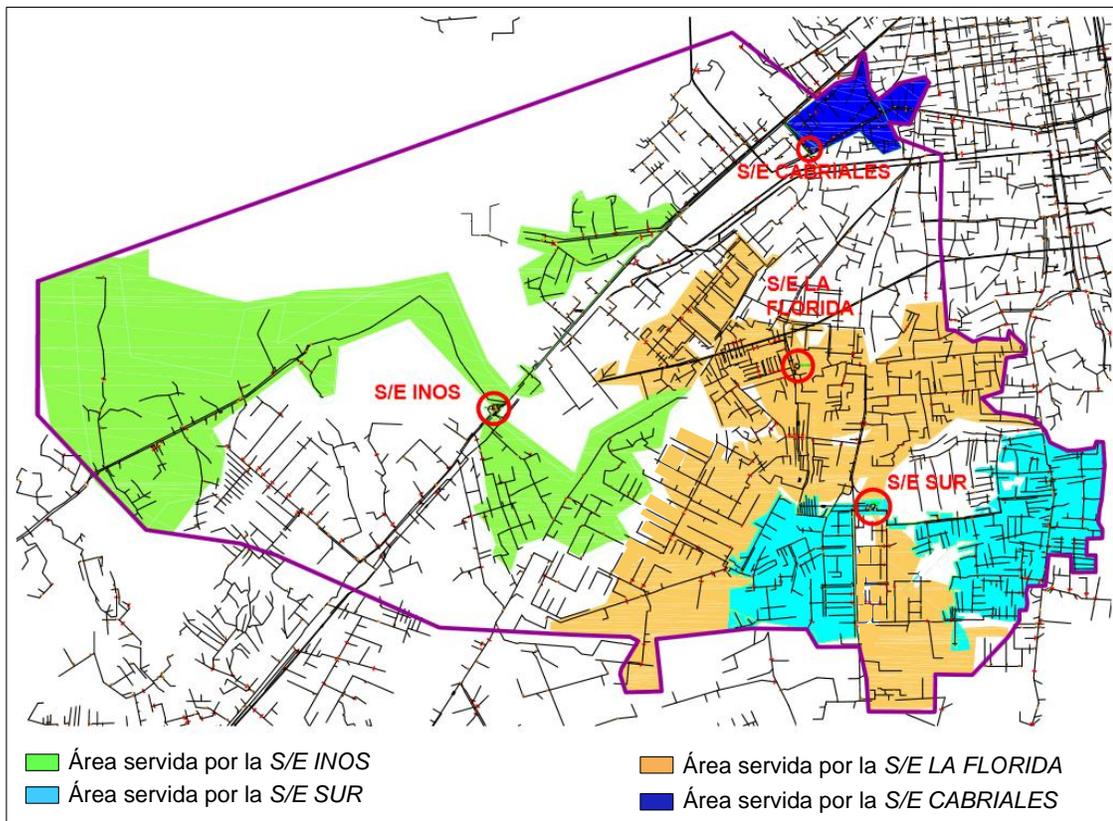


Figura 4.3. Área de servicio actual de las Subestaciones ubicadas en el interior de la zona de estudio.

En los anexos B, C, D y E se muestran los diagramas unifilares de las Subestaciones INOS, SUR, LA FLORIDA y CABRIALES respectivamente.

4.1.2. Estimación de la demanda de energía eléctrica del sistema primario de distribución de la zona de estudio para los años 2012, 2015, 2019 y 2031

Se muestra en la tabla 4.5 un fragmento de la base de datos de demanda máxima de los Circuitos con influencia en el área de estudio (Ver tabla 4.3) para los dos últimos años registrados (2010 y 2011).

Tabla 4.5.

Fragmento de la base de datos de demanda máxima para los circuitos CERÁMICA y BICENTENARIO.

AÑO	MES	NOMBRE DEL CIRCUITO		AÑO	MES	NOMBRE DEL CIRCUITO	
		CERÁMICA	BICENTENARIO			CERÁMICA	BICENTENARIO
		AMP MAX	AMP MAX			AMP MAX	AMP MAX
2010	Enero	346	390	2011	Enero	349	399
	Febrero	330	395		Febrero	348	422
	Marzo	336	393		Marzo	331	449
	Abril	340	390		Abril	306	448
	Mayo	323	393		Mayo	296	426
	Junio	331	387		Junio	342	435
	Julio	318	377		Julio	351	214
	Agosto	313	385		Agosto	335	420
	Septiembre	295	404		Septiembre	325	450
	Octubre	338	398		Octubre	348	410
	Noviembre	0*	400		Noviembre	338	439
	Diciembre	0*	390		Diciembre	309	427

(*): No hubo registro de demanda para los meses de Noviembre y Diciembre del 2010 para el circuito CERÁMICA

A partir de la base de datos de demanda máxima, se elaboraron mediante Microsoft EXCEL® curvas que describen el comportamiento de demanda para cada circuito identificado. En la Figura 4.4 se muestra la curva obtenida para el circuito BICENTENARIO (S/E LA FLORIDA), al analizarla se observó la existencia de datos que no corresponden con el comportamiento natural de la demanda. Con la finalidad de determinar el porqué de estos datos, se recopiló información por medio del Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo acerca de las operaciones realizadas que posiblemente fuesen la causa de esta condición. Con lo cual se determinó que las transferencias de carga son la causa más probable de este comportamiento. Analizando el Plano topológico de las redes primarias se determinaron los circuitos que poseen seccionadores en común con el circuito BICENTENARIO para realizar Transferencias de carga, estos son: LIBERTADOR, URRIERA IV (S/E LA FLORIDA); TRAPICHITO (S/E SUR); MAYORISTA (S/E

TOCUYITO). Se procedió a estudiar el comportamiento de la demanda de cada uno de estos circuitos, con lo cual se comprobó la existencia de Transferencias de carga entre los Circuitos BICENTENARIO y URRIERA IV. En la Figura 4.5 se muestra la curva de demanda máxima del circuito URRIERA IV en donde se aprecia la transferencia de carga realizada con el circuito BICENTENARIO para julio del 2011.

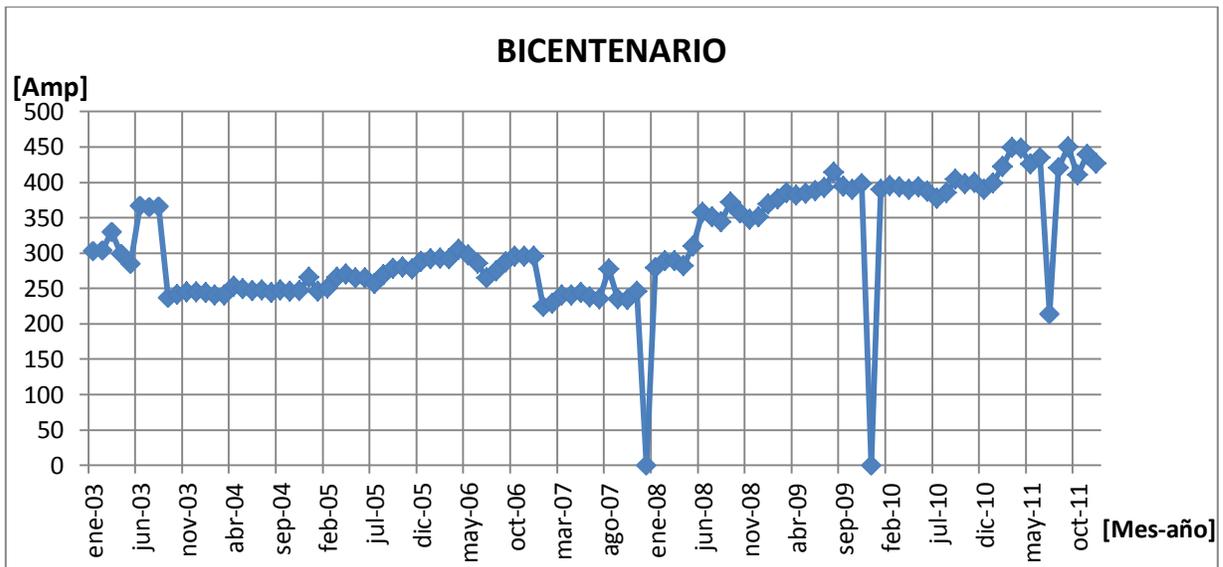


Figura 4.4. Gráfica de demandas máximas del circuito BICENTENARIO.

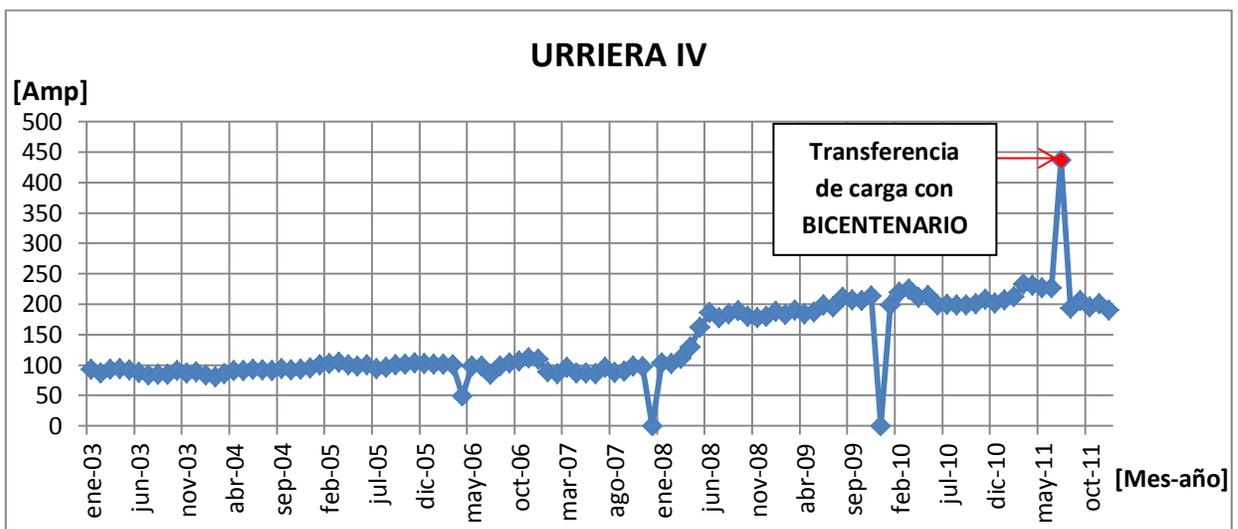


Figura 4.5. Gráfica de demandas máximas del circuito URRIERA IV.

A continuación se procedió a realizar el suavizado de las curvas de demanda, con la finalidad de excluir los datos erróneos que impiden apreciar el comportamiento natural del crecimiento de la carga servida. En la figura 4.6 se muestra el resultado de aplicar el suavizado a la curva original del circuito BICENTENARIO (Ver Figura 4.4).

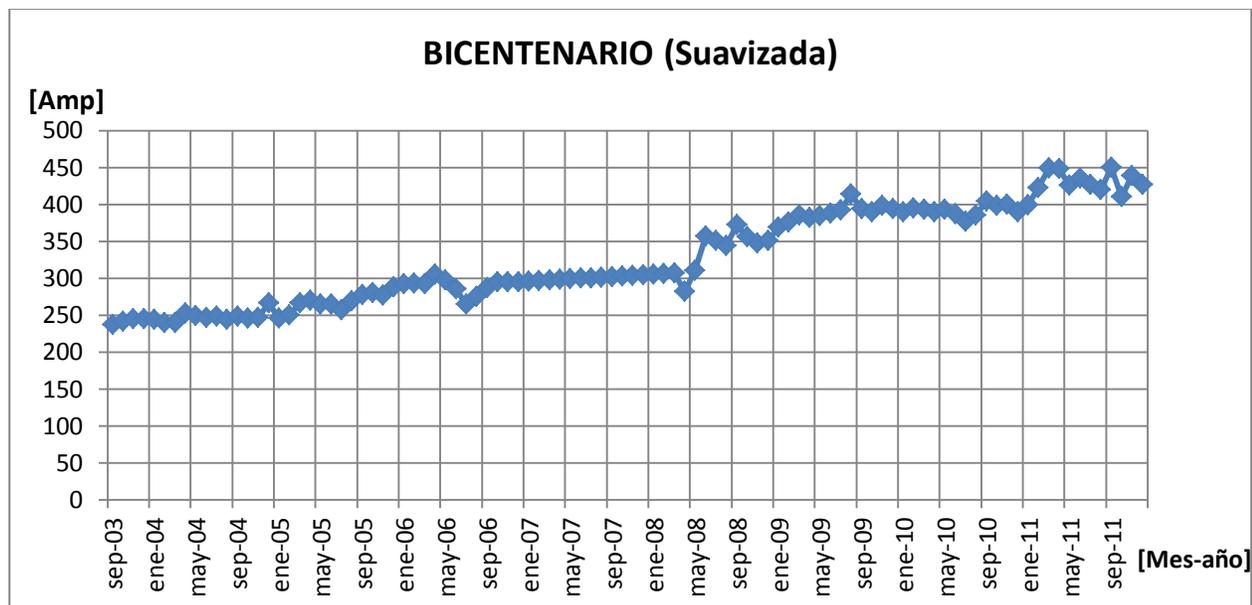


Figura 4.6. Gráfica Suavizada de demandas máximas del circuito BICENTENARIO.

Luego de haber suavizado las curvas de demanda máxima se procedió a linealizar dicha característica. Antes de realizar esto, se determinó una referencia numérica para las fechas correspondientes a los datos de demanda, para ello se le asignó al dato mas antiguo el número uno y a partir de éste se procedió a enumerar en forma ascendente hasta el ultimo dato registrado. En la figura 4.7 se presenta el resultado de aplicar el método de Mínimos Cuadrados (Ver sección 2.2.7) a la gráfica suavizada del circuito BICENTENARIO (Ver figura 4.6).

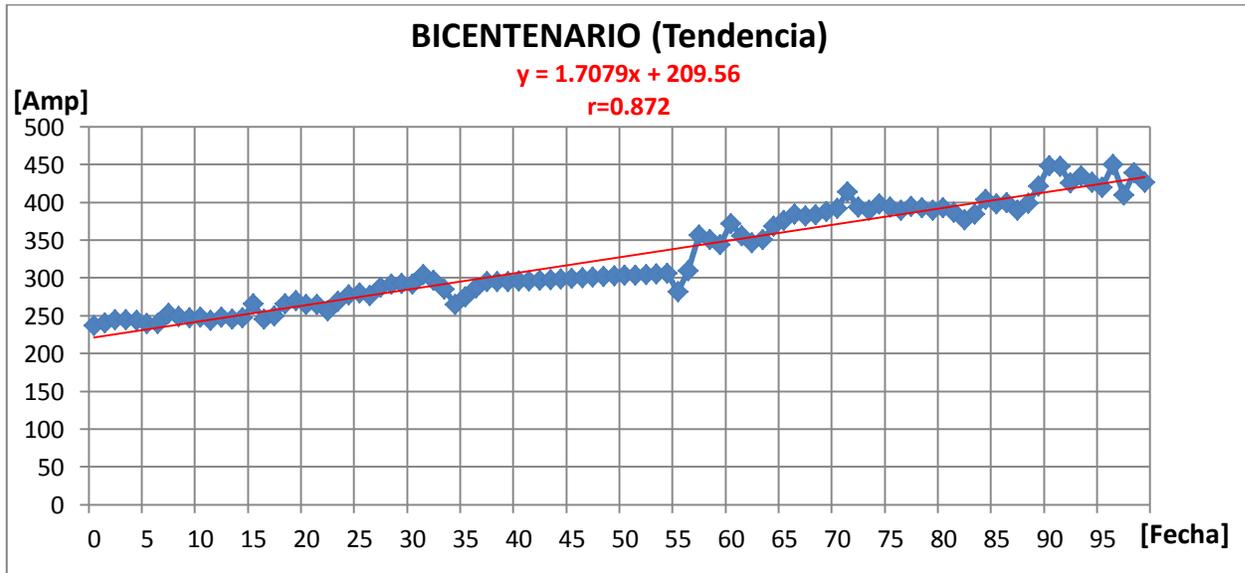


Figura 4.7. Representación de la línea de Tendencia del Circuito BICENTENARIO.

Además, en la figura 4.7 se muestra la ecuación resultante de la aproximación lineal.

En donde:

- y : Demanda del Circuito BICENTENARIO, en Amperios.
- 1.7079 : Tasa de crecimiento o pendiente de la recta, en Amperios / Mes.
- 209.56 : Valor inicial de la recta (Correspondiente al primer dato de demanda), en Amperios.
- X : Variable independiente de la recta, la cual tomará los valores de la enumeración correspondiente a las fechas (1, 2, 3,...).
- r : Coeficiente de Correlación.

Aplicando extrapolación a la ecuación resultante se obtiene la estimación de demanda para periodos de tiempo futuros. En la figura 4.8 se muestra la estimación de demanda para el circuito BICENTENARIO.

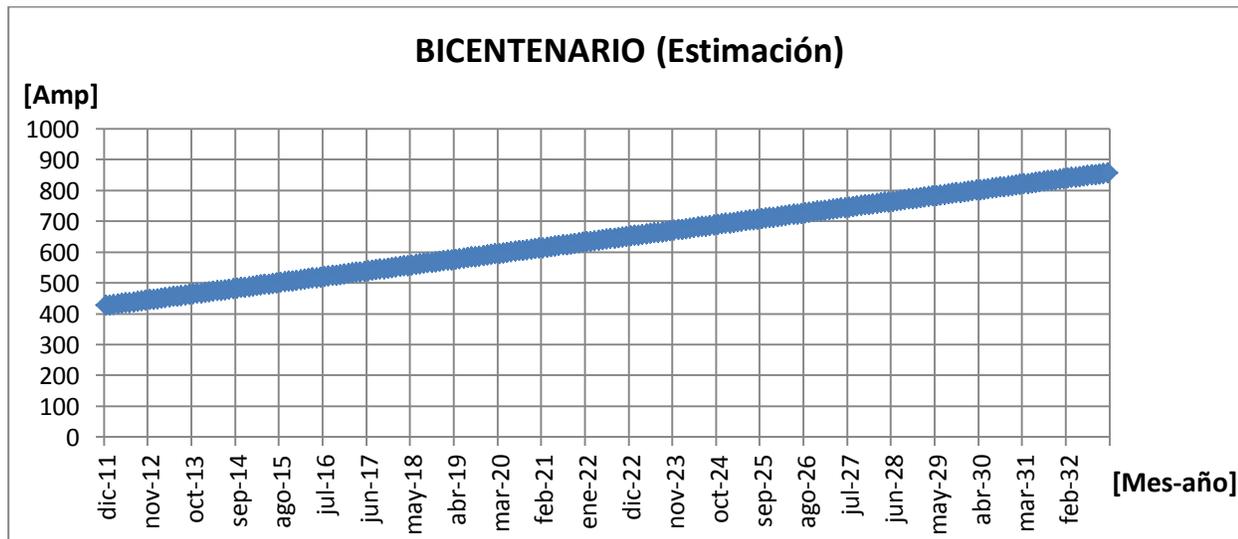


Figura 4.8. Estimación de demanda para el circuito BICENTENARIO.

Para estimar de forma precisa la demanda de energía eléctrica se consideraron las nuevas solicitudes de servicio realizadas hasta el año actual, las cuales se muestran en la tabla 4.6.

Tabla 4.6.

Nuevas Solicitudes de servicio para el año actual (2012).

CIRCUITO	SOLICITUD DE SERVICIO (kVA)
VALENCIA II	382.50
VELODROMO	540
BICENTENARIO	480
MAYORISTA	157.5
FANRECA	330
CARDENERA III	315
CARDENERA IV	75
ARANZAZU	532.5
HACIENDA	120
PARCELAS	75
IMPACTO	307.5

Siguiendo el procedimiento mostrado previamente, se presenta a continuación en la tabla 4.7 los valores de demanda de energía eléctrica obtenidos para cada uno de los circuitos que sirven a la zona de estudio, en los años 2012, 2015, 2019 y 2031.

Tabla 4.7.

Tasa de crecimiento y demandas obtenidas para los circuitos con influencia en la zona de estudio.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	TASA DE CRECIMIENTO (A/año)	DEMANDA* (A)			
			Dic 2012	Dic 2015	Dic 2019	Dic 2031
LA FLORIDA (115kV / 13.8kV) 80MVA	MOCASA	10.70	191	223	266	394
	URRIERA IV	8.40	198	223	257	358
	LIBERTADOR	32.96	460	559	691	1086
	BICENTENARIO	20.49	467	528	610	856
	ARANZAZU	30.51	581	673	795	1161
	URRIERA I	20.98	466	529	613	865
INOS (34.5kV / 13.8kV) 25MVA	HACIENDA	16.14	200	248	313	507
	PARCELAS	11.85	230	266	313	455
	EL SOCORRO	6.32	217	236	261	337
SUR (34.5kV / 13.8kV) 35MVA	TRAPICHITO	6.18	350	369	393	468
	LOMAS DE FUNVAL	8.08	154	178	211	308
	FLORES	4.12	284	296	313	362
	IMPACTO	13.68	276	317	372	536
CARDENERA (115kV/34.5kV/13.8kV) 34.5 kV -> 66 MVA 13.8 kV -> 108 MVA	VALENCIA II	17.70	254	307	378	590
	FANRECA	17.61	372	425	495	707
	ELEVAL II	9.82	441	470	510	628
	ELEVAL III	9	383	410	446	554
	ELEVAL IV	9.78	342	371	410	528
	VELODROMO	23.7	507	578	673	957
CENTRO ACUARIO (34.5kV / 13.8kV) 78MVA	CERÁMICA	16.944	356	407	475	678
	GUACAMAYA	15.186	157	203	263	446
TOCUYITO (115kV/34.5kV/13.8kV) 34.5 kV -> 72 MVA 13.8 kV -> 72 MVA	MAYORISTA	6.32	306	325	350	426

(*): Valores de Demanda No coincidentes, obtenidos mediante las proyecciones tendenciales y sin considerar el "Uso de la Tierra"

Observaciones:

- El circuito ELEVAL IV perteneciente a la S/E CARDENERA fue puesto en servicio en el año 2011 y absorbió gran parte de la carga perteneciente a los circuitos ELEVAL II y ELEVAL III de la misma S/E. Es por ello que fue modelado con los pronósticos de ELEVAL II y ELEVAL III.
- El circuito MAYORISTA de la S/E TOCUYITO fue puesto en servicio en el año 2011 y absorbió toda la carga alimentada por el Circuito EL SOCORRO (S/E INOS), por lo que fue modelado con los históricos de demanda de éste. EL SOCORRO actualmente sirve a la carga que anteriormente alimentaba NVA. VALENCIA (Salida de reserva en la S/E INOS).
- Los circuitos primarios pertenecientes a la S/E CABRIALES (13.8 / 2.4 kV) No serán analizados para determinar su crecimiento y demanda futura debido al bajo alcance que poseen éstos. La S/E CABRIALES será modelada como una carga puntual y para ello solo se deberá considerar el crecimiento del alimentador que la sirve, el cual actualmente (desde el año 2011) es el circuito ELEVAL IV de la S/E CARDENERA y previo a ello fue el circuito CANAL I de la S/E PLANTA DEL ESTE.

De igual forma, se determinó la demanda máxima requerida en los transformadores y Subestaciones ubicados en el interior de la zona de estudio a partir de la demanda calculada para cada circuito y la correspondencia de estos con los transformadores de potencia; lo cual se muestra en la tabla 4.8.

Tabla 4.8.

Demanda máxima requerida en Subestaciones ubicadas en la zona de estudio.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO	TASA DE CRECIMIENTO (MVA/AÑO)	DEMANDA REQUERIDA (MVA)			
			Dic 2012	Dic 2015	Dic 2019	Dic 2031
INOS (34.5kV / 13.8kV) 1x10+1x15MVA	T1 : 15 MVA	0.3858	4.7	5.8	7.4	12
	T2 : 10 MVA	0.4343	10.7	12	13.7	18.9
	S/E INOS	0.82014	15.3	17.8	21.1	30.9
SUR (34.5kV / 13.8kV) 1x15+1x20MVA	T1 : 20 MVA	0.3212	12	13.1	14.4	18.5
	T2 : 15 MVA	0.4009	13.1	14.4	16.1	21.2
	S/E SUR	0.7221	25.1	27.4	30.5	39.7
LA FLORIDA (115kV / 13.8kV) 2x40MVA	T1 : 40 MVA	1.6338	31	36.2	43.1	63.9
	T2 : 40 MVA	1.1596	24.5	28.2	33.1	47.8
	S/E LA FLORIDA	2.7934	55.4	64.3	76.2	111.7

Nota: Los valores de demanda corresponden con la Demanda máxima No coincidente (Caso mas desfavorable).

4.1.3. Localización de la demanda de energía eléctrica estimada para los años 2012 (S.P), 2015 (C.P), 2019 (M.P) y 2031 (L.P) considerando la etapa de saturación

La localización de la demanda se realizó en cuadrículas uniformes de 50 hectáreas, las cuales se agruparon en Macro-áreas (Cuadrados) de 1200 hectáreas, dando como resultado un total de 24 cuadrículas por cada Macro-área. Para la denominación de cada Macro-área se utilizó un sistema de referencias basado en el sistema de coordenadas UTM, lo cual permite la ubicación espacial de la Macro-Área en cualquier plano cartográfico de la zona y además siendo esto muy útil en la actualidad por la fácil disposición de equipos GPS. De igual forma, para la denominación de las cuadrículas pertenecientes a cada Macro-área se utilizaron las letras del abecedario en orden ascendente (De la “A” a la “Z”) excluyendo las letras “I” y “O”.

En la figura 4.9 se muestra una captura de parte del plano en donde se aprecian las Macro-áreas y cuadrículas correspondientes. En el mismo orden de ideas, se presenta en la tabla 4.9 el total de Macro-áreas y cuadrículas utilizadas para el proceso de localización de la demanda de energía eléctrica.

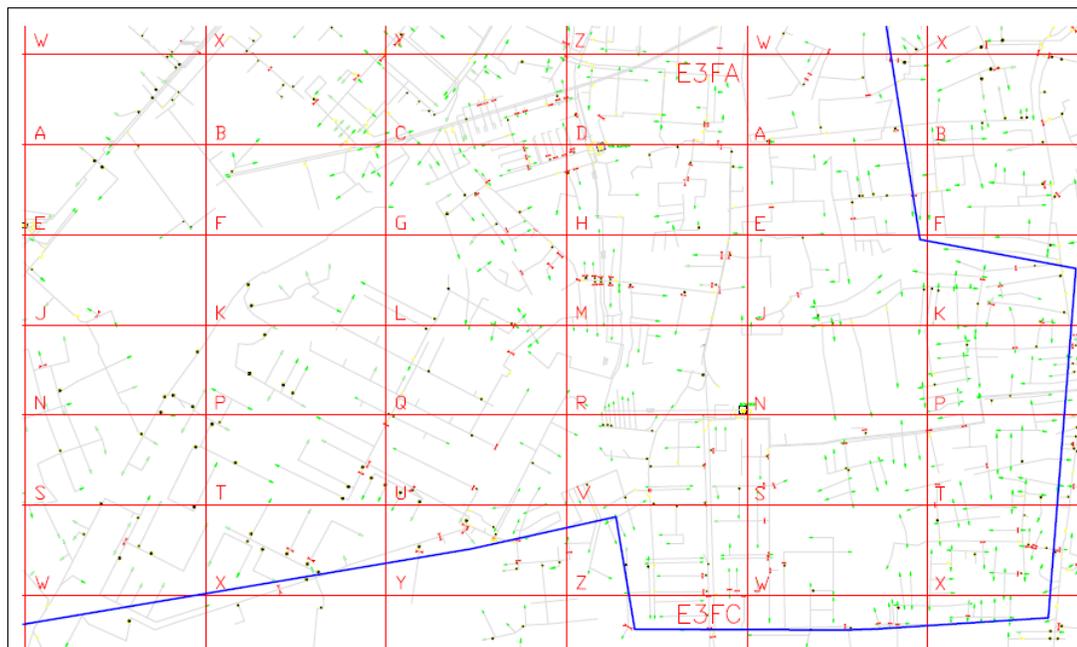


Figura 4.9. Algunas Macro-áreas y cuadrículas utilizadas para la localización de la demanda.

Tabla 4.9.
Total de cuadrículas y Macro-áreas utilizadas para la localización de la demanda.

MACRO-ÁREA (1200 ha)	CUADRICULA (50 ha)
E3BC	Z
E3BD	M, Q, R, U,V, X, Y, Z
E3CC	C, F, G, H, K, L, M, N, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z
E3CD	N, S, W
E3EA	H, M, R
E3EB	A, B, C, D, E, F, G, J, K, L, M, N, P, Q, R, S, T, U, V, Y, Z
E3ED	D
E3FA	A, B, C, D, E, F, G, H, J, K, L, M, N, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z
E3FB	A, E, J, K, N, P, S, T, W, X
E3FC	A, B, C, D
E3FD	A, B
E3JA	A, E

Para la determinación de las zonificaciones existentes, se utilizaron los planos proporcionados por el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo y las Alcaldías de los municipios en donde se desarrolló este trabajo. En la figura 4.10 se muestra una captura de parte del plano dado por la Alcaldía del Municipio Valencia en donde se indican las zonificaciones correspondientes a cada área, para visualizar con mayor detalle las zonificaciones establecidas por la Alcaldía de Valencia se puede consultar el archivo denominado “Zonificación Municipio Valencia”, el cual está incorporado en el CD de este trabajo.

Estos planos fueron superpuestos junto al plano que contiene las redes y cuadrículas de interés para la localización de la demanda. Para cada cuadrícula se totalizó el área de las zonificaciones existentes; además se determinó la correspondencia con las zonificaciones establecidas por CORPOELEC. En la tabla 4.10 se puede apreciar la totalización de áreas para algunas de las cuadrículas de interés; a su vez, en el archivo denominado “Localización para Saturación” (incorporado en el CD de este trabajo) se aprecia la totalización de área efectuada para las 98 cuadrículas que inciden sobre el área de estudio.

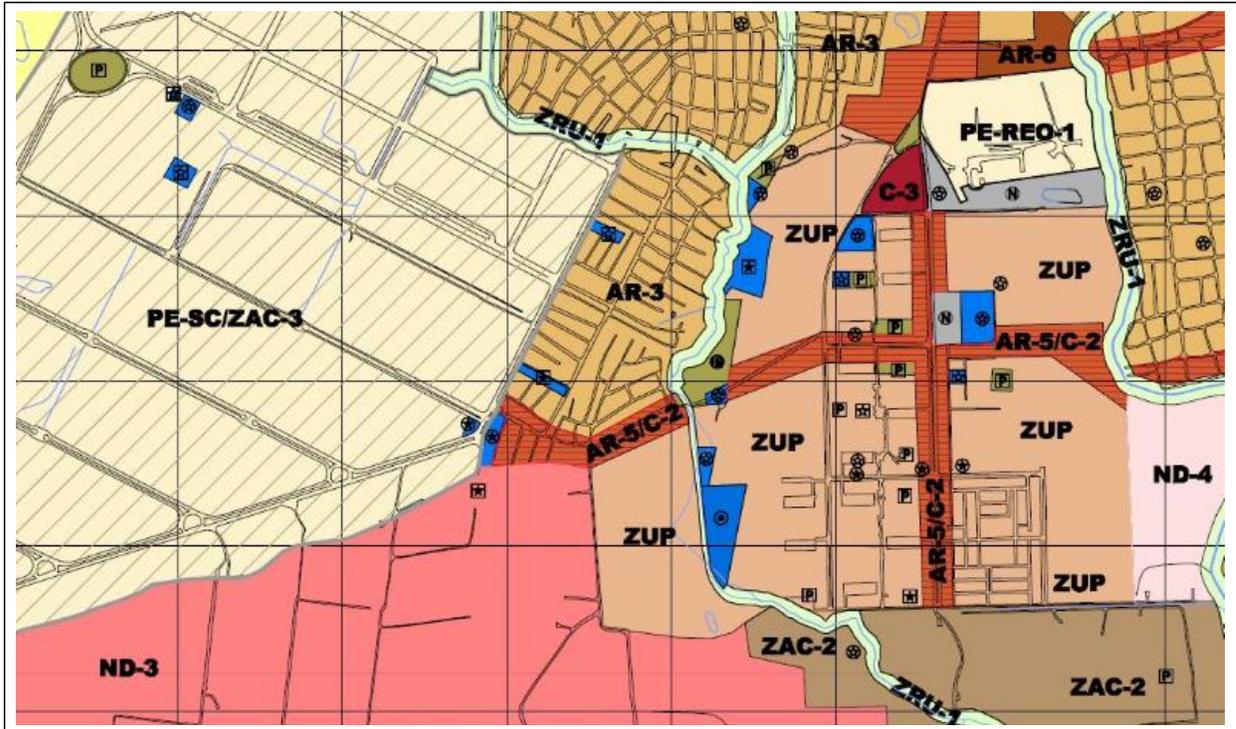


Figura 4.10. Algunas Zonificaciones establecidas por la Alcaldía de Valencia en la zona de interés.

Tabla 4.10.

Totalización del área que ocupa cada zonificación para algunas de las cuadrículas de interés.

MACRO ÁREA	CUADRICULA	ÁREA DE ZONIFICACIÓN (ha)										
		AP3	R1A	R2B	R3A	R3B	GBT1.6	GBT2.2	GBT2.6	GMT3	IMT1	IMT5
E3CC	H	-	-	23.21	-	-	13.4	0.02	-	1.36	-	-
	M	4.51	-	10.6	-	-	13.95	4.27	-	1.2	10.4	-
	Q	4.47	7.83	-	-	-	-	-	-	-	9.85	27.38
E3EB	F	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
	U	2.88	-	-	46.7	0.42	-	-	-	-	-	-
E3FB	J	-	-	36.6	1.95	-	-	-	7.79	-	-	-
	P	-	-	39.4	-	-	-	-	6.7	3.5	-	-
	T	-	-	31.8	-	-	-	-	17.08	1.1	-	-
E3ED	D	-	-	11.8	15.36	10.57	-	-	-	-	-	-
E3FC	D	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-

Nota: Las áreas correspondientes a "Zonas Protegidas" (A.P.V) no fueron cuantificadas ya que no representan interés para el estudio de Planificación.

Aplicando los índices de carga típicos para las zonificaciones establecidas por CORPOELEC (Ver sección 2.2.7.3) se determinó la demanda máxima a ser servida en cada cuadrícula en la etapa de saturación. En la tabla 4.11 se muestra la demanda de saturación calculada para algunas de las cuadrículas de interés; de igual forma, en el archivo denominado “Localización para Saturación” (incorporado en el CD de este trabajo) se observa la demanda a servir en la etapa de saturación para las 98 cuadrículas que inciden en el área de estudio.

Tabla 4.11.

Demanda a servir en la etapa de saturación para alguna de las cuadrículas de interés.

MACRO ÁREA	CUADRICULA	DEMANDA EN SATURACIÓN (MVA)
E3CC	H	11.4
	M	8.83
	Q	8.31
E3EB	F	2.4
	U	2.32
E3FB	J	15.07
	P	15.89
	T	15.17
E3ED	D	5.89
E3FC	D	5.85

Mediante herramientas computacionales se sobrescribieron en el plano que contiene las redes y cuadrículas de interés los valores de demanda para la etapa de saturación, permitiendo visualizar la ubicación geográfica de forma sencilla. En la figura 4.11 se muestra una captura de imagen en donde se aprecia la demanda para cada cuadrícula; asimismo, en el archivo denominado “Localización para Saturación” (incorporado en el CD de este trabajo) se observa con mayor detalle la ubicación y valor de la demanda de saturación en las cuadrículas que inciden sobre la zona de estudio.

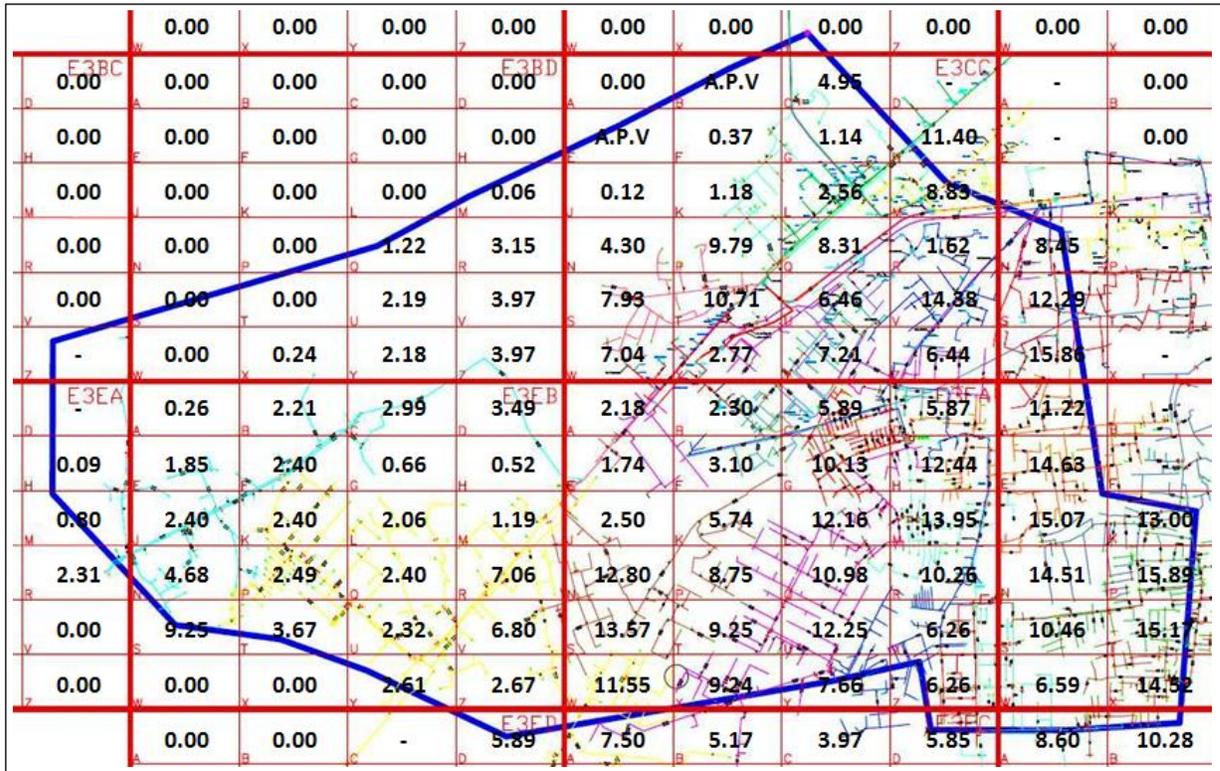


Figura 4.11. Localización de la Demanda a ser servida para la etapa de Saturación de la zona de estudio. Nota: Valores en MVA.

Para determinar con mayor exactitud la ubicación de la demanda en las cuadrículas para los periodos futuros (C.P, M.P y L.P), es necesario considerar las cargas a ser incorporadas (No existentes actualmente) en las áreas vacantes en donde se prevé nuevos desarrollos, lo cual lo establece las zonificaciones correspondientes. En la figura 4.12 se identifica un área vacante con zonificación ND4, la cual será considerada en los periodos futuros para la disposición de nuevas cargas.

Según la Alcaldía de Valencia la zonificación ND4 significa “Nuevos Desarrollos Residenciales 4” y representa un máximo de 300 Hab/ha de clase social media baja con viviendas Unifamiliares, Bifamiliares y Multifamiliares. Analizando lo anterior ND4 equivale a la zonificación R3B establecida por CORPOELEC, lo cual permite caracterizar la energía que será consumida en la zona de acuerdo al índice de carga correspondiente. En la figura 4.14 se muestran las nuevas a cargas a ser incorporadas en el periodo de largo plazo (2031) en la zona en cuestión.

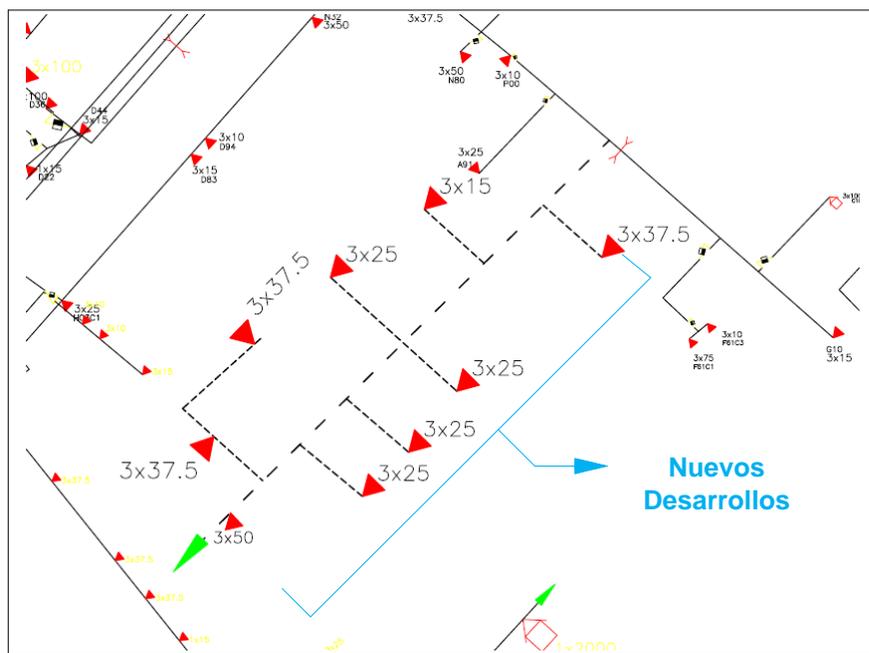


Figura 4.14. Nuevas cargas a largo plazo (2031) para el área vacante.

Una vez considerado los nuevos desarrollos (solo en los periodos futuros) y cargando como datos de entrada en el Software PADEE® los valores de demanda obtenidos en las proyecciones tendenciales (Ver tabla 4.7), se obtiene mediante la herramienta “Predicción por Cuadrícula” la demanda a ser servida en cada cuadrícula para los periodos S.P (2012), C.P (2015), M.P (2019) y L.P (2031).

En la figura 4.15 se muestran las demandas en cuadrículas obtenidas para el Sistema Presente (2012), esto puede ser visualizado con mayor detalle en el archivo denominado “Localización para Sistema Presente” (Incorporado en el CD de este trabajo).

En la figura 4.16 se muestran las demandas en cuadrículas obtenidas para el periodo de Corto Plazo (2015), esto puede ser visualizado con mayor detalle en el archivo denominado “Localización para Corto Plazo” (Incorporado en el CD de este trabajo).

En la figura 4.17 se muestran las demandas en cuadrículas obtenidas para el periodo de Mediano Plazo (2015), esto puede ser visualizado con mayor detalle en el archivo denominado “Localización para Mediano Plazo” (Incorporado en el CD de este trabajo).

En la figura 4.18 se muestran las demandas en cuadrículas obtenidas para el periodo de Largo Plazo (2015), esto puede ser visualizado con mayor detalle en el archivo denominado “Localización para Largo Plazo” (Incorporado en el CD de este trabajo).

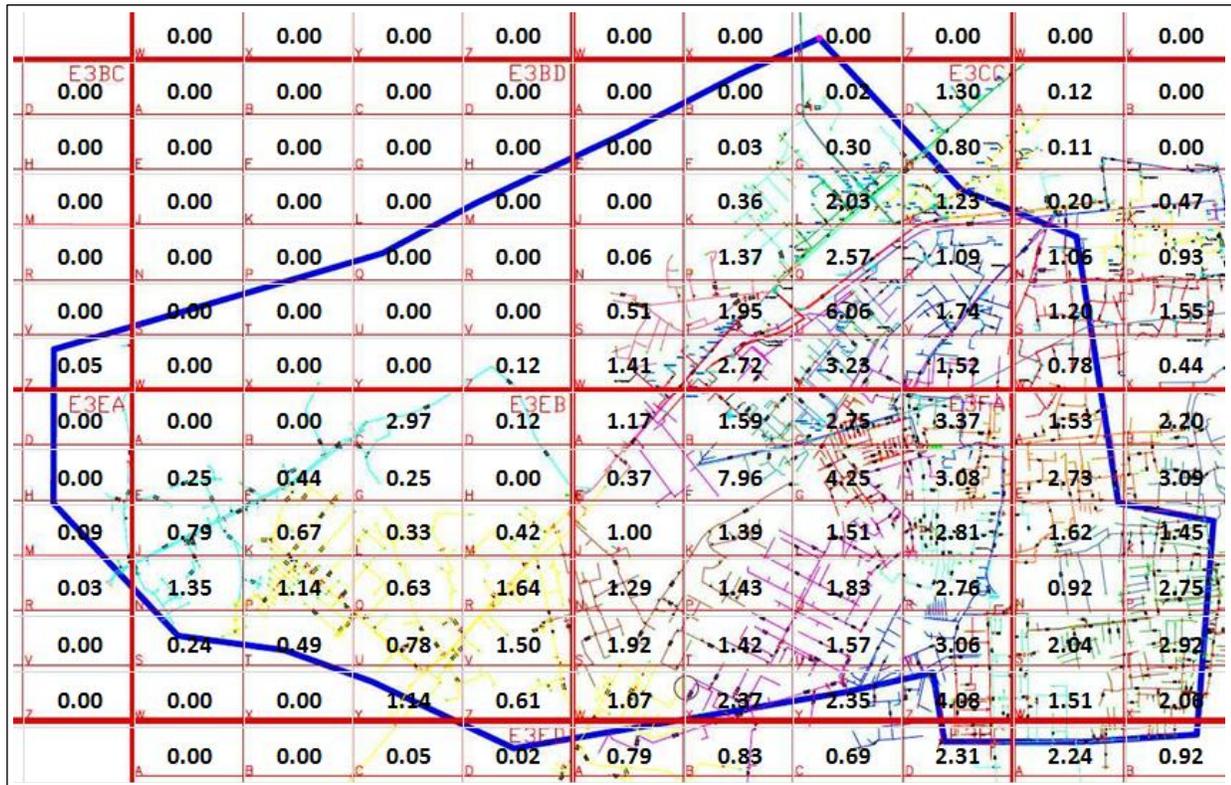


Figura 4.15. Localización de la Demanda servida (153 MVA) en la zona para el Sistema Presente (2012). Nota: Valores en MVA.

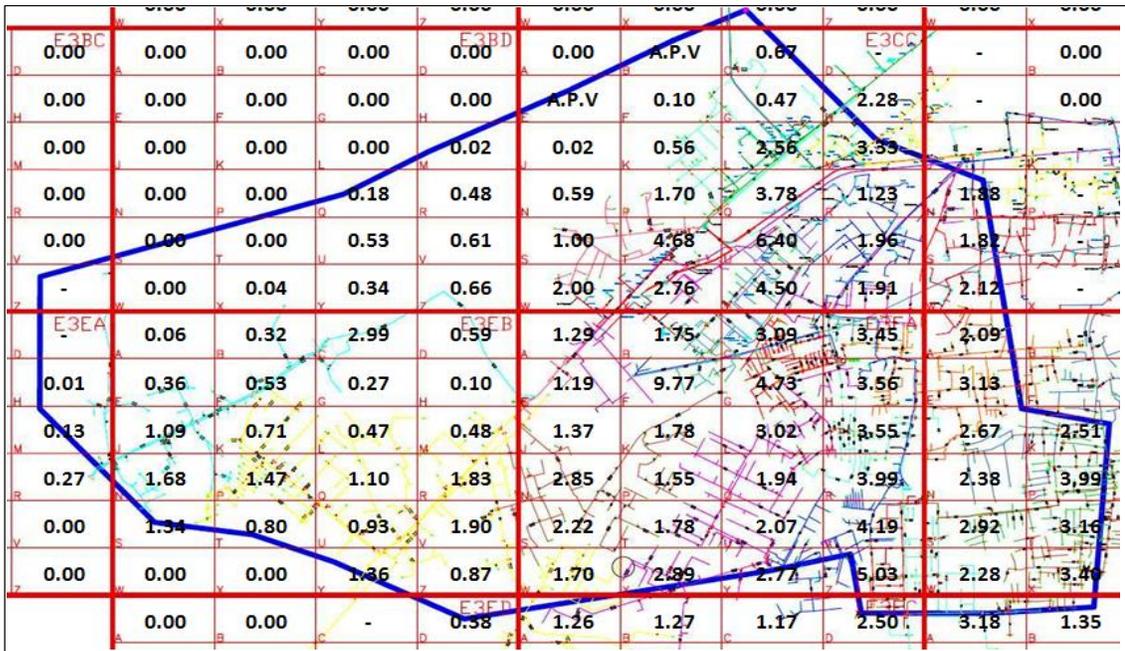


Figura 4.16. Localización de la Demanda a ser servida (184 MVA) para el periodo de Corto Plazo (2015).
Nota: Valores en MVA.

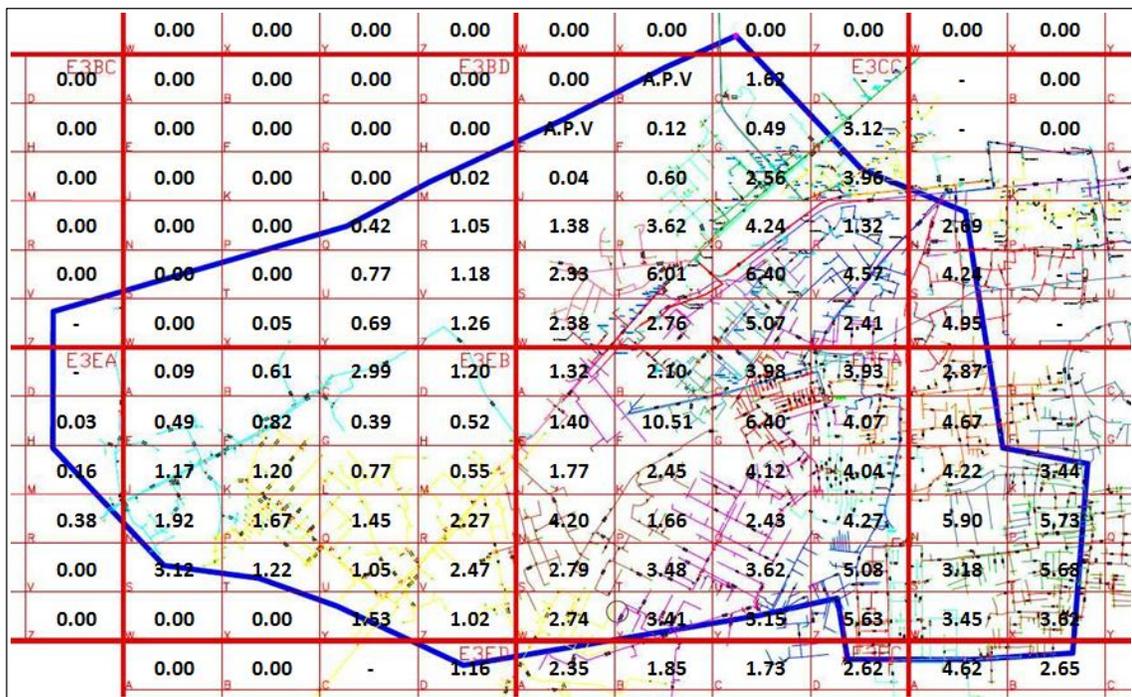


Figura 4.17. Localización de la Demanda a ser servida (250 MVA) para el periodo de Mediano Plazo (2019).
Nota: Valores en MVA.

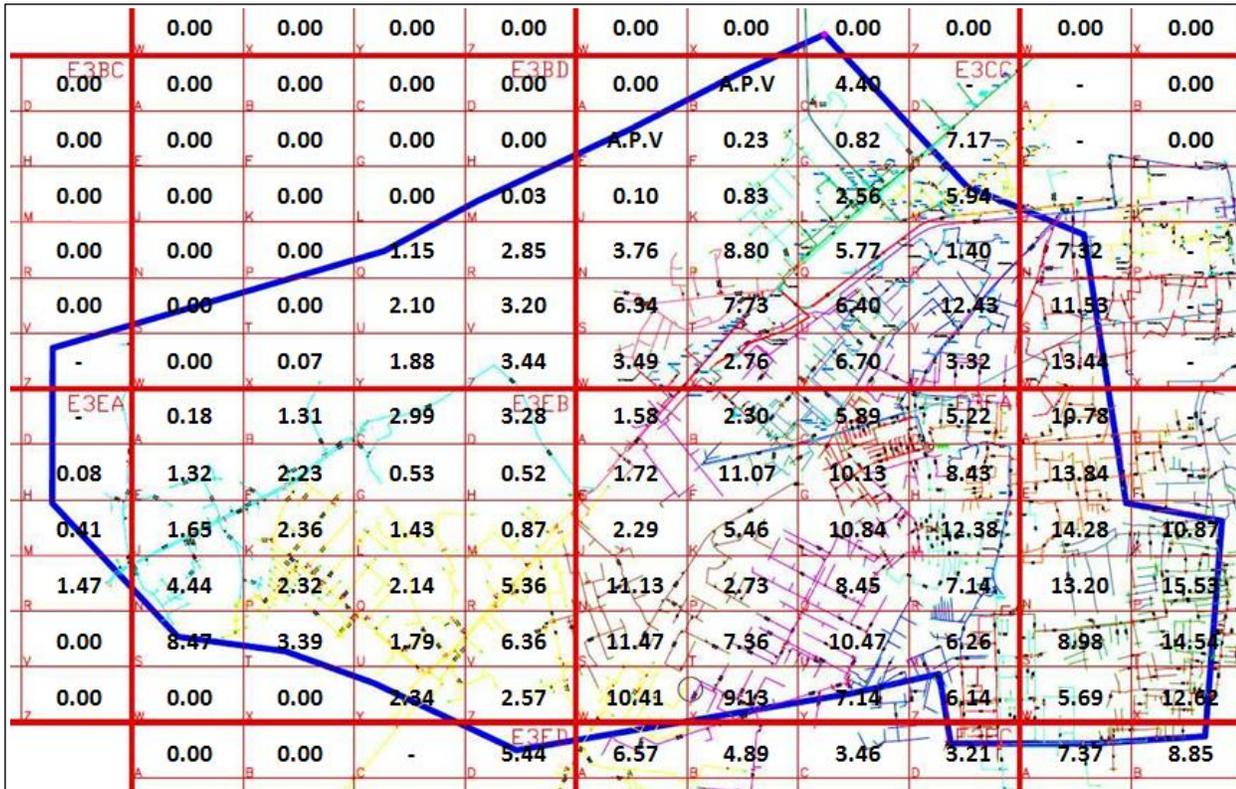


Figura 4.18. Localización de la Demanda a ser servida (533 MVA) para el periodo de Largo Plazo (2031). Nota: Valores en MVA.

4.2. Diagnóstico de los elementos primarios del Sistema de Distribución

4.2.1. Diagnóstico de acuerdo a la Cargabilidad de Transformadores de Potencia y Subestaciones ubicadas en el interior de la zona de estudio

En la tabla 4.8 se presentaron las demandas máximas requeridas en los años de interés para las Subestaciones y transformadores de potencia ubicados en el interior de la zona de estudio, a partir de ello se determinaron los Factores de Utilización correspondientes, tal como se muestra en la tabla 4.12, en donde se señala con color rojo los valores correspondientes a factores de utilización mayores al 100% (Demanda mayor a la capacidad nominal del elemento), lo cual significa la operación bajo condiciones de sobrecarga.

Tabla 4.12.

Factor de Utilización de los Transformadores y Subestaciones de acuerdo a las condiciones de demanda en los periodos futuros Sobre el Sistema de distribución actual.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)			
		DIC-2012	DIC-2015	DIC-2019	DIC-2031
INOS (34.5kV/13.8kV) 1x10+1x15 MVA	T1 : 15 MVA	31.1	38.8	49.1	80
	T2 : 10 MVA	106.7	119.7	137.1	189.2
	S/E INOS	61.3	71.2	84.3	123.6
SUR (34.5kV/13.8kV) 1x15+1x20 MVA	T1 : 20 MVA	60.2	65.3	72.2	92.6
	T2 : 15 MVA	87.2	95.7	107.1	141.1
	S/E SUR	71.8	78.4	87.1	113.4
LA FLORIDA (115kV/13.8kV) 2x40 MVA	T1 : 40 MVA	77.4	90.4	107.8	159.7
	T2 : 40 MVA	61.2	70.4	82.7	119.6
	S/E LA FLORIDA	69.3	80.4	95.2	139.7

Nota: La S/E CABRIALES no se considera en este apartado debido a su bajo alcance e influencia sobre la zona.

De acuerdo a lo indicado en la tabla 4.12 se deduce que el elemento más crítico en cuanto a operación es el Transformador 2 de la Subestación INOS ya que para el año actual (2012) se encuentra sobrecargado en un 6.7% con respecto a su capacidad nominal; Por el contrario, el Transformador 1 de la misma Subestación se encuentra actualmente operando con un factor de utilización del 31.1%, lo cual es un valor que perjudica el rendimiento de operación del transformador, ya que según CORPOELEC (2010) con factores de utilización menores al 50% las perdidas en el hierro son elevadas en relación a la potencia de salida y además se encuentra subutilizado el transformador.

A su vez, para el año 2019 el Transformador 2 de la Subestación Sur y el Transformador 1 de la Subestación Florida presentan Sobrecarga de 7.1 % y 7.8% respectivamente. Para el periodo de Largo Plazo (2031) y con el sistema de distribución actual, se hace imposible satisfacer la demanda requerida de forma óptima y eficiente, ya que para esta fecha las tres Subestaciones presentan una Sobrecarga considerable.

4.2.2. Diagnóstico de acuerdo a la Capacidad Firme de las Subestaciones ubicadas en el interior de la zona de estudio

Aplicando el Criterio de Capacidad Firme (Ver sección 2.2.9.8) se determinaron las demandas máximas que pueden ser servidas en condiciones de contingencia (Capacidad Firme) por las Subestaciones de la zona de estudio, las cuales se indican en la tabla 4.13, además se indica la demanda requerida en el año actual (2012) y la demanda que no será posible servir bajo condiciones de contingencia.

Tabla 4.13.

Capacidad Firme de las Subestaciones de la Zona para el año actual (2012).

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD TOTAL INSTALADA - Tx* (MVA)	CAPACIDAD FIRME (MVA)	DEMANDA REQUERIDA EN EL AÑO 2012 (MVA)	DEFICIT DE DEMANDA EN CONTINGENCIA (MVA)
INOS (34.5/13.8 Kv) 25 MVA	T1 : 15 MVA	10	13	15.3	2.3
	T2 : 10 MVA				
SUR (34.5/13.8 kV) 35 MVA	T1 : 20 MVA	15	19.5	25.1	5.6
	T2 : 15 MVA				
LA FLORIDA (115/13.8 kv) 80 MVA	T1 : 40 MVA	40	52	55.4	3.4
	T1 : 40 MVA				

(Tx): Transformador de mayor capacidad (MVA). *Nota:* La S/E CABRIALES no se considera en este apartado debido a su bajo alcance e influencia sobre la zona.

A partir de lo indicado en la tabla 4.13, se deduce que en condiciones de contingencia ninguna de las Subestaciones de la zona puede suplir la demanda total requerida para el sistema presente (2012) ya que la Capacidad Firme es menor a dicha demanda, lo que implicará cortes en el servicio eléctrico bajo esta condición. Como es de esperar, para años posteriores al actual, esta condición será mas critica, debido al crecimiento de la demanda (Ver Tabla 4.8) sobre el mismo sistema de distribución.

4.2.3. Diagnóstico de acuerdo a la demanda total requerida y la capacidad instalada de todas las Subestaciones ubicadas en el interior de la zona

A continuación se indica en la tabla 4.14 la totalidad de la demanda (Sumatoria de demanda de todas las cuadrículas) requerida por la zona de estudio para los periodos de C.P (2015), M.P (2019) y L.P (2031), además se indica la Capacidad total instalada en Subestaciones de la zona y la demanda que no podrá ser servida en cada periodo.

Tabla 4.14.

Déficit de demanda para los periodos futuros de acuerdo a la demanda requerida y capacidad instalada actualmente.

CAPACIDAD TOTAL INSTALADA EN LAS SUBESTACIONES DE LA ZONA DE ESTUDIO EN EL 2012 (MVA)	C.P (2015)		M.P (2019)		L.P (2031)	
	DEMANDA REQUERIDA (MVA)	DÉFICIT DE DEMANDA (MVA)	DEMANDA REQUERIDA (MVA)	DÉFICIT DE DEMANDA (MVA)	DEMANDA REQUERIDA (MVA)	DÉFICIT DE DEMANDA (MVA)
140	184	44	249	109	533	393

De acuerdo a lo indicado en la tabla 4.14, con la capacidad total instalada en la zona de estudio no será posible servir la demanda requerida para ninguno de los periodos futuros; esto implicará la influencia de Subestaciones alejadas de la zona, lo que pudiese comprometer la calidad y continuidad en el servicio prestado.

4.2.4. Diagnóstico de acuerdo a la Ubicación del Centro de Carga a Largo Plazo

Analizando la ubicación de la demanda en cuadrículas para el periodo de Largo Plazo, se determinó el centro de carga (Cuadrícula con mayor demanda) de la zona en la cuadrícula "P" de la Macro-Área "E3FB". Además a esto, se determinaron las 3 cuadrículas subsiguientes al Centro de Carga. En la figura 4.19 se muestra lo anterior.

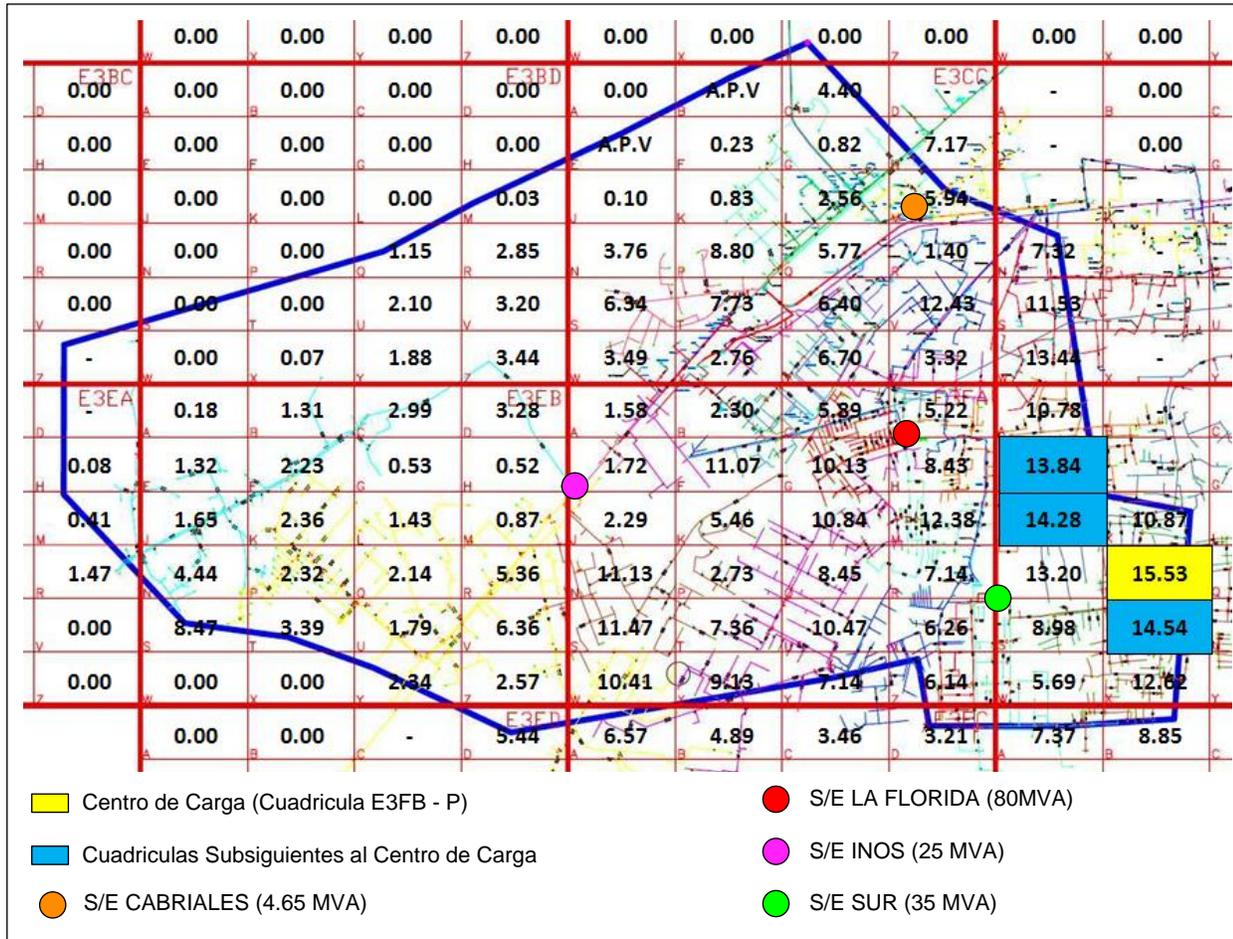


Figura 4.19. Localización del Centro de Carga para el Largo Plazo. Nota: Valores en MVA.

De acuerdo a lo observado en la figura 4.19 se determinaron las distancias aproximadas entre el “Centro de Carga” y las Subestaciones ubicadas en la zona, éstas se indica en la tabla 4.15.

Tabla 4.15.

Distancia del Centro de Carga del periodo de Largo Plazo respecto a la ubicación de las Subestaciones de la zona.

SUBESTACIÓN	DISTANCIA AL CENTRO DE CARGA (km)
CABRIALES	4.03
LA FLORIDA	2.57
INOS	5.53
SUR	1.52

A partir de lo indicado en la tabla 4.15, se puede afirmar que existen distancias considerables (En redes de Distribución) entre el Centro de Carga y las Subestaciones de la zona, lo que pudiese comprometer la calidad y continuidad en el servicio prestado en esa área en específico. Asimismo, la Subestación SUR es la más cercana al Centro de Carga pero su capacidad instalada (35 MVA) le impide servir la demanda requerida por el Centro de Carga y sus adyacencias en el Largo Plazo, además de considerar la demanda propia servida por ésta.

4.2.5. Diagnóstico de acuerdo a la Cargabilidad y Caída de Tensión en las Redes Primarias

Para realizar el Diagnóstico de las redes primarias es necesario determinar la caída de tensión existente y el factor de utilización de éstas. Estos parámetros se obtuvieron mediante la aplicación de corridas de carga en el Software PADEE®.

Los datos de entrada para realizar la corrida de carga mediante el software PADEE® son:

- **Corrientes por fase.** Se considera un sistema trifásico equilibrado por lo que las corrientes de cada fase serán iguales en magnitud y vendrán dadas para cada circuito por los valores indicados en la tabla 4.7.
- **Factor de Potencia.** Para las simulaciones de carga, este parámetro tendrá un valor de 0.9 (Ver Sección 2.2.9.5).
- **Factor de Diversidad.** Se tomará la condición más desfavorable para el desarrollo de la simulación de carga, lo que corresponde con un factor de diversidad unitario para la carga servida.

En la figura 4.20 se muestra una captura de la ventana emergente en donde se ingresan estos datos.



Parameter	Value
NUMERO	49
NOMBRE	BICENTENARIO
F. Diversidad	1
F. Potencia	0.9
AMPERIOS FASE 1	467
AMPERIOS FASE 2	467
AMPERIOS FASE 3	467

Figura 4.20. Ventana para ingresar datos de cada circuito en el PADEE®.

Una vez cargados los datos de entrada y culminada la simulación de carga, el Software presenta los resultados de forma gráfica en el plano CAD que contiene la información topológica de las redes como se muestra en la figura 4.21 Asimismo, estos resultados pueden ser visualizados en un sumario o cuadro resumen que es proporcionado por el mismo Software.

Siguiendo la clasificación indicada en la tabla 4.16, se procedió a establecer el estado de operación de los circuitos en cada periodo de estudio, tal como se muestra en la tabla 4.17.

Tabla 4.17.

Estado de operación de las redes de media tensión que sirven a la zona de estudio

CIRCUITO	Dic-2012		Dic-2015		Dic-2019		Dic-2031		UBICACIÓN DEL F.U%**
	$\Delta V\%$	F.U%							
GUACAMAYA	3.99	29.63	4.64	38.32	6.61	49.82	11.02	84.14	SALIDA DEL CIRCUITO (397.5 kcmil-ACSR)
LOMAS DE FUNVAL	0.84	40.53	0.97	46.85	1.15	55.26	1.68	81.86	SALIDA DEL CIRCUITO (4/0 AWG - ARV)
MOCASA	2.69	50.26	3.14	58.69	3.74	70.01*	5.55	105.12	RAMAL DE MOCASA (4/0 - ARV)
URRIERA 4	1.05	52.11	1.19	58.95	1.36	67.63	1.90	95.46	SALIDA DEL CIRCUITO (4/0 AWG - ARV)
HACIENDA	4.52	52.62	5.88	68.41	6.96	81.03	11.34	133.84	SALIDA DEL CIRCUITO (4/0 AWG - ARV)
EL SOCORRO	3.83	57.10	4.16	62.09	4.60	68.67	5.95	89.85	SALIDA DEL CIRCUITO (4/0 AWG - ARV)
PARCELAS	2.55	69.99	3.07	84.34	3.47	95.33	5.06	138.75	TRONCAL (2/0 AWG - ARV)
VALENCIA II	8.26	70.55	9.46	80.82	11.75	100.54	18.54	159.36	TRONCAL (2/0 AWG - ARV)
IMPACTO	2.96	72.90	3.25	80.27	3.83	94.48	5.59	139.51	SALIDA DEL CIRCUITO (4/0 AWG - ARV)
LAS FLORES	5.33	74.75	5.57	78.18	5.87	82.39	6.81	96.83	SALIDA DEL CIRCUITO (4/0 AWG - ARV)
CERÁMICA	9.83	79.29*	8.67	83.94*	12.90	101.31	17.93	137.92	RAMAL DE CABEL (1/0 AWG - ARV)
MAYORISTA	6.62	81.61	7.01	86.41	7.53	92.82	9.13	112.59	TRONCAL (4/0 AWG - ARV)
ELEVAL III	8.68	90.56	8.98	93.27	9.76	101.63	12.10	127.02	TRONCAL (4 AWG - CU)
TRAPICHITO	4.36	116.28	4.59	122.62	4.91	130.98	5.84	154.44	TRONCAL (1/0 AWG - ARV)
LIBERTADOR	7.26	121.03	8.83	147.06	10.92	181.80	17.21	289.45	SALIDA DEL CIRCUITO (4/0 AWG - ARV)
URRIERA I	6.44	122.61	7.32	139.18	8.48	161.28	11.98	230.60	SALIDA DEL CIRCUITO (4/0 AWG - ARV)
ELEVAL IV	6.54	128.23	7.02	138.43	7.66	152.17	9.60	193.81	TRONCAL (4/0 AWG - ARV)
VELODROMO	6.29	133.68	6.88	146.31	8.06	171.32	11.56	249.40	TRONCAL (4/0 AWG - ARV)
BICENTENARIO	9.75	136.53	10.64	148.97	12.38	173.36	17.69	247.11	TRONCAL (2/0 AWG - ARV)
ARANZAZU	8.74	152.87	9.78	171.01	11.62	203.09	17.14	303.27	SALIDA DEL CIRCUITO (4/0 AWG - ARV)
FANRECA	12.88	154.49	14.17	170.34	16.53	199.55	23.49	287.29	TRONCAL (2 AWG - CU)
ELEVAL II	17.53	179.14	18.67	191.08	20.24	207.57	24.90	256.55	TRONCAL (1/0 AWG - ARV)

(*): A pesar de ser mayor al 66%, se acepta esta condición de operación por encontrarse en un ramal que no posee transferencia con otro circuito (Ver sección 2.2.10.4). (**): Factor de utilización máximo registrado en algún tramo del circuito, ya sea en el troncal o en un ramal de éste.

De acuerdo a la data presentada en la tabla 4.17 de los 23 circuitos que abarcan la zona de estudio, 14 de ellos operan bajo condiciones críticas en el año actual (2012), lo que evidencia la

necesidad de mejorar estas condiciones de forma inmediata, teniendo como finalidad la prestación de un servicio estable. Para este mismo año existe un total de 6 circuitos operando de forma óptima y 3 de forma aceptable, los cuales en años posteriores pasarán a operar de forma crítica debido al incremento natural que presenta la demanda de energía eléctrica sobre el mismo sistema de Distribución.

4.3. *Diseño del Plan de Obras para dar cobertura a los requerimientos de carga en los años 2012, 2015, 2019 y 2031.*

En esta etapa del presente trabajo de grado se plantean de forma justificada las propuestas que solucionen los problemas detectados en el Sistema de Distribución de la zona de estudio de acuerdo a los diagnósticos realizados sobre éste (Ver sección 4.2.2). Las propuestas de obras aquí planteadas pretenden mejorar la prestación del servicio aprovechando de forma oportuna los recursos existentes en el sistema, de forma que se faciliten las operaciones a realizar y además los costos que éstas conlleven sean minimizados.

4.3.1. Propuestas para el Sistema Presente (2012)

Tomando en cuenta lo estipulado en el párrafo anterior y teniendo como visión el ordenamiento y restructuración de las redes que conforman el Sistema Primario de Distribución de acuerdo a la ubicación de las Subestaciones en la zona de estudio, se presentan a continuación las soluciones que conforman el plan de obras para el Sistema Presente, sirviendo como base para los Planes a Corto, Mediano y Largo Plazo. Estas obras deberán ser ejecutadas de forma inmediata para que mejoren las condiciones de prestación del servicio en el sistema actual.

- a) *Cambio del Transformador de Potencia N° 2 (10 MVA) de la Subestación INOS (34.5 kV / 13.8 kV) por un nuevo Transformador de capacidad normalizada de 15 MVA***

Como se indicó en la tabla 4.13, el Transformador 2 (10 MVA) de la Subestación INOS (34.5 kV / 13.8 kV) para Diciembre de este año (2012) presentará una sobrecarga del 6.7 %, por lo que será necesario la sustitución por un transformador de mayor capacidad nominal. De acuerdo a lo establecido en la sección 2.2.10.9, se escoge un transformador con capacidad nominal de 15 MVA y relación de transformación (34.5 kV / 13.8 kV); con lo cual para este nuevo transformador se tendrán las condiciones de cargabilidad indicadas en la tabla 4.18.

Tabla 4.18.

Condiciones de Cargabilidad para el nuevo transformador de la Subestación INOS.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO	DEMANDA DIC 2012 (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	RESERVA (%)
INOS (34.5 kV / 13.8 kV)	T2 : 15 MVA	10.7	71.3	28.7

b) Transferencia de carga (Ciudadela José Martí) desde el circuito VALENCIA II al circuito de EL SOCORRO

En la tabla 4.19 se presentas las condiciones de operación actuales de los circuitos VALENCIA II y EL SOCORRO.

Tabla 4.19.

Condiciones de operación actuales de los circuitos EL SOCORRO y VALENCIA II.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
INOS (34.5 kV / 13.8 kV)	EL SOCORRO	217	3.83	57.1	4/0 ARV
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	VALENCIA II	254	8.26	70.55	2/0 CU

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

Asimismo, en la figura 4.22 se muestra: El área de servicio de estos circuitos, las subestaciones a la cual pertenecen y la carga a ser transferida.

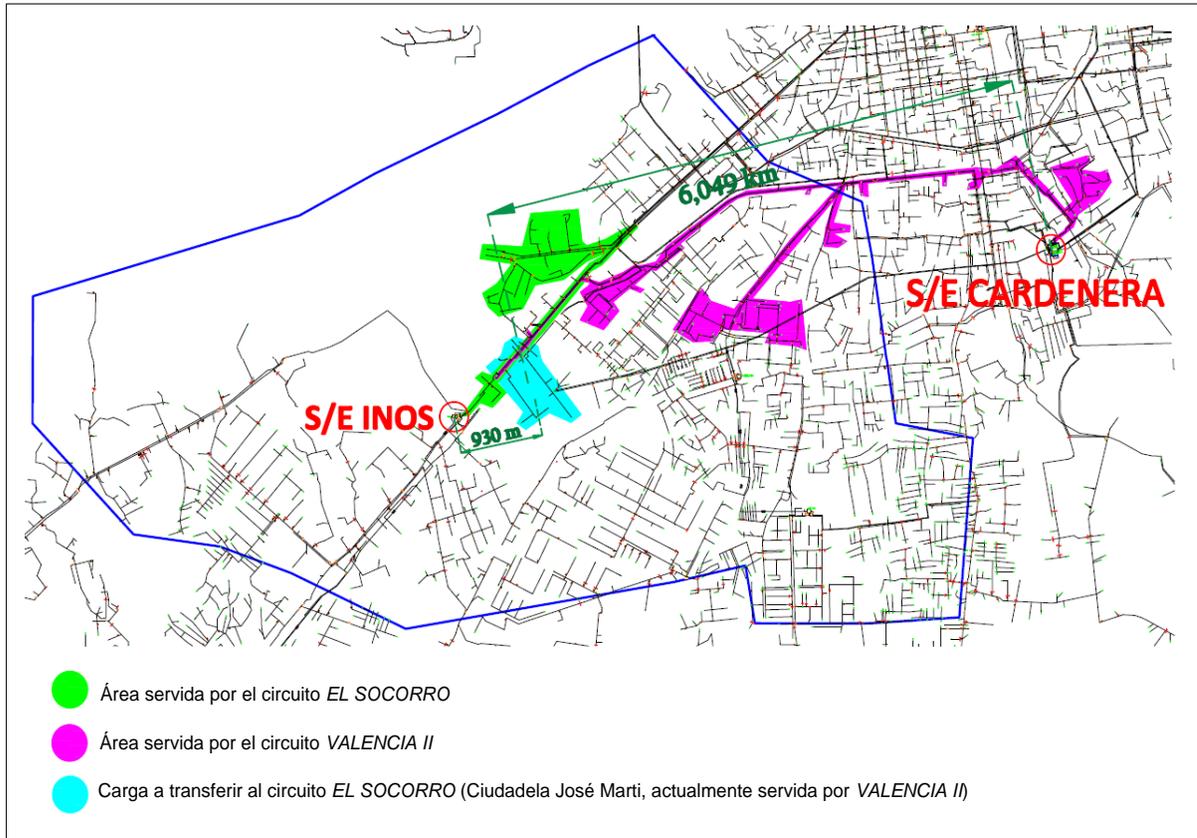


Figura 4.22. **Transferencia de carga entre el circuito VALENCIA II y EL SOCORRO.**

Para realizar dicha transferencia de carga, se deberá realizar una unión eléctrica (Puente) entre el circuito EL SOCORRO y VALENCIA II, además se deberá instalar un seccionador en estado “Abierto” en el circuito VALENCIA II con la finalidad de desvincular la carga que se pretende transferir. A su vez, el nuevo seccionador en común entre estos circuitos permitirá realizar futuras transferencias de carga y facilitará las operaciones a realizar en condiciones de contingencia, aumentando la flexibilidad del Sistema de Distribución. En el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD de este trabajo) se indica con mayor detalle la ubicación de las operaciones a ser realizadas. La carga a transferir representa un total de 3.53 MVA en capacidad instalada aproximadamente y según las simulaciones de carga en el Software PADEE® la demanda correspondiente es de 81.1 A.

Considerando este valor se procedió a realizar una nueva corrida de carga para determinar las nuevas condiciones de operación, dando como resultado lo indicado en la tabla 4.20.

Tabla 4.20.

Nuevas condiciones de operación de los circuitos EL SOCORRO y VALENCIA II.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
INOS (34.5 kV / 13.8 kV)	EL SOCORRO	294	3.09	76.83	4/0 ARV
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	VALENCIA II	173	4.6	48.05	2/0 CU

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

A su vez, al realizar esta operación el Transformador 2 de la Subestación INOS tendrá las condiciones de cargabilidad indicadas en la tabla 4.21.

Tabla 4.21.

Nuevas condiciones de cargabilidad del transformador 2 de la Subestación INOS.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CIRCUITO	DEMANDA (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)
INOS (34.5 kV / 13.8 kV)	T2: 15 MVA	EL SOCORRO -> 294 A	12.5	83.3
		PARCELAS -> 230 A		

- c) Se plantea la implementación de un nuevo circuito mediante la salida de línea disponible (NVA. VALENCIA) en el transformador 1 (15 MVA) de la Subestación INOS (34.5 kV / 13.8 kV), el cual tomará parte de la carga de los circuitos FANRECA y VALENCIA II*

En la tabla 4.22 se presentan las condiciones de operación actuales de los circuitos FANRECA y VALENCIA II.

Tabla 4.22.

Condiciones de operación actuales de los circuitos FANRECA y VALENCIA II.

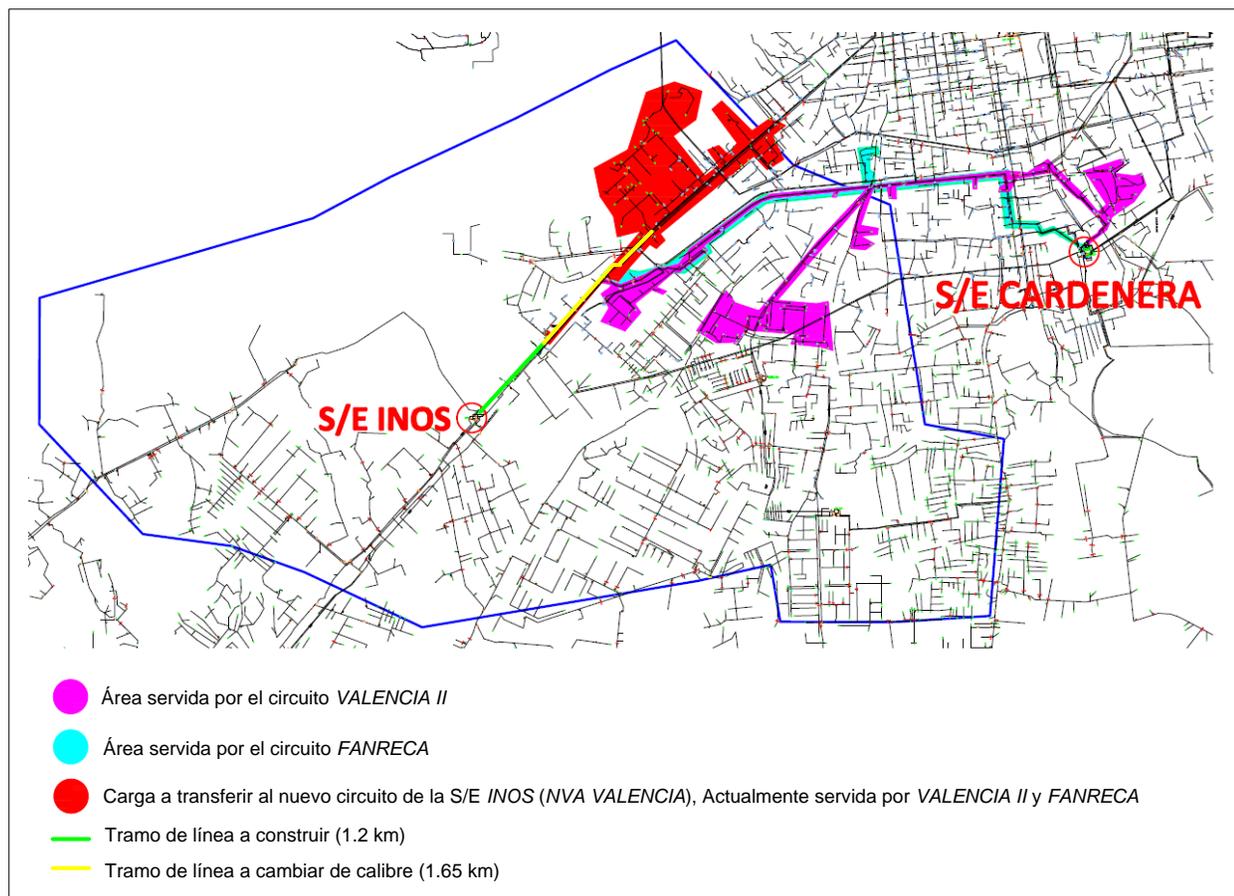
SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	FANRECA	372	12.88	154.49	2 CU
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	VALENCIA II	173	4.6	48.05	2/0 CU

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

En el mismo orden de ideas, en la figura 4.23 se indica: El área de servicio de cada circuito, la subestación a la cual pertenecen y la ubicación de la Subestación INOS en donde se dispone de la salida de línea para tomar la carga indicada.

Para efectuar lo planteado, se deberá construir un tramo de línea de aproximadamente 1.2 km de longitud con 3 conductores de Aleación de Aluminio 6201 (Arvidal) calibre 336.4 kcmil, de igual forma será necesario realizar el cambio de calibre de aproximadamente 1.65 km de línea de 3 conductores de Aleación de Aluminio 6201 (Arvidal) calibre 4/0 AWG a 3 conductores de Aleación de Aluminio 6201 (Arvidal) calibre 336.4 kcmil con la finalidad de reducir la caída de tensión. Además, se deberá cambiar el estado de operación de los seccionadores “Aguas Arriba” de la carga a transferir a “Abierto”, para así desligar dicha carga de los circuitos VALENCIA II y FANRECA respectivamente. Para mayor detalle de las operaciones a realizar se puede consultar el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD de este trabajo). La carga a transferir se cuantifico en un total de 10.9 MVA en capacidad instalada (9.8 MVA del circuito FANRECA y 1.1 MVA pertenecientes al circuito VALENCIA II), lo cual de acuerdo al el Software PADEE® representa una demanda de aproximadamente 372 A (355.3 A de FANRECA y 16.7 A de VALENCIA II). Con estas nuevas condiciones de demanda se procedió a realizar una simulación de carga, de la cual se obtuvieron los resultados indicados en la tabla 4.23.

A su vez, el transformador 1 de la Subestación INOS tendrá las condiciones de cargabilidad indicadas en la tabla 4.24.


Figura 4.23. Transferencia de carga entre los circuitos VALENCIA II, FANRECA y NVA VALENCIA
Tabla 4.23.

Nuevas condiciones de operación de los circuitos NVA. VALENCIA, VALENCIA II y FANRECA.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
INOS (34.5 kV / 13.8 kV)	NVA. VALENCIA (Nuevo circuito)	372	4.95	71.54	336 ARV
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	VALENCIA II	156	3.9	41.43	2/0 CU
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	FANRECA	16.7	0.18	4.09	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

Tabla 4.24.

Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación INOS luego de la transferencia de carga.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CIRCUITO	DEMANDA (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)
INOS (34.5 kV / 13.8 kV)	T2: 15 MVA	NVA. VALENCIA -> 372 A	13.67 MVA	91.1
		HACIENDA -> 200 A		

d) Transferencia de carga desde el circuito LIBERTADOR a LOMAS DE FUNVAL y desde el circuito ELEVALL a LIBERTADOR

En este caso se involucran dos operaciones para el circuito LIBERTADOR, la primera operación se trata de un bote de carga hacia el circuito LOMAS DE FUNVAL y la segunda se basa en la disponibilidad de este circuito de absorber carga de ELEVALL producto de la primera operación. En la figura 4.24 se refleja: El área de servicio de los circuitos LIBERTADOR, LOMAS DE FUNVAL y ELEVALL II; la ubicación de la Subestaciones a la cual pertenecen; las cargas a ser transferidas.

1^{era} Operación

En la tabla 4.25 se muestran las condiciones de operación actuales de los circuitos LIBERTADOR y LOMAS DE FUNVAL.

Tabla 4.25.

Condiciones de operación actuales de los circuitos LIBERTADOR y LOMAS DE FUNVAL.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	LIBERTADOR	460	7.26	121.03	4/0 ARV
SUR (34.5 kV / 13.8 kV)	LOMAS DE FUNVAL	154	0.84	40.53	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

Para realizar la transferencia de carga se deberá conectar eléctricamente (puente) el circuito LOMAS DE FUNVAL con el circuito LIBERTADOR, además de abrir y cerrar un par de seccionadores tal como se indica con mayor detalle en el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD anexo a este trabajo).

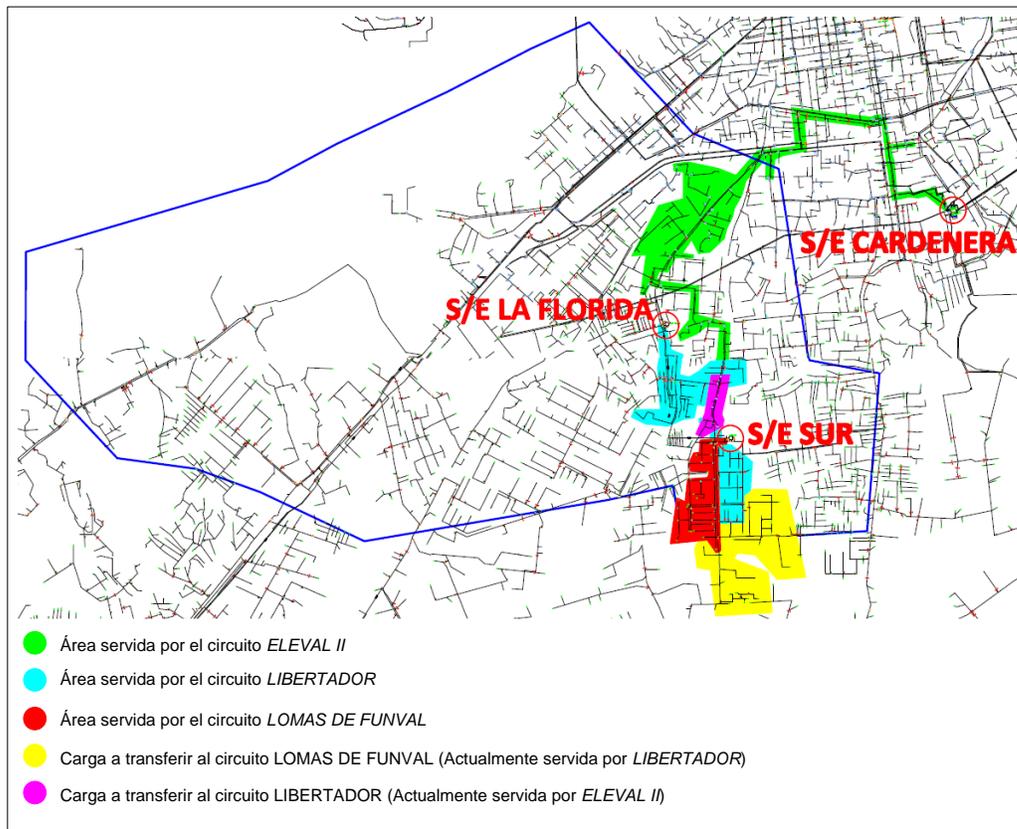


Figura 4.24. Área de servicio y carga a transferir para los circuitos *ELEVEL II*, *LOMAS DE FUNVAL* y *LIBERTADOR*.

La carga a ser transferida se totalizó en 4.25 MVA en capacidad instalada aproximadamente, lo que representa una demanda de 190 Amperios según el Software PADEE®. Para estas nuevas condiciones, se procedió a realizar una corrida de carga, de la cual se obtuvieron los resultados indicados en la tabla 4.26.

Tabla 4.26.

Nuevas condiciones de operación de los circuitos LIBERTADOR y LOMAS DE FUNVAL.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	LIBERTADOR	270	3.39	71.04	4/0 ARV
SUR (34.5 kV / 13.8 kV)	LOMAS DE FUNVAL	344	3	93.72	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

Asimismo, el transformador 1 (20 MVA) de la Subestación SUR tendrá las condiciones de cargabilidad indicadas en la tabla 4.27.

Tabla 4.27.

Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación SUR luego de la transferencia de carga.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CIRCUITO	DEMANDA (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)
SUR (34.5/ 13.8 kV)	T1: 20 MVA	TRAPICHITO ->350 A	16.58	82.9
		LOMAS DE FUNVAL ->344 A		

2^{da} Operación

En la tabla 4.28 se muestran las condiciones de operación de los circuitos LIBERTADOR y ELEVALL luego de la operación anterior.

Para ejecutar la transferencia de carga correspondiente a la segunda operación, se deberá realizar la apertura de un seccionador del circuito ELEVALL con la finalidad de separar la carga a transferir de éste, de igual manera se conectará eléctricamente (Puente) el circuito LIBERTADOR con el tramo a ser transferido. Para mayor detalle de las operaciones a realizar se puede consultar el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD anexo a este trabajo).

Tabla 4.28.

Condiciones de operación actuales de los circuitos LIBERTADOR y ELEVEL II.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	LIBERTADOR	270	3.39	71.04	4/0 ARV
CARDENERA (34.5 kV / 13.8 kV)	ELEVEL II	441	17.53	179.14	1/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

La carga a ser transferida se totalizó en 2.2 MVA en capacidad instalada aproximadamente, lo que representa una demanda de 95 Amperios según el Software PADEE®. Para estas nuevas condiciones, se procedió a realizar una corrida de carga, de la cual se obtuvieron los resultados indicados en la tabla 4.29.

Tabla 4.29.

Nuevas condiciones de operación de los circuitos LIBERTADOR y ELEVEL II.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	LIBERTADOR	365	4.16	96.03	4/0 ARV
SUR (34.5 kV / 13.8 kV)	ELEVEL II	346	11.27	137.55	1/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

En el mismo orden de ideas, el transformador 1 (40 MVA) de la Subestación FLORIDA tendrá las condiciones de cargabilidad indicadas en la tabla 4.30

Tabla 4.30.

Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación FLORIDA luego de la transferencia de carga.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CIRCUITO	DEMANDA (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)
FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	T1: 40 MVA	MOCASA -> 191A	29	72
		URRIERA IV -> 198A		
		LIBERTADOR -> 365 A		
		BICENTENARIO -> 467A		

- e) Cambio de calibre de tramo perteneciente al circuito troncal de TRAPICHITO de 3#1/0 AWG AA-6201 a 3#4/0 AWG AA-6201

Se muestran en la tabla 4.31 las condiciones de operación actuales del circuito TRAPICHITO. A su vez, en la figura 4.25 se observa el área de servicio del circuito TRAPICHITO, la subestación a la cual pertenece y el tramo de línea al cual se deberá cambiar de calibre a 3#4/0 AWG AA-6201. A su vez, en el Plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD de este trabajo) se puede apreciar con mayor detalle el tramo de línea a ser cambiado de calibre.

Al hacer el cambio de calibre y ejecutar la simulación de carga con el Software PADEE® se evidencia como mejoran las condiciones de operación del circuito, tal como se indica en la tabla 4.32.

Tabla 4.31.

Condiciones de operación actuales de TRAPICHITO.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
SUR (115 kV / 13.8 kV)	TRAPICHITO	350	4.36	116.28	1/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

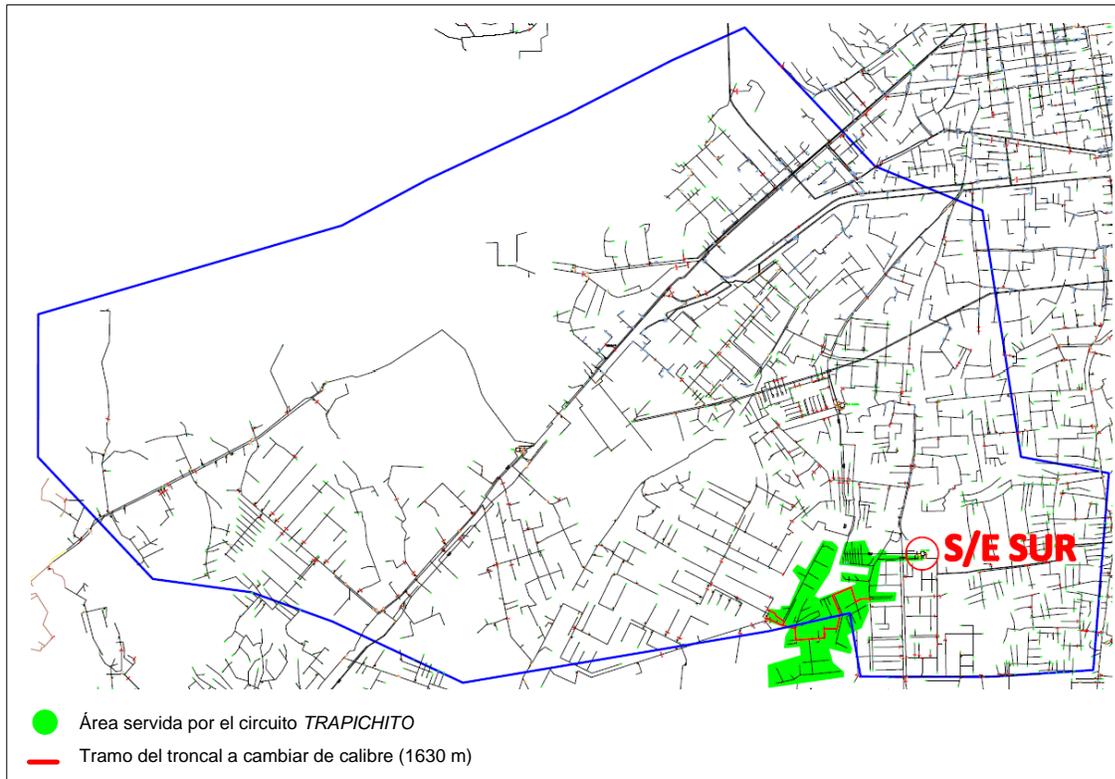


Figura 4.25 Área de servicio del Circuito TRAPICHITO y tramo del troncal a ser cambiado de calibre.

Tabla 4.32.

Nuevas condiciones de operación de TRAPICHITO.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
SUR (34.5 kV /13.8 kV)	TRAPICHITO	350	3.28	92.10	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

f) Transferencia de carga desde el circuito BICENTENARIO al circuito URRIERA IV

Se presentan en la tabla 4.33 las condiciones de operación actuales de los circuitos involucrados en la transferencia de carga planteada.

Tabla 4.33.

Condiciones de operación actuales de los circuitos URRIERA IV y BICENTENARIO.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	URRIERA IV	198	1.05	52.11	4/0 ARV
	BICENTENARIO	467	9.75	136.53	2/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

De igual forma, se presenta en la figura 4.26 el área de servicio de los circuitos URRIERA IV y BICENTENARIO, la ubicación de la Subestación a la cual pertenecen y la carga que se desea transferir.

Para realizar la propuesta planteada, se deberá construir un nuevo tramo de línea de aproximadamente 1385 m de longitud con 3 conductores de Aleación de Aluminio 6201 calibre 4/0 AWG, teniendo como ruta la indicada en la figura 4.26. Se deberá instalar un seccionador en estado “Abierto” en la salida del circuito BICENTENARIO para seccionar el tramo a ser transferido y además se deberá cerrar el seccionador que posee en común con el circuito URRIERA IV. Para mayor detalle de las operaciones a ser realizadas se puede consultar el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD anexo a este trabajo).

La carga a ser transferida se cuantificó en aproximadamente 3.8 MVA en capacidad instalada, lo que corresponde con una demanda de 128 A de acuerdo al Software PADEE®. Considerando lo anterior, se procedió a realizar una corrida de carga de la cual se obtuvieron los resultados indicados en la tabla 4.34.

Ambos circuitos pertenecen al mismo transformador por lo que las condiciones de cargabilidad de éste permanecen iguales, tal como se muestra en la tabla 4.35.

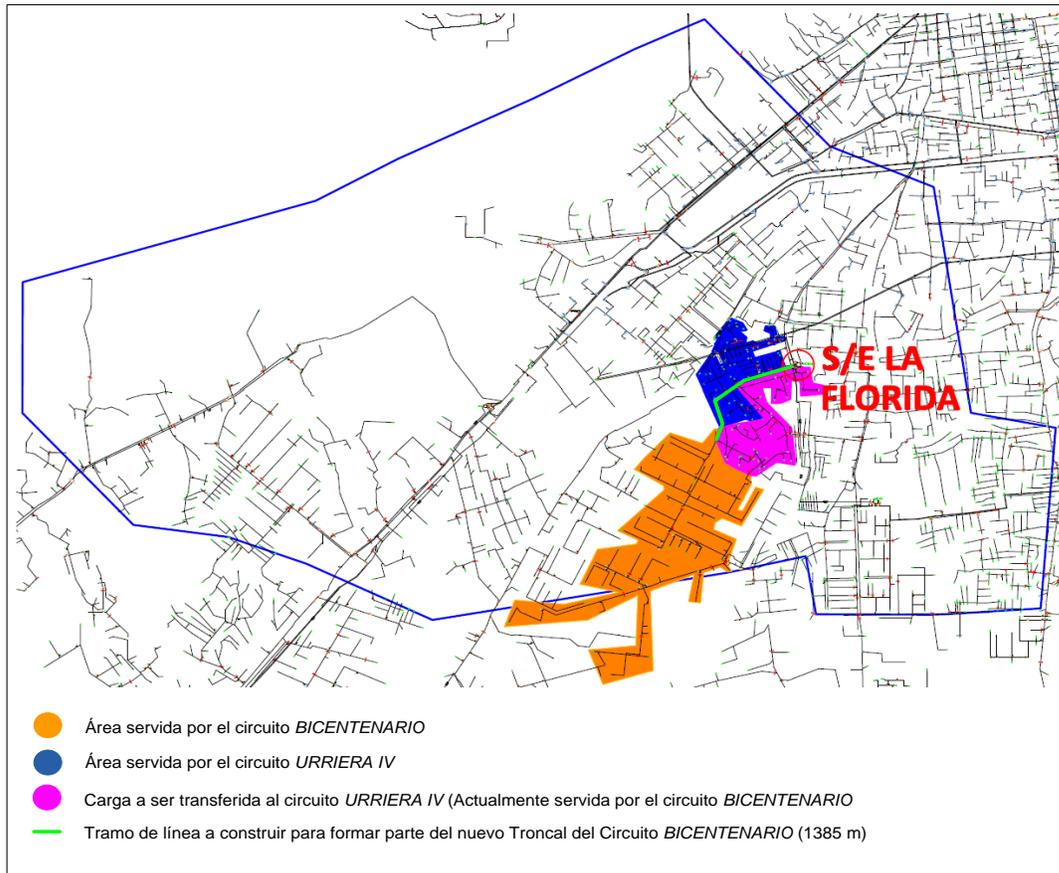


Figura 4.26. Área de servicio y carga a ser transferida para los circuitos BICENTENARIO y URRIERA IV.

Tabla 4.34.

Nuevas Condiciones de operación de los circuitos URRIERA IV y BICENTENARIO.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	URRIERA IV	326	2.92	96.77	4/0 ARV
	BICENTENARIO	339	4.17	89.21	2/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

Tabla 4.35.

Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación FLORIDA luego de la transferencia de carga.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CIRCUITO	DEMANDA (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)
FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	T1: 40 MVA	MOCASA -> 191A	29	72
		URRIERA IV -> 326 A		
		LIBERTADOR -> 365 A		
		BICENTENARIO -> 339 A		

- g) Se plantea la construcción de un nuevo circuito (NVO CIRCUITO 1) mediante la salida disponible en el transformador 2 (40 MVA) de la Subestación FLORIDA, el cual tomará parte de la carga de los circuitos CERÁMICA, VALENCIA II y ARANZAZU*

En la tabla 4.36 se muestran las condiciones de operación actuales de los circuitos en cuestión. De igual forma, en la figura 4.27 se muestra el área de servicio de cada circuito, las subestaciones a la cual pertenecen y la carga que se pretende transferir al nuevo circuito (NVO CIRCUITO 1) de la subestación LA FLORIDA.

Tabla 4.36.

Condiciones de operación actuales de los circuitos VALENCIA II, ARANZAZU y CERAMICA.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	ARANZAZU	581	8.74	152.87	4/0 ARV
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	VALENCIA II	156.3	3.9	41.43	2/0 CU
CENTRO ACUARIO (115 kV / 13.8 kV)	CERÁMICA	356	9.83	79.29	1/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

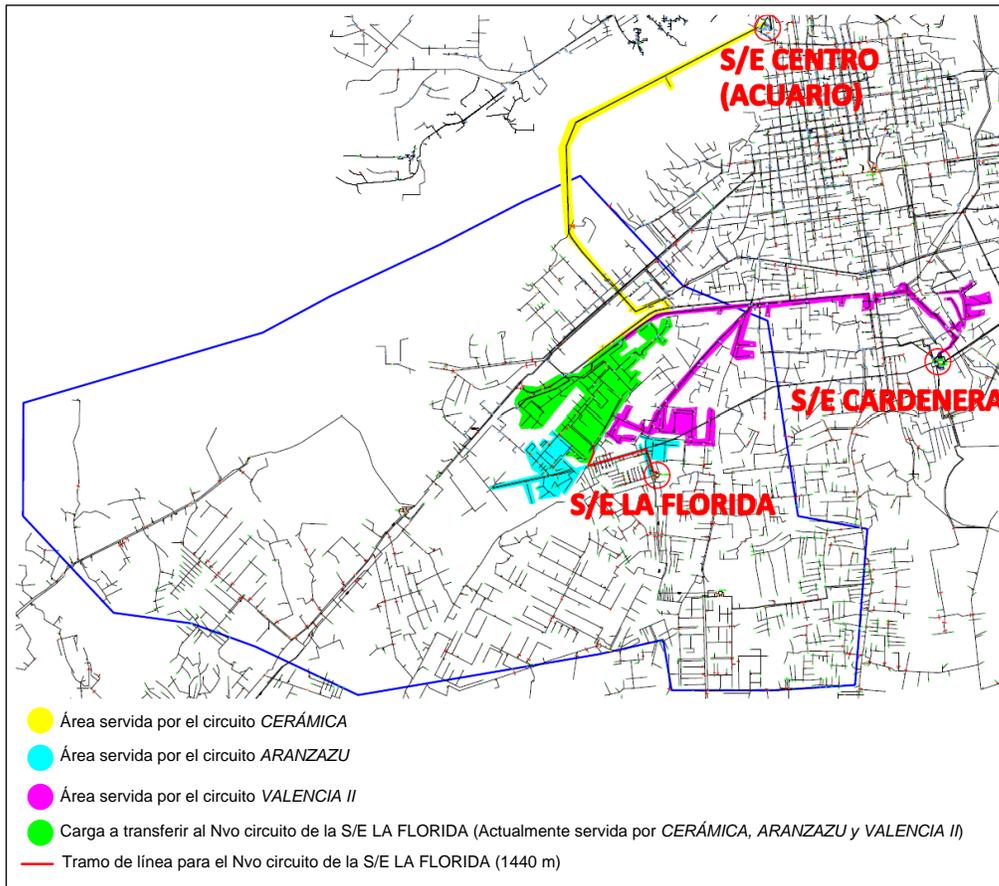


Figura 4.27. Carga a transferir y área de servicio de los circuitos *CERÁMICA*, *ARANZAZU* y *VALENCIA II*.

Se deberá construir un tramo de línea de aproximadamente 1440 m con 3 conductores calibre 336.4 kcmil de Aleación de Aluminio 6201. La ruta definida para este tramo será igual a la de los circuitos *MOCASA* y *ARANZAZU* (Según el Departamento de Desarrollo es posible utilizar las mismas estructuras o postes para la disposición de esta nueva línea). Una vez alcanzada la trayectoria planteada se realizará la derivación correspondiente permitiendo la conexión eléctrica entre los circuitos planteados, con antelación se harán operaciones de apertura y cierre de seccionadores, además de conexiones que permitan la toma de la carga planteada, se puede consultar el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado el CD de este trabajo) para determinar y localizar las operaciones a ser ejecutadas.

La carga a ser transferida se totalizó en 10 MVA aproximadamente de capacidad instalada (VALENCIA II: 2217 MVA, ARANZAZU: 3122 MVA y CERÁMICA: 4712 MVA) lo que representa una demanda de 371 A según el software PADEE®. A partir de las nuevas condiciones de operación producto de la transferencia se realizó una corrida de carga de la cual se extrajeron los resultados expuestos en la tabla 4.37.

Tabla 4.37.

Nuevas condiciones de operación de los circuitos VALENCIA II, ARANZAZU, CERÁMICA y NVO CIRCUITO 1.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	ARANZAZU	362	4.36	95.25	4/0 ARV
FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	NVO CIRCUITO 1	371	3.67	71.37	336 ARV
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	VALENCIA II	92,4	2.66	25.55	2/0 CU
CENTRO ACUARIO (115 kV / 13.8 kV)	CERÁMICA	268,3	7.03	78.46	1/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

A su vez, el transformador 2 (40 MVA) de la Subestación LA FLORIDA tendrá como condiciones de cargabilidad las que se indican en la tabla 4.38.

Tabla 4.38.

Condiciones de cargabilidad del transformador 2 de la Subestación FLORIDA luego de la transferencia de la carga.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CIRCUITO	DEMANDA (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)
FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	T2: 40 MVA	ARANZAZU-> 362A	28.6	71.64
		URRIERA I-> 466 A		
		NUEVO CIRCUITO I-> 371 A		

h) Se plantea la implementación de un nuevo circuito (NVO CIRCUITO 2) mediante la salida de línea disponible en el transformador 2 (40 MVA) de la Subestación LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV), el cual tomará la carga industrial del circuito ELEVEL III y CABEL (Actualmente servida por el circuito CERÁMICA)

En la tabla 4.39 se indican las condiciones de operación actuales de los circuitos ELEVEL III y CERÁMICA.

Tabla 4.39.

Condiciones de operación actuales de los circuitos ELEVEL III y CERÁMICA.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	ELEVEL III	383	8.68	90.56	4 CU
CENTRO ACUARIO (34.5 kV / 13.8 kV)	CERÁMICA	268.3	7.03	78.46	1/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

De igual forma, en la figura 4.28 se resalta: El área de servicio de los circuitos ELEVEL III y CERÁMICA, la ubicación de las Subestaciones a la cual pertenecen, la ubicación de la Subestación LA FLORIDA en donde se dispone de la salida de línea en cuestión y la carga a ser asumida por el nuevo circuito planteado.

La carga que se pretende transferir es en su totalidad de tipo Industrial y por presentar esta característica se requieren niveles óptimos de calidad y confiabilidad en el servicio prestado. Para ello se utilizará un circuito expreso con la salida disponible en el transformador 2 (40 MVA) de la Subestación LA FLORIDA. Será necesario construir un tramo de línea de aproximadamente 1.87 km de longitud con 3 conductores de Aleación de Aluminio 6201 (Arvidal) calibre 336,4 kcmil. Para este nuevo tramo de línea se utilizará la misma ruta definida para los circuitos MOCASA y ARANZAZU en donde existe espacio disponible para la utilización de las estructuras de estos, tal cual como se indica en la figura 4.28. Para la alimentación de la empresa CABEL se realizará una derivación en el circuito troncal con 3 conductores de Aleación de Aluminio 6201 (Arvidal) calibre 336,4 kcmil con aproximadamente 2.3 km de longitud tal como se indica en la

figura 4.28. Además, será necesaria la apertura de los seccionadores ubicados “Aguas Arriba” de la carga a transferir en los circuitos ELEVVAL III y CERÁMICA. Para mayor detalle de las operaciones a realizar se puede consultar el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD de este trabajo).

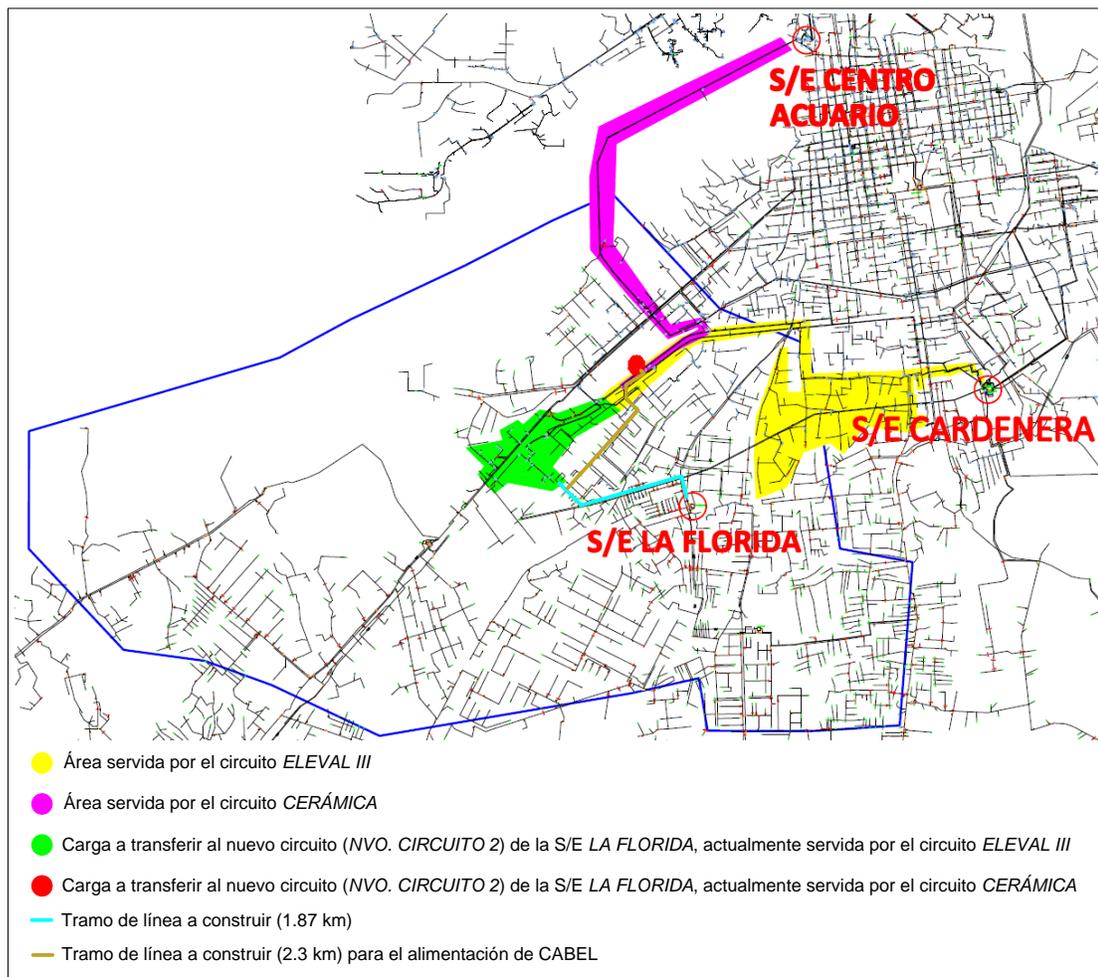


Figura 4.28. Carga a ser transferida y área de servicio de los circuitos ELEVVAL III y CERÁMICA.

La carga a ser transferida se totalizó en 20.5 MVA en capacidad instalada, lo que representa una demanda de 188 Amperios según el Software PADEE®. Para estas nuevas condiciones, se procedió a realizar una corrida de carga, de la cual se obtuvieron los resultados indicados en la tabla 4.40.

Tabla 4.40.

Nuevas condiciones de operación de los circuitos ELEVAl III y el nuevo circuito propuesto de LA FLORIDA

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	NVO CIRCUITO 2	385	4.96	74.1	336 ARV
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	ELEVAl III	186	2.37	86.12	4 CU
CENTRO ACUARIO (34.5 kV / 13.8 kV)	CERÁMICA	80	1.85	39	397.5 ACSR

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

A su vez, el transformador 2 (40 MVA) de la Subestación LA FLORIDA tendrá las condiciones de cargabilidad indicadas en la tabla 4.41.

Tabla 4.41.

Condiciones de cargabilidad del transformador 2 de la Subestación LA FLORIDA luego de la transferencia de carga.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CIRCUITO	DEMANDA (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)
LA FLORIDA (115.5 kV / 13.8 kV)	T2: 40 MVA	ARANZAZU -> 362 A	37.8	94
		URRIERA I -> 466 A		
		NVO CIRCUITO 1 ->371 A		
		NVO CIRCUITO 2 -> 385 A		

Es importante destacar que con esta operación la totalidad de la carga servida por el circuito ELEVAl III será de tipo residencial, lo que unificaría los requerimientos de calidad y confiabilidad en el servicio prestado.

i) *Transferencia de carga desde el circuito VELODROMO al circuito IMPACTO*

En la tabla 4.42 se muestran las condiciones de operación actuales de los circuitos en cuestión.

Tabla 4.42.

Condiciones de operación actuales de los circuitos IMPACTO y VELODROMO.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	IMPACTO	277	2.96	72.90	4/0 ARV
CARDENERA (34.5 kV / 13.8 kV)	VELODROMO	507	6.29	133.68	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

A continuación se destaca en la figura 4.29: El área de servicio de los circuitos IMPACTO y VELODROMO, las subestaciones a la cual pertenecen y la carga a transferir.

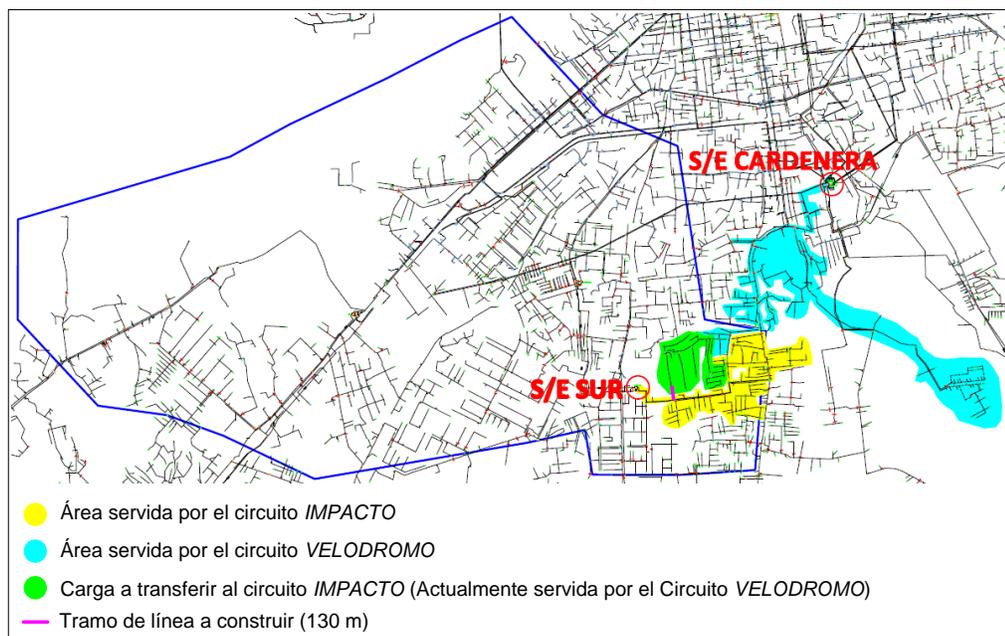


Figura 4.29. Área de servicio del Circuito *IMPACTO*, *VELODROMO* y carga a ser transferida.

Esta propuesta viene dada principalmente por la cercanía geográfica de los circuitos y la capacidad disponible del circuito IMPACTO para absorber carga. Para ejecutar lo que se plantea, únicamente se requiere la construcción de un tramo de línea de aproximadamente 128 m de longitud con 3 conductores calibre 4/0 AWG de Aleación de Aluminio 6201, que permita conectar eléctricamente a el circuito IMPACTO con el tramo a ser transferido del circuito VELODROMO, además de la colocación de un seccionador normalmente abierto para realizar la separación de la carga a transferir. En el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD de este trabajo) se aprecia con mayor detalle las operaciones correspondientes a esta propuesta.

La carga a transferir se cuantificó en un total aproximado de 1.5 MVA en capacidad instalada lo que corresponde según los resultados de la simulación del software PADEE® con 60 Amp. Con estas nuevas condiciones se simuló la corrida de carga y se obtuvieron los resultados indicados en la tabla 4.43.

Tabla 4.43.

Nuevas Condiciones de operación de los circuitos IMPACTO y VELODROMO.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	IMPACTO	337	2.96	88.42	4/0 ARV
CARDENERA (34.5 kV / 13.8 kV)	VELODROMO	447	4.92	117.62	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

En el mismo orden de ideas, en la tabla 4.44 se muestran las condiciones de cargabilidad del transformador 2 (15 MVA) una vez ejecutada la operación planteada.

Tabla 4.44.

Condiciones de cargabilidad del transformador 2 de la Subestación SUR luego de la transferencia de carga.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CIRCUITO	DEMANDA (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)
SUR (115 kV / 13.8 kV)	T2: 15 MVA	FLORES-> 284 A	14.84	98.9
		IMPACTO-> 337 A		

j) Transferencia de carga del circuito VELODROMO al circuito HIPODROMO

Mediante el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo, se recopiló información acerca de las condiciones de operación del circuito HIPODROMO, el cual posee suficiente capacidad disponible para absorber parte de la carga servida por el circuito VELODROMO. En la tabla 4.45. se indican las condiciones de operación de los circuitos HIPODROMO y VELODROMO.

Tabla 4.45.

Condiciones de operación de los circuitos HIPODROMO y VELODROMO.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	VELODROMO	447	4.92	117.62	4/0 ARV
CARDENERA (34.5 kV / 13.8 kV)	HIPODROMO	70	1.15	24.99	2/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

En la figura 4.30 se muestra el área de servicio de los circuitos HIPODROMO y VELODROMO, además de la carga que se pretende transferir.

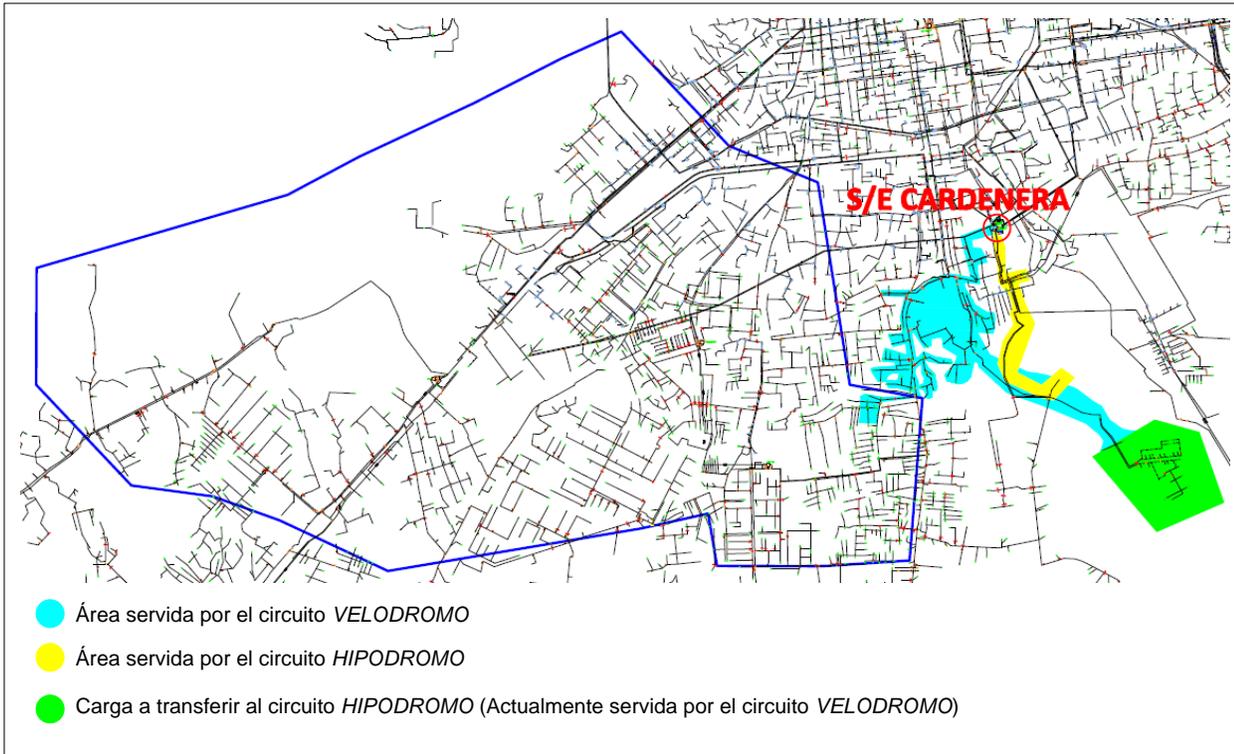


Figura 4.30. Carga a ser transferida y área de servicio de los circuitos *HIPODROMO* y *VELODROMO*.

Para realizar dicha transferencia de carga se instalarán seccionadores en el circuito *VELODROMO* en estado “Abierto” para desvincular la carga que se pretende transferir, además se deberá unir eléctricamente (Puente) el circuito *HIPODROMO* con el alimentador de la carga en cuestión. En el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD de este trabajo) se aprecia con mayor detalle las operaciones correspondientes a esta propuesta.

Se contabilizó un total de 5.4 MVA en capacidad instalada aproximadamente, lo que corresponde con una demanda de 156 A de acuerdo al Software *PADEE*®. Considerando lo anterior, se procedió a realizar una simulación de carga en donde se obtuvieron los resultados indicados en la tabla 4.46.

Tabla 4.46.

Nuevas Condiciones de operación de los circuitos HIPODROMO y VELODROMO.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	VELODROMO	291	3.52	76.56	4/0 ARV
CARDENERA (34.5 kV / 13.8 kV)	HIPODROMO	226	4.63	80.69	2/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

k) Transferencia de carga desde el circuito ELEVAl IV al circuito FANRECA

En la tabla 4.47 se presentan las condiciones de operación actuales de los circuitos ELEVAl IV y FANRECA. A su vez, en la figura 4.31 se indican las áreas de servicio de los circuitos en cuestión y algunos detalles correspondientes a la operación planteada.

Tabla 4.47.

Condiciones de operación actuales de los circuitos ELEVAl IV y FANRECA.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	ELEVAl IV	342	6.54	128.23	4/0 ARV
	FANRECA	17	0.18	4.09	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

La operación que se pretende realizar trata de tomar la carga ubicada en los inicios del circuito ELEVAl IV mediante el circuito FANRECA el cual anteriormente fue descargado casi por completo. Se utilizarán los conductores que sirven como Troncal de FANRECA como nuevo troncal de ELEVAl IV, para ello será necesaria la instalación de un par de seccionadores que permitan la desconexión de la carga a ser transferida a FANRECA. Para conocer la ubicación correspondiente de las operaciones a ser realizadas y entender con mayor claridad lo que se

desea, se presenta en el CD anexo a este trabajo un plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” el cual puede ser consultado.

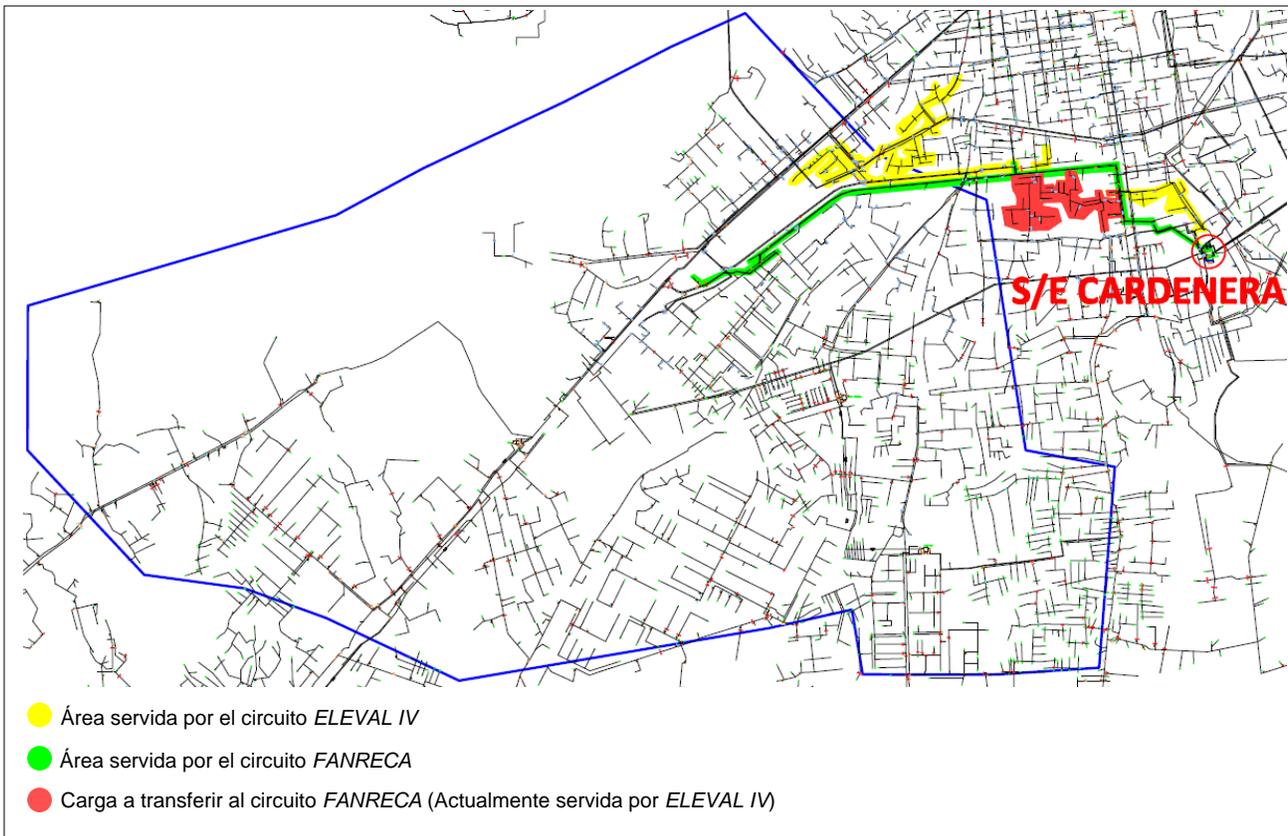


Figura 4.31. Carga a ser transferida y área de servicio de los circuitos *ELEVEL IV* y *FANRECA*.

La carga a ser transferida se totalizó en 1.63 MVA aproximadamente y según las simulaciones realizadas a través del software PADEE® es de 41 A, en la tabla 4.48 se presenta las nuevas condiciones de operación de los circuitos en cuestión luego de realizar la operación planteada

Tabla 4.48.

Nuevas Condiciones de operación de los circuitos ELEVEL IV y FANRECA.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	ELEVEL IV	301	4.81	81.02	4/0 ARV
	FANRECA	58	0.23	16.01	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

l) Transferencia de carga desde el circuito URRIERA I al circuito ELEVEL III

En la tabla 4.49 se presentan las condiciones de operación actuales de los circuitos ELEVEL III y URRIERA I. De igual manera, en la figura 4.32 se muestra el área de servicio de los circuitos URRIERA I y ELEVEL III, además se señala la carga que será transferida y otros datos de interés.

Tabla 4.49.

Condiciones de operación actuales de los circuitos URRIERA I y ELEVEL III.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	URRIERA I	466	6.44	122.61	4/0 ARV
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	ELEVEL III	186	2.37	86.12	1/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

Para realizar dicha transferencia de carga es necesario construir un tramo de línea con 3 conductores de Aleación de Aluminio 6201 (Arvidal) de longitud aproximada igual a 750m y calibre 312.8 kcmil, dispuesto como se indica en la figura 4.32 con color verde. Este tramo formará parte del nuevo troncal del circuito URRIERA I, liberando así la carga ubicada en la zona norte de éste. De igual forma, para transferir la carga al circuito ELEVEL III será necesario el

cambio de calibre de 3#6 AWG CU a 3#312.8 kcmil ARV en el tramo indicado con línea roja en la figura 4.32; se instalará un seccionador en el circuito URRIERA I en estado ABIERTO para seccionar la carga a transferir. En el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente” se indica con mayor detalle la ubicación correspondiente de las operaciones a ser realizadas.

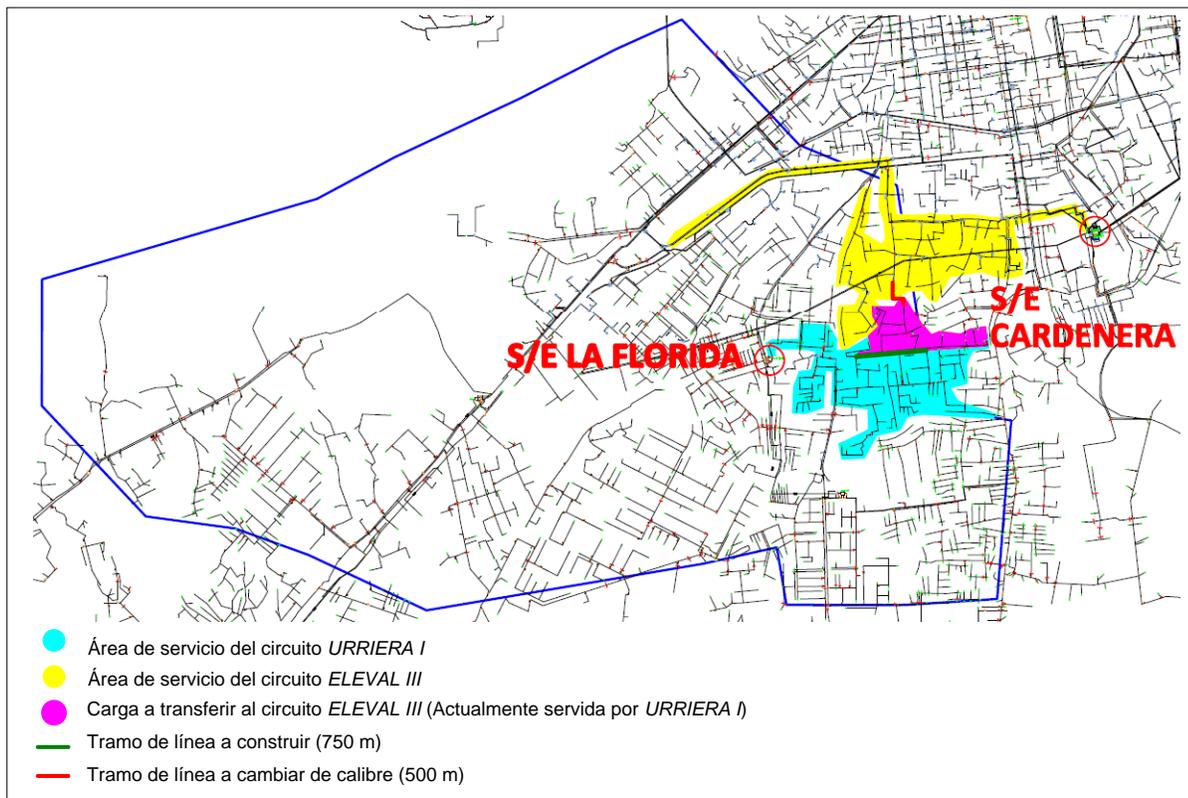


Figura 4.32. Carga a transferir y área de servicio de los circuitos ELEVEL III y URRIERA I

La carga a transferir se cuantificó aproximadamente en 3.65 MVA de capacidad instalada y de acuerdo a la simulación de carga representa un total de 107 A. Considerando esto, se procedió a realizar una nueva simulación de carga, de la cual se obtuvieron los resultados indicados en la tabla 4.50. A su vez, con la transferencia de carga planteada el transformador 2 (40 MVA) de la Subestación Florida tendrá como condiciones de cargabilidad las indicadas en la tabla 4.51.

Tabla 4.50.

Nuevas condiciones de operación de los circuitos URRIERA I y ELEVALL III.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	URRIERA I	359	4.73	94.47	4/0 ARV
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	ELEVALL III	293	3.08	67.66	1/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

Tabla 4.51.

Condiciones de cargabilidad del transformador 1 de la Subestación FLORIDA luego de la transferencia de carga.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CIRCUITO	DEMANDA (MVA)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)
FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	T2: 40 MVA	URRIERA I -> 359A	35.3	88
		ARANZAZU -> 362 A		
		NVO CIRCUITO 1 -> 371 A		
		NVO CIRCUITO 2 -> 385 A		

m) Transferencia de carga desde el circuito MAYORISTA al circuito LOS CARDONES de la Subestación TOCUYITO

El área de servicio del circuito LOS CARDONES se encuentra ubicada en las cercanías de un sector servido por el circuito MAYORISTA, según el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo el circuito LOS CARDONES posee suficiente capacidad de reserva para absorber parte de la carga servida por el circuito MAYORISTA.

En la tabla 4.52 se indican las condiciones de operación actuales para los circuitos MAYORISTA y LOS CARDONES, los datos para este último fueron obtenidos mediante el Departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo.

Tabla 4.52.

Condiciones de operación actuales de los circuitos MAYORISTA y LOS CARDONES.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
TOCUYITO (115 kV / 13.8 kV)	MAYORISTA	306	6.62	81.61	4/0 ARV
	LOS CARDONES	146	2.06	31	2/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

En la figura 4.33 se muestra el área de servicio de estos circuitos y la carga que se pretende transferir.

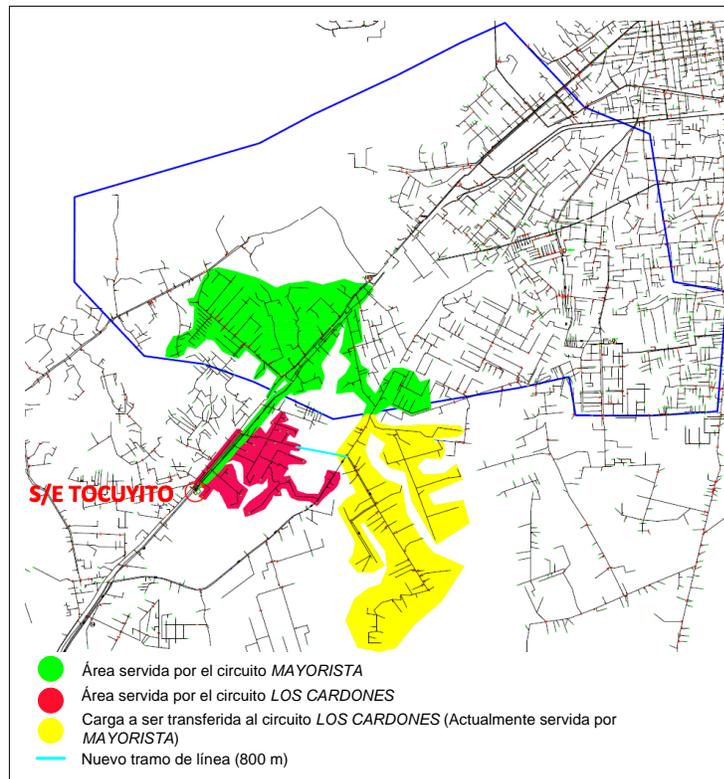


Figura 4.33. Carga a transferir y área de servicio de los circuitos MAYORISTA y LOS CARDONES.

Para realizar la transferencia de carga se deberá construir un tramo de línea de aproximadamente 800 m de longitud con 3 conductores de Aleación de Aluminio 6201 (Arvidal) tal como se indica en la figura 4.33, además será necesaria la apertura de los seccionadores del circuito MAYORISTA ubicados “Aguas Arriba” de la carga a transferir. En el plano en formato CAD denominado “Operaciones para el Sistema Presente”, se indica con mayor detalle la ubicación correspondiente de las operaciones a ser realizadas.

La carga que se plantea transferir representa un total de 1.93 MVA aproximadamente de capacidad instalada y según las simulaciones de carga en el Software PADEE® la demanda correspondiente es de 39 A. Considerando este valor se procedió a realizar una nueva corrida de carga para determinar las nuevas condiciones de operación, dando como resultado lo indicado en la tabla 4.53.

Tabla 4.53.

Condiciones de operación de los circuitos MAYORISTA y LOS CARDONES luego de la transferencia de carga.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
TOCUYITO (115 kV / 13.8 kV)	MAYORISTA	267	4.98	70.27	4/0 ARV
	LOS CARDONES	185	2.92	38.67	2/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

- n) Cambio de calibre de tramo perteneciente al circuito troncal de LAS FLORES de 3#2/0 AWG AA-6201 a 3#4/0 AWG AA-6201**

En la tabla 4.54 se indican las condiciones actuales de operación del circuito LAS FLORES. Además, en la figura 4.34 se muestra el área de servicio de este circuito y también se indica el tramo de línea que será cambiado de calibre a 3# 4/0 AWG AA 6201, el cual tiene una longitud de 1.16 km aproximadamente. A su vez, en el Plano en formato CAD denominado “Operaciones

para el Sistema Presente” (Incorporado en el CD de este trabajo) se puede apreciar con mayor detalle el tramo de línea a ser cambiado de calibre.

Tabla 4.54.

Condiciones de operación actuales del circuito LAS FLORES.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
SUR (34.5 kV / 13.8 kV)	LAS FLORES	284	5.33	74.75	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

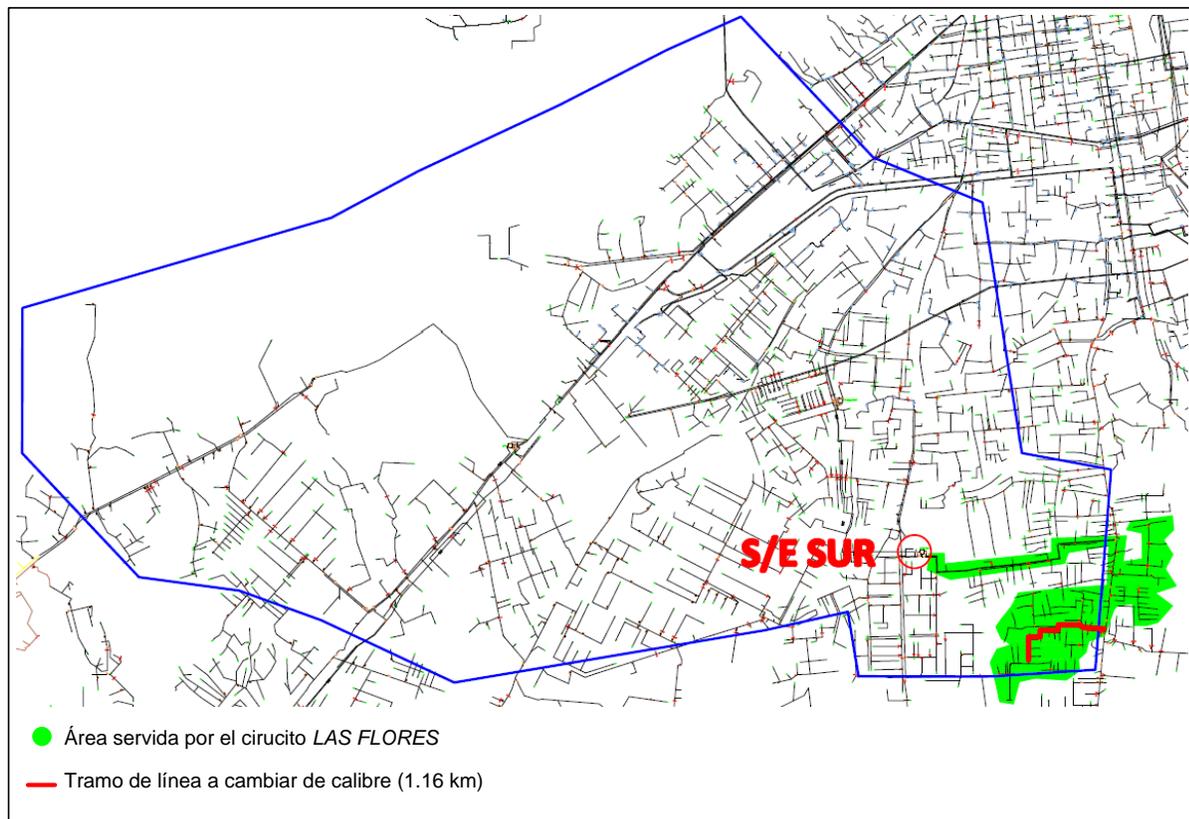


Figura 4.34. Área de servicio del circuito LAS FLORES y tramo a cambiar de calibre.

Luego de realizar el cambio de calibre y realizar una nueva corrida de carga en el Software PADEE®, se obtienen los resultados indicados en la tabla 4.55.

Tabla 4.55.

Nuevas Condiciones de operación para el circuito LAS FLORES.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
SUR (34.5 kV / 13.8 kV)	LAS FLORES	284	4.8	74.75	4/0 ARV

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

o) Transferencia de carga desde el Circuito ELEVAl II al circuito VALENCIA II, además de cambio de calibre en tramo del circuito ELEVAl II

En la tabla 4.56 se indican las condiciones de operación de los circuitos ELEVAl II y LAS FLORES.

Tabla 4.56.

Condiciones de operación de los circuitos ELEVAl II y VALENCIA II.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	ELEVAl II	346	11.27	137.55	1/0 ARV
	VALENCIA II	92.4	2.66	25.25	2/0 CU

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

De igual forma se presenta en la figura 4.35 el área de los circuitos en cuestión, además de ciertos detalles correspondiente a la propuesta planteada.

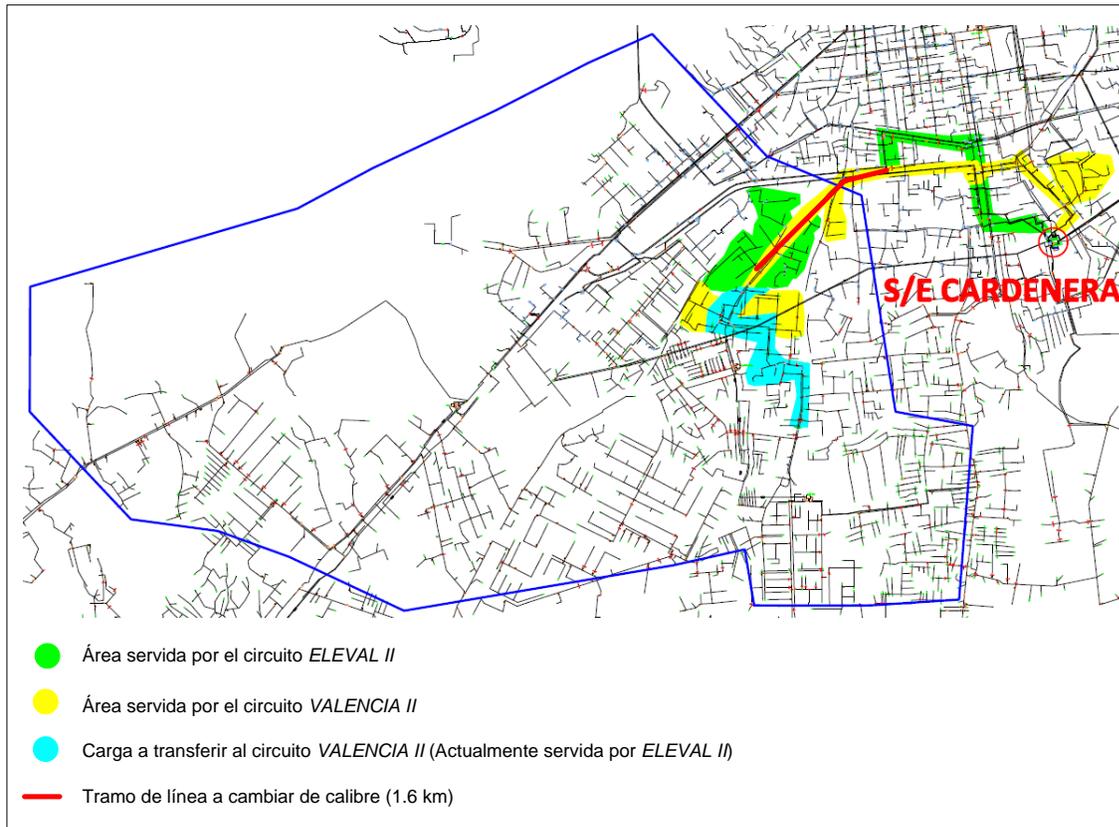


Figura 4.35. Carga a transferir, tramo a cambiar de calibre y carga a transferir entre ELEVAL II y VALENCIA II.

Para ejecutar la transferencia de carga, se deberán instalar seccionadores en estado abierto en el circuito ELEVAL II y realizar un “Puente” con el alimentador de VALENCIA II. El tramo a cambiar de calibre forma parte del circuito troncal de ELEVAL II y consta de aproximadamente 1.6 km de longitud, se plantea el cambio de 3# 4/0 AWG AA 6201 a 3#312.8 kcmil AA 6201 con la finalidad de reducir la caída de tensión existente en este circuito. Para mayor detalle de las operaciones a realizar en esta propuesta, se debe consultar el Plano que lleva por nombre “Operaciones para el Sistema Presente” (Incorporado en el cd de este trabajo de grado).

La carga a transferir fue totalizada en 2.3 MVA aproximadamente de capacidad instalada y una demanda de 72 A. Con estas nuevas condiciones se realizó una corrida de carga de la cual se obtuvieron los resultados indicados en la tabla 4.57.

Tabla 4.57.

Nuevas Condiciones de operación de los circuitos ELEVAl II y VALENCIA II.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DEMANDA DIC 2012 (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	CALIBRE* (AWG – kcmil)
CARDENERA (115 kV / 13.8 kV)	ELEVAl II	264	4.8	95.9	1/0 ARV
	VALENCIA II	164	4.98	45.55	2/0 CU

(*): Calibre donde se registró el factor de utilización máximo.

4.3.1.1. Totalización de Resultados obtenidos luego de realizar las operaciones correspondientes al Sistema Presente

Con las propuestas planteadas Se lograron solventar en el sistema actual la totalidad de los problemas encontrados en cuanto a la caída de tensión y cargabilidad en las redes de media tensión, en la tabla 4.58 se muestra un cuadro resumen en el que se describen las propuestas planteadas.

Tabla 4.58.

Resumen de propuestas planteadas para solventar los problemas en el Sistema Presente.

PROPUESTA	DESCRIPCIÓN
A	Cambio del transformador 2 de la S/E INOS
B	Transferencia de carga: VALENCIA II -> EL SOCORRO
C	Transferencia de carga: (VALENCIA II y FANRECA) -> NVA. VALENCIA
D	Transferencia de carga: (LIBERTADOR -> LOMAS DE FUNVAL) y (ELEVAl II -> LIBERTADOR)
E	Cambio de calibre tramo troncal del circuito TRAPICHITO
F	Transferencia de carga: BICENTENARIO -> URRIERA IV
G	Transferencia de carga: (CERÁMICA, VALENCIA II y ARANZAZU) -> NVO. CIRCUITO 1
H	Transferencia de carga: (CERÁMICA y ELEVAl III) -> NVO. CIRCUITO 2
I	Transferencia de carga: VELODROMO -> IMPACTO
J	Transferencia de carga: VELODROMO -> HIPODROMO
K	Transferencia de carga: ELEVAl IV -> FANRECA
L	Transferencia de carga: URRIERA I -> ELEVAl III
M	Transferencia de carga: MAYORISTA -> LOS CARDONES
N	Cambio de calibre tramo del troncal del circuito LAS FLORES
O	Transferencia de carga: ELEVAl II -> VALENCIA II ; Cambio de calibre tramo de ELEVAl II

A continuación en la tabla 4.59 se presenta un cuadro comparativo en donde se indican las condiciones de operación iniciales y finales (Luego de ejecutar todas las propuestas para el Sistema Presente) de los circuitos pertenecientes a la zona de estudio.

Tabla 4.59

Condiciones de operación iniciales y finales de los circuitos de la zona de estudio.

SUBESTACIÓN	NOMBRE DEL CIRCUITO	CONDICIONES INICIALES			CONDICIONES FINALES		
		S.P DIC 2012			S.P DIC 2012		
		AMP	$\Delta V\%$	FU%	AMP	$\Delta V\%$	FU%
CENTRO ACUARIO (34.5kV / 13.8kV) 78MVA	GUACAMAYA	157	3.99	29.63	157	3.99	29.63
	CERÁMICA	356	9.83	79.29	80	1.85	39
LA FLORIDA (115kV / 13.8kV) 80MVA	MOCASA	191	2.69	50.26	191	2.69	50.26
	URRIERA IV	198	1.05	52.11	326	2.92	96.77
	LIBERTADOR	460	7.26	121.03	365	4.16	96.03
	URRIERA I	466	6.44	122.61	359	4.73	94.47
	BICENTENARIO	467	9.75	136.53	339	4.17	89.21
	ARANZAZU	581	8.74	152.87	362	4.36	95.25
	NVO. CIRCUITO 1*	-	-	-	371	3.67	71.37
	NVO. CIRCUITO 2*	-	-	-	385	4.96	74.1
INOS (34.5kV / 13.8kV) 25MVA	HACIENDA	200	4.52	52.62	200	4.52	52.62
	EL SOCORRO	217	3.83	57.1	294	3.09	76.83
	PARCELAS	230	2.55	69.99	230	2.55	69.99
	NVA. VALENCIA*	-	-	-	372	4.95	71.54
SUR (34.5kV / 13.8kV) 35MVA	LOMAS DE FUNVAL	154	0.84	40.53	344	3	93.72
	IMPACTO	277	2.96	72.9	337	2.96	88.42
	LAS FLORES	284	5.33	74.75	284	4.8	74.75
	TRAPICHITO	350	4.36	116.28	350	3.28	92.1
CARDENERA (115kV/34.5kV/13.8kV) 34.5 kV -> 66 MVA 13.8 kV -> 108 MVA	VALENCIA II	254	8.26	70.55	164	4.98	45.55
	ELEVAL IV	342	6.54	128.23	301	4.81	81.02
	VELODROMO	508	6.29	133.68	291	3.52	76.56
	FANRECA	372	12.88	154.49	58	0.23	16.01
	ELEVAL II	441	17.53	179.14	264	4.8	95.9
ELEVAL III	383	8.68	90.56	293	3.08	67.66	
TOCUTYITO (115kV/34.5kV/13.8kV) 34.5 kV -> 72 MVA 13.8 kV -> 72 MVA	MAYORISTAS	306	6.62	81.61	267	4.98	70.27

(*): Nuevos circuitos a ser construidos para el año actual, y por ello no tienen condiciones iniciales.

De igual forma, en la figura 4.36 se muestra el área de servicio de las Subestaciones: LA FLORIDA, INOS y SUR; una vez ejecutadas todas las propuestas correspondientes para el Sistema Presente. Las áreas que no se encuentran sombreadas por algún color, continúan servidas por Subestaciones ubicadas fuera de la zona de estudio.

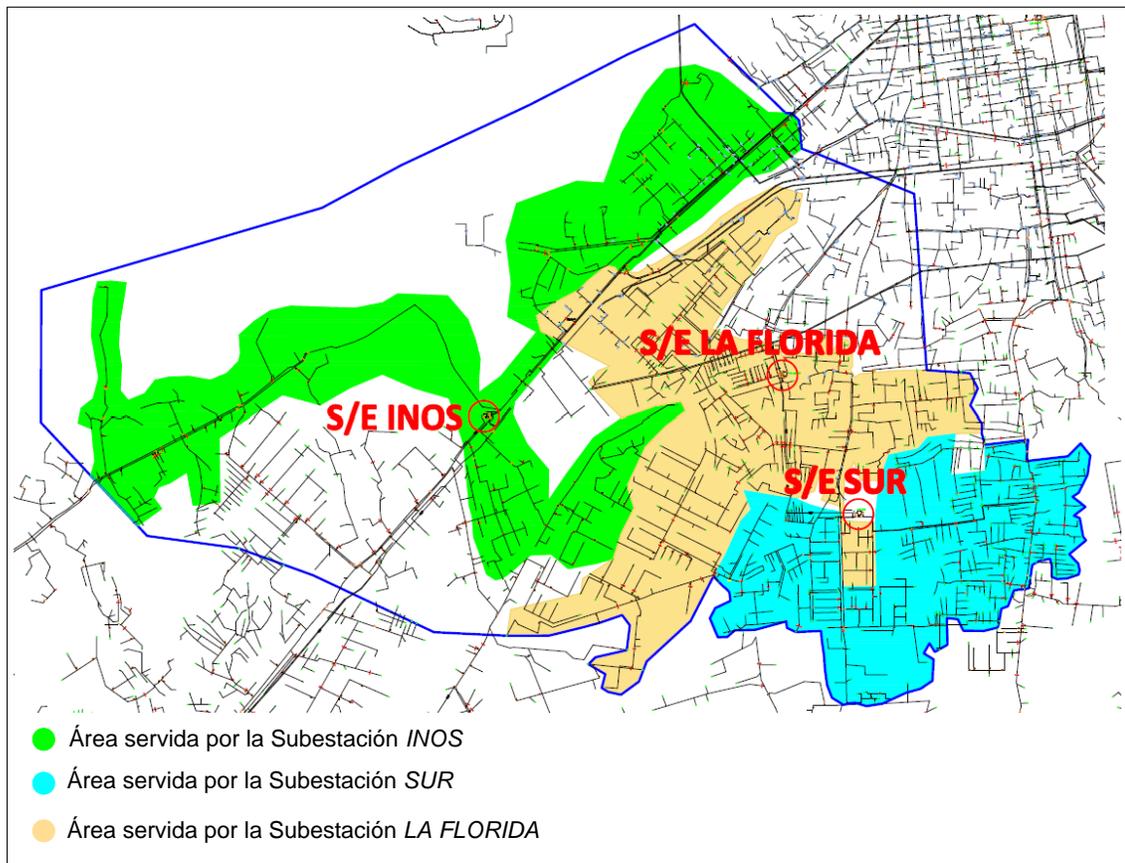


Figura 4.36. Área de servicio de cada Subestación luego de ejecutar las propuestas correspondientes al sistema presente.

4.3.1.2. *Propuestas para los Periodos de Corto Plazo (2015), Mediano Plazo (2019) y Largo Plazo (2031)*

Para maximizar el beneficio técnico y económico de las propuestas de obras correspondientes a los periodos futuros, es necesario que en primer lugar se evalúen las condiciones de demanda

para el periodo de Largo Plazo (2031) y a partir de ello se plantean las obras finales que serán necesarias para suplir de forma optima la demanda requerida en dicho periodo. El análisis de los periodos de Corto Plazo y Mediano Plazo determinarán los tiempos y el orden de incorporación de las obras planteadas.

Mediante el Departamento de Planificación CORPELEC Carabobo, visitas de campo y reuniones con el personal de la empresa, se recopiló información acerca de las posibles modificaciones y/o ampliaciones que pueden realizarse en las Subestaciones existentes, de tal forma que éstas sean aprovechadas en caso de ser necesario, esto se indica a continuación:

a) S/E LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)

Existe espacio disponible para la incorporación de un nuevo Transformador de 40 MVA con relación de transformación 115 kV / 13.8 kV para tener un total de 3x40 MVA de capacidad instalada.

b) S/E INOS (34.5 kV / 13.8 kV)

En un terreno ubicado en la parte posterior de la Subestación INOS (34.5 kV / 13.8 kV) se encuentra una Subestación con tensión primaria de 115 kV la cual es utilizada para la alimentación de las bombas hidráulicas de la empresa HIDROCENTRO (Planta de tratamiento INOS). Es posible la extensión de la barra de 115 kV para la instalación de 4 transformadores de 36 MVA con relación de transformación de 115 kV / 13.8 kV y posterior a ello, se podrán incorporar 2 transformadores de 36 MVA con relación de transformación de 115 kV / 34.5 kV (Aprovechando el patio de 34.5 kV existente).

c) S/E CABRIALES (13.8 kV / 2.4 kV)

Cambio en los niveles de tensión a 34.5 kV / 13.8 kV con la incorporación de 2 nuevos transformadores de 15 MVA.

d) S/E SUR (34.5 kV / 13.8 kV)

Por el espacio disponible no es posible realizar alguna ampliación en esta Subestación, por lo que seguirá operando con la misma relación de transformación y capacidad instalada.

Para evaluar la factibilidad de estas modificaciones es necesario determinar la Demanda máxima a ser servida por cada subestación y definir las nuevas áreas de servicio para cada una de ellas, además de comprobar que las condiciones de cargabilidad y caída de tensión de los circuitos primarios cumplan con los criterios de diseño y planificación (Ver sección 2.2.10). En la tabla 4.60 se muestra la Capacidad Firme (Parámetro Fundamental para el dimensionamiento y definición de áreas de servicio en las Subestaciones) para cada Subestación considerando las modificaciones planteadas anteriormente.

Tabla 4.60.

Capacidad Firme en las subestaciones de la zona considerando las modificaciones Planteadas para el Largo Plazo.

SUBESTACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MVA)	CAPACIDAD FIRME (MVA)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	3X40	104
INOS (115 kV / 13.8 kV)	4X36	140
CABRIALES (34.5 kV / 13.8 kV)	2X15	19.5
SUR (34.5 kV / 13.8 kV)	1X15 + 1X20	19.5

Analizando la localización de la demanda para el periodo de largo plazo (figura 4.18) y considerando las modificaciones planteadas para cada Subestación, se establecieron posibles áreas de servicio para cada una de ellas. En la figura 4.37 se muestran las áreas de servicio planteadas para cada Subestación y además se resaltan las cuadrículas con mayor demanda en cada área. Además, en la tabla 4.61 se indican las distancias aproximadas entre cada Subestación y el centro de carga correspondiente al área de servicio planteada.

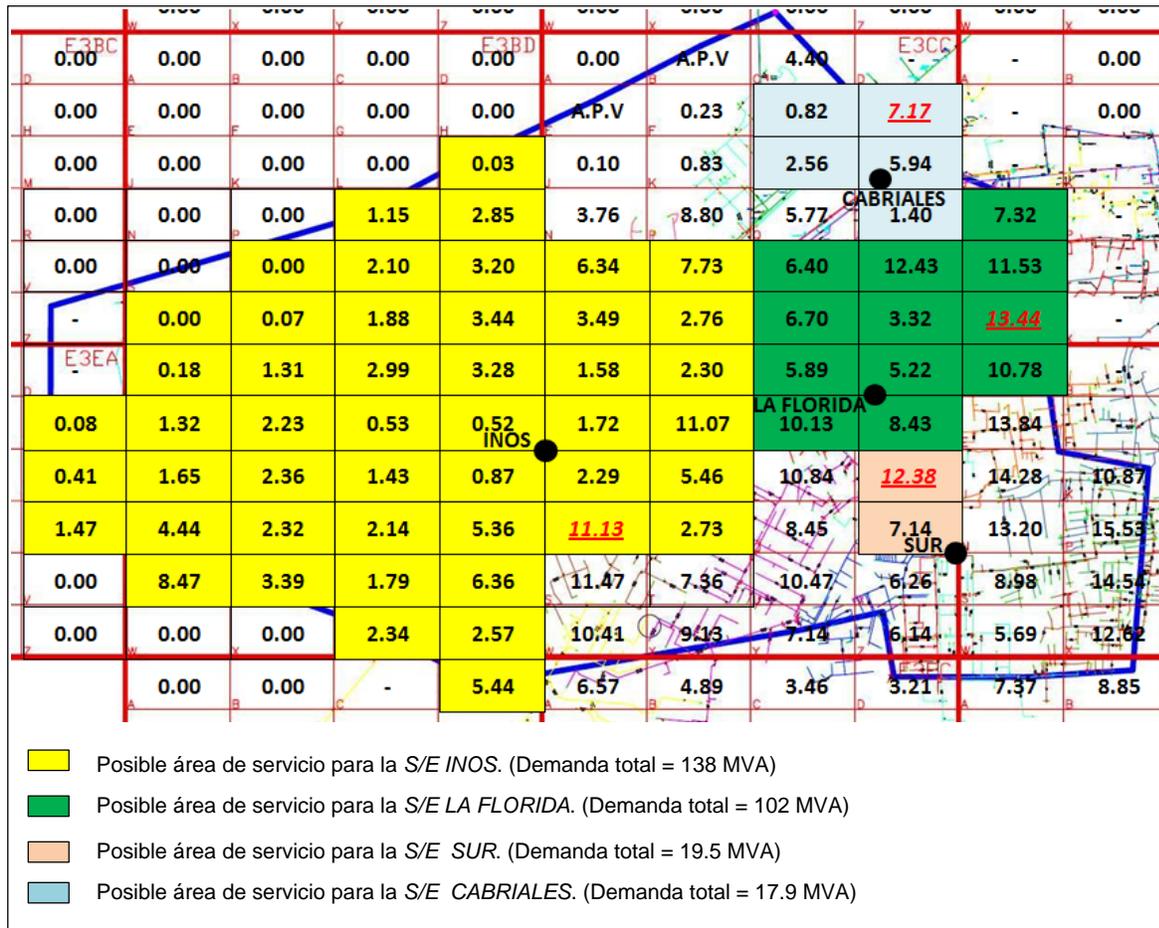


Figura 4.37. Posibles áreas de servicio para las subestaciones existentes considerando las modificaciones planteadas para el Largo Plazo. Nota: Valores en MVA.

Tabla 4.61.

Distancia aproximada de cada subestación al centro de carga respectivo.

SUBESTACIÓN	DISTANCIA APROX. AL CENTRO DE CARGA (km)
LA FLORIDA (115 kV / 13.8 kV)	1.6
INOS (115 kV / 13.8 kV)	1.03
CABRIALES (34.5 kV / 13.8 kV)	0.58
SUR (34.5 kV / 13.8 kV)	0.96

De acuerdo a lo mostrado en la figura 4.37, con las áreas de servicio establecidas para cada Subestación es imposible satisfacer la demanda total requerida en la zona de estudio, por lo que es necesario la incorporación de nuevas Subestaciones. En la figura 4.38 se muestran las zonas que no podrán ser atendidas por las subestaciones existentes y también se indican los centros de carga para cada área.

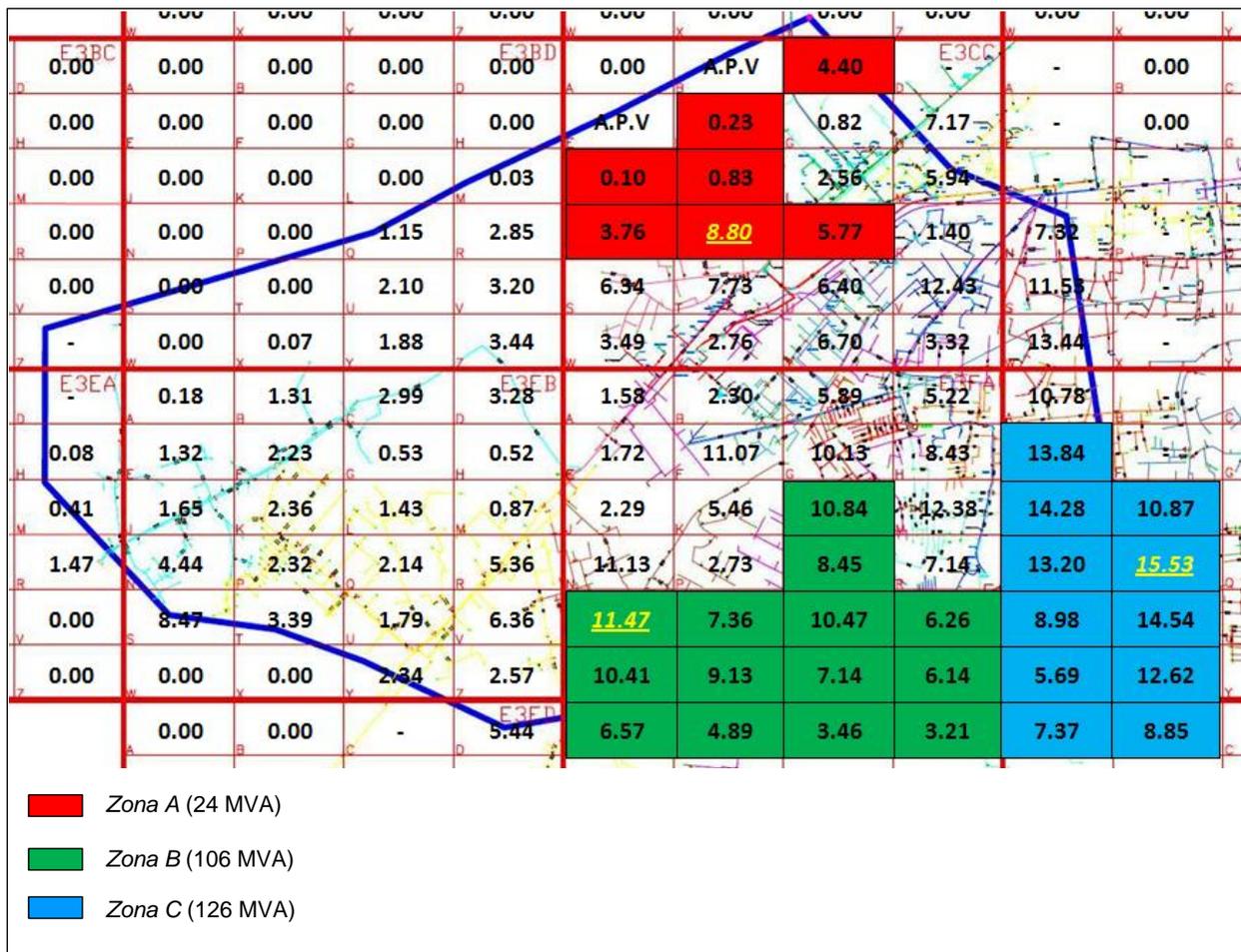


Figura 4.38. Áreas que no podrán ser atendidas en el Largo Plazo por las S/E existentes. Nota: Valores en MVA.

Analizando lo reflejado en la figura 4.38, se plantean propuestas para cada una de las zonas indicadas:

a) Zona A

Por requerir una demanda de 24 MVA es factible la implementación de una Subestación con relación de Transformación 34.5 kV / 13.8 kV con tres transformadores de 15 MVA la cual llamaremos "CABRIALES 2". Para este caso la Capacidad Firme será igual a 39 MVA, con lo cual se pudiera ampliar el área de servicio para esta Subestación. Mediante reuniones con el personal de la empresa se recopiló información acerca de la posible ubicación de esta nueva Subestación y se escogió un terreno de 40m x 60m ubicado en las cercanías del Distribuidor LA FLORIDA, específicamente en la cuadrícula E3CC-T cuya demanda es de 7.73 MVA. En la figura 4.39 se muestra una vista satelital del terreno escogido para la construcción de la Subestación CABRIALES 2.

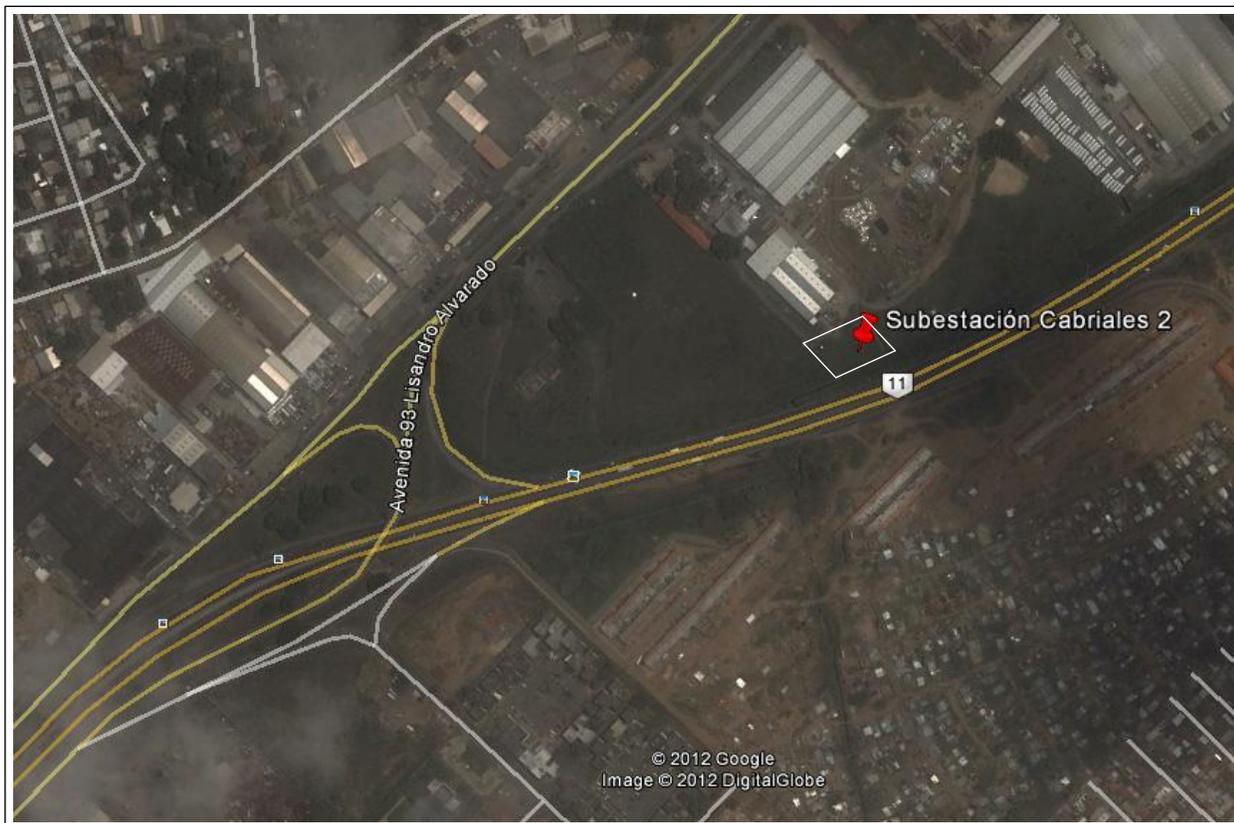


Figura 4.39. Terreno escogido para la construcción de la Subestación CABRIALES 2.

b) Zona B

La demanda requerida en esta zona es de 106 MVA por lo que se descarta la opción de una Subestación con niveles de tensión primaria de 34.5 kV y se opta por una Subestación con relación de transformación de 115 kV / 13.8 kV con 4 transformadores de 36 MVA, la cual llamaremos "SUR 2". Para este caso se tendrá una Capacidad Firme de 140 MVA con lo cual se puede ampliar el área de servicio de ésta. Se hace imposible la construcción en el interior de la zona B una Subestación de esta envergadura por lo que es necesario que esta se ubique en el borde inferior de la zona. De igual forma se recopiló información acerca del lugar en donde se pudiera construir esta Subestación y se escogió un terreno de 120m x 100m ubicado a 500m de la urbanización los Chaguaramos, tal como se muestra en la figura 4.40.

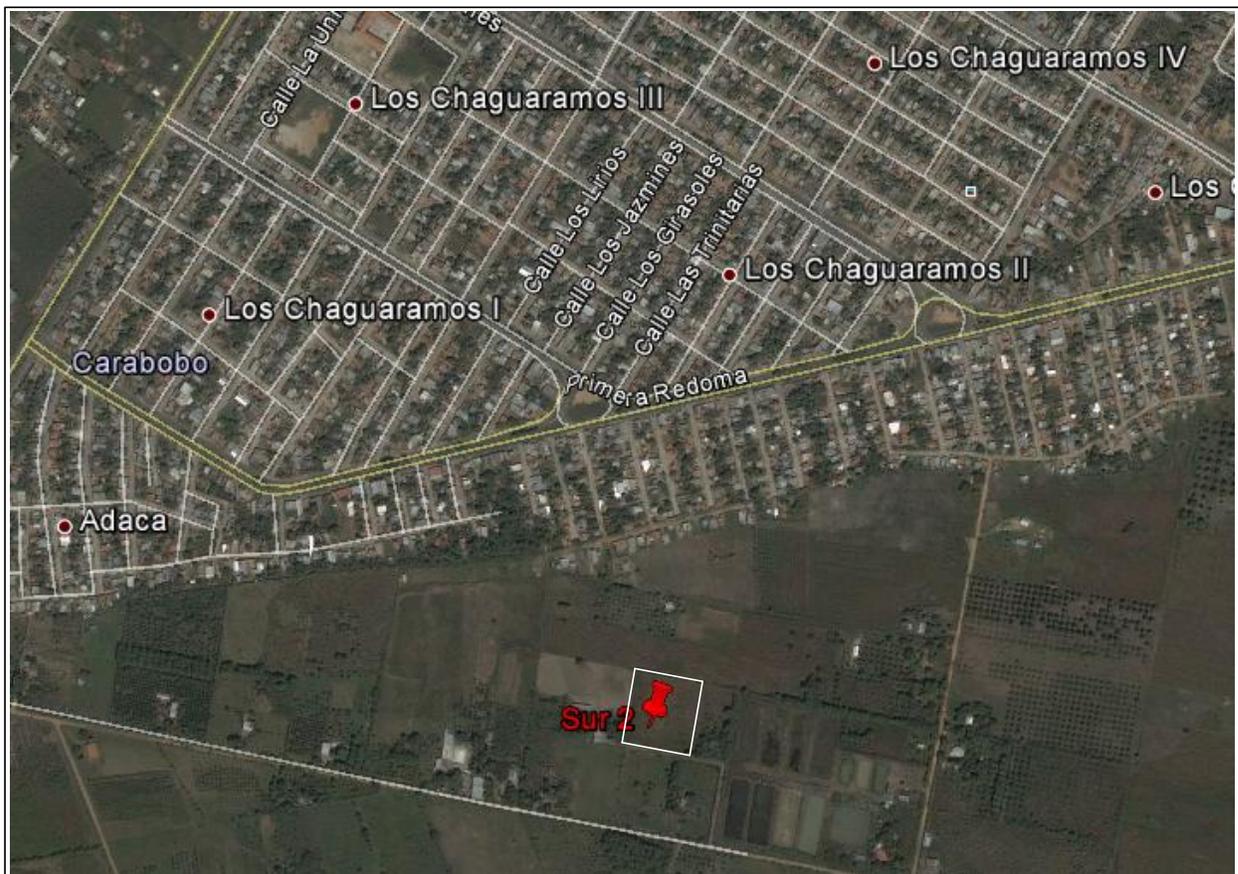


Figura 4.40. Terreno escogido para la construcción de la Subestación SUR 2.

c) Zona C

Esta zona representa una demanda de 126 MVA y al igual que en el caso de la Zona B, se escoge una Subestación con relación de transformación de 115 kV / 13.8 kV con 4 transformadores de 36 MVA, la cual llamaremos “SUR 3”. Se tendrá una Capacidad Firme de 140 MVA por lo que se pudiera ampliar el área de servicio de ésta. De manera similar, se hace imposible la implementación de una subestación de esta envergadura en el interior de la zona por lo que se recopiló información acerca de la posible ubicación de esta Subestación y se seleccionó un terreno de 110m x 110m ubicado en el borde derecho de la zona, específicamente a 1.5 km del Barrio Bella Vista, tal como se muestra en la figura 4.41.



Figura 4.41. Terreno escogido para la construcción de la Subestación SUR 3.

Al combinar estas nuevas Subestaciones con las propuestas planteadas para las instalaciones existentes, es posible definir nuevas áreas de servicio para cada Subestación, tal como se muestra en la figura 4.42 en donde también se señala la ubicación de cada Subestación.

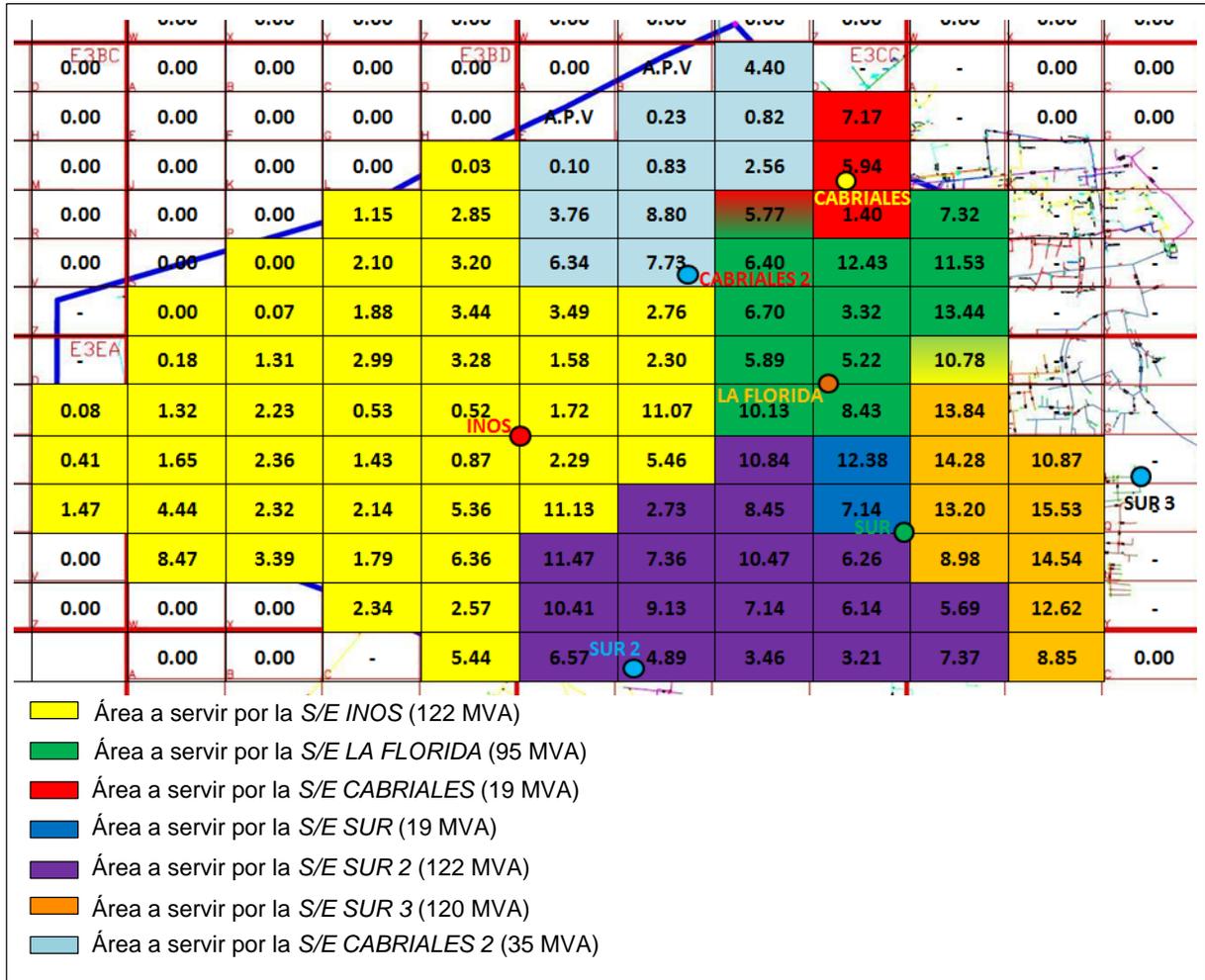


Figura 4.42. Áreas de servicio planteadas de acuerdo a las propuestas de las Subestaciones para el Largo Plazo.

A partir de estas áreas de servicio planteadas se procedió a la disposición de los nuevos circuitos troncales que servirán la demanda en cada cuadrícula, además se utilizaron las rutas de las líneas existentes de forma de que estas sean aprovechadas. Una vez hecho esto, se procedió a realizar una corrida de carga mediante el Software PADEE® para determinar las condiciones de operación (Caída de tensión y Factor de utilización) de los circuitos en el periodo de Largo Plazo.

En la tabla 4.62 se indican las condiciones de operación obtenidas para cada uno de los circuitos en el periodo de Largo Plazo de acuerdo a las propuestas planteadas anteriormente.

Tabla 4.62.

Cargabilidad y Caída de tensión en los circuitos que servirán la demanda en el periodo de Largo Plazo.

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CALIBRE (AWG - kcmil)	DEMANDA (A)	CAÍDA DE TENSIÓN ($\Delta V\%$)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (Circuito Troncal) (%)
INOS	A1	4/0	241.98	2.37	63.69
	B1	4/0	244.74	2.32	64.40
	C1	4/0	251.02	2.56	66.07
	D1	4/0	253.65	2.85	66.76
	E1	4/0	251.02	2.88	66.05
	F1	4/0	250.16	2.03	66.71
	G1	4/0	256.04	2.14	67.37
	H1	336	335.11	4.81	64.45
	I1	4/0	251.02	3.21	66.06
	J1	4/0	251.02	2.39	66.05
	K1	4/0	250.6	1.60	65.95
	L1	336	334.6	4.98	64.38
	M1	4/0	251.02	4.63	66.08
	N1	4/0	251.02	4.92	66.05
	O1	4/0	251.02	4.55	66.05
	P1	336	334.6	4.58	64.33
	Q1	4/0	251.02	4.41	66.07
	R1	4/0	251.02	4.94	66.05
S1	336	356.03	3.42	68.47	
CABRIALES	A2	4/0	157.72	1.43	41.50
	B2	4/0	249.34	0.58	65.62
	C2	4/0	251.02	2.27	66.05
	D2	4/0	190.35	1.33	50.09
CABRIALES 2	A3	4/0	251.02	1.58	66.06
	B3	4/0	251.02	2.44	66.05
	C3	4/0	251.02	4.19	66.06
	D3	4/0	251.02	3.43	66.05
	E3	4/0	233.03	3.46	61.32
	F3	4/0	251.02	1.86	66.05
SUR	A4	4/0	217.55	1.78	57.24
	B4	4/0	220.31	2.11	57.97
	C4	4/0	206.16	1.72	54.25
	D4	4/0	172.66	1.81	45.43

Cont. Tabla 4.62.

Cargabilidad y Caída de tensión en los circuitos que servirán la demanda en el periodo de Largo Plazo.

SUR 2	A5	336	334.69	4.89	64.41
	B5	4/0	251.02	3.92	66.05
	C5	4/0	251.02	4.74	66.06
	D5	4/0	251.02	4.63	66.07
	E5	4/0	251.02	4.58	66.07
	F5	4/0	251.02	3.31	66.06
	G5	4/0	251.02	3.27	66.06
	H5	4/0	251.02	3.95	66.07
	I5	336	334.69	4.42	64.38
	J5	336	334.69	4.73	64.36
	K5	4/0	251.02	3.51	66.05
	L5	4/0	251.02	2.56	66.05
	M5	4/0	251.02	3.65	66.07
	N5	336	334.69	2.99	64.36
	O5	4/0	251.02	2.18	66.05
	P5	4/0	251.02	3.74	66.05
	Q5	4/0	233.45	1.85	61.43
	R5	4/0	251.02	1.63	66.06
S5	4/0	251.02	0.71	66.07	
SUR 3	A6	336	334.69	4.23	66.08
	B6	4/0	251.02	4.44	66.06
	C6	4/0	251.02	4.74	66.06
	D6	4/0	251.02	4.09	66.05
	E6	4/0	251.02	4.33	66.05
	F6	4/0	251.02	4.86	66.05
	G6	4/0	251.02	2.03	66.05
	H6	4/0	251.02	2.29	66.05
	I6	4/0	251.02	4.17	66.06
	J6	4/0	251.02	4.35	66.06
	K6	4/0	251.02	2.52	66.05
	L6	4/0	251.02	2.78	66.05
	M6	4/0	251.02	3.08	66.05
	N6	336	334.69	4.93	64.39
	O6	4/0	251.02	2.82	66.05
P6	4/0	251.02	3.20	66.05	
Q6	4/0	251.02	3.96	66.06	

Cont. Tabla 4.62.

Cargabilidad y Caída de tensión en los circuitos que servirán la demanda en el periodo de Largo Plazo.

SUR 3	R6	336	287.21	4.46	57.09
	S6	336	287.21	4.23	57.09
LA FLORIDA	A7	336	334.69	3.49	64.36
	B7	336	334.69	4.17	64.36
	C7	336	334.69	4.19	64.35
	D7	336	334.69	1.53	64.36
	E7	336	334.69	2.76	64.35
	F7	336	334.69	1.78	64.35
	G7	336	334.69	2.95	64.36
	H7	336	334.69	1.93	64.35
	I7	336	334.69	2.04	64.36
	J7	336	334.69	3.07	64.36
	K7	336	334.69	2.55	64.36
L7	336	276.54	4.03	53.17	

Como se observó en la tabla 4.61 los 83 circuitos planteados para el periodo de largo plazo cumplen con los criterios de cargabilidad (66%) y caída de tensión (<5%), por lo que las propuestas planteadas tienen validez y consolidarán el Plan de Obras para los periodos Futuros.

4.3.2.1. Tiempos de incorporación de las Obras propuestas para los periodos futuros

En esta sección se establecen las obras destinadas a satisfacer los requerimientos de carga en los periodos futuros, destacando de forma aproximada los tiempos de construcción y puesta en servicio de cada una de ellas; teniendo como base las propuestas de adecuación planteadas para el Sistema Presente y como objeto final el lograr lo planteado para el periodo de Largo Plazo (2031).

Tomando como criterio primordial la restructuración de las áreas de servicio en las subestaciones de la zona, de forma que sean éstas las únicas que atiendan a la zona de estudio y de acuerdo a la localización de la demanda para los periodos de Corto Plazo (Ver figura 4.16), Mediano Plazo (Ver figura 4.17) y Largo Plazo (Ver figura 4.18) se plantea lo siguiente:

- a) Para el Periodo de **Corto Plazo (2015)** se pretende excluir a la Subestación CABRIALES (13.8 kV / 2.4 kV) del Sistema Primario de Distribución, ya que ésta representa un problema desde el punto de vista operativo debido al nivel de tensión fuera de lo normalizado en sus circuitos primarios (2.4 kV). Asimismo, para este periodo se desea la no influencia de aquellas subestaciones que se ubican fuera de la zona de estudio (CARDENERA, CENTRO ACUARIO y TOCUYITO).

Para lograr lo mencionado en el párrafo anterior, es necesario que para este periodo se incorpore y se encuentre operativo un tercer Transformador en las instalaciones de la Subestación LA FLORIDA, con relación de transformación 115 kV / 13.8 kV y capacidad nominal de 40 MVA. Con esto se tendrá una Capacidad Firme de 104 MVA, lo que permitirá atender la zona resaltada en la figura 4.43. Además, se requiere que para esta fecha (2015) la Subestación INOS (115 kV / 13.8 kV) se encuentre operativa con 3 transformadores de 36 MVA, con lo cual se tendrá una Capacidad Firme de 93 MVA y así podrá ser atendida la zona indicada en la figura 4.43

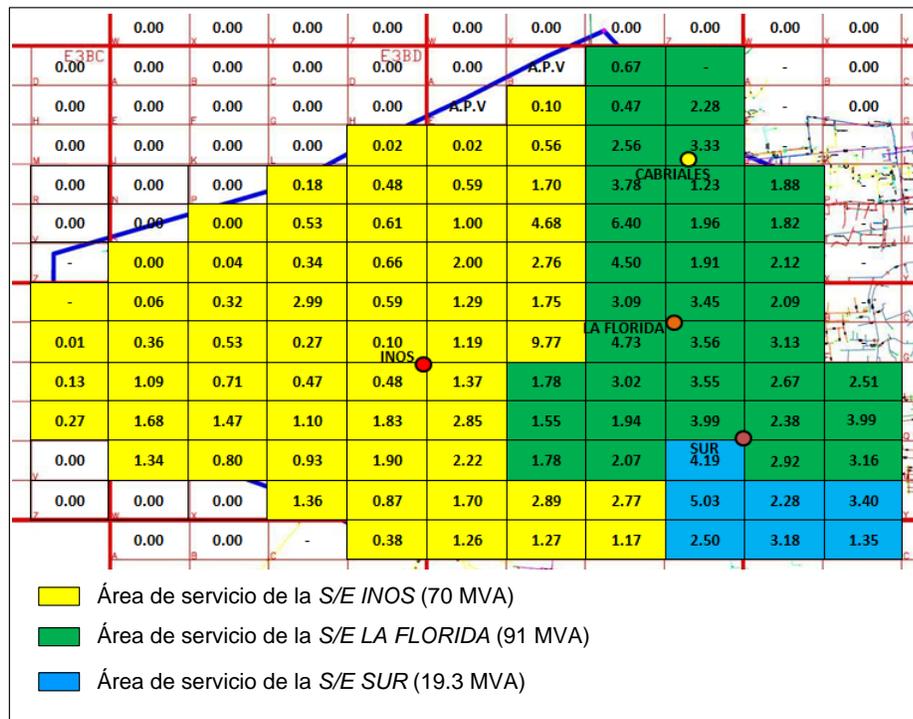


Figura 4.43. Áreas de servicio planteadas para las S/E en el Corto Plazo (2015).

b) Para el Periodo de **Mediano Plazo (2019)** es preciso que se encuentre operativa la Subestación CABRIALES (34.5 kV / 13.8 kV) con 2 transformadores de 15 MVA, lo que representa una Capacidad Firme de 19.5 MVA. Para ello es necesario que de forma previa se haya incorporado en la Subestación INOS 1 transformador de 36 MVA con relación de transformación (115 kV / 34.5 kV), el cual será utilizado para dar alimentación a la Subestación CABRIALES (34.5 kV / 13.8 kV). De igual manera, la Subestación SUR 3 (115 kV / 13.8 kV) deberá estar en condiciones operativas con 2 transformadores de 36 MVA con relación de transformación 115 kV / 13.8 Kv. Para dar alimentación a esta Subestación se deberá construir previamente un tramo de línea en 115 kV desde la Subestación TOCUYITO, permitiendo así la interconexión con la S/E LA ARENOSA en 115 kV. Estos planteamientos serán implementados para dar servicio a las áreas delimitadas en la figura 4.44.

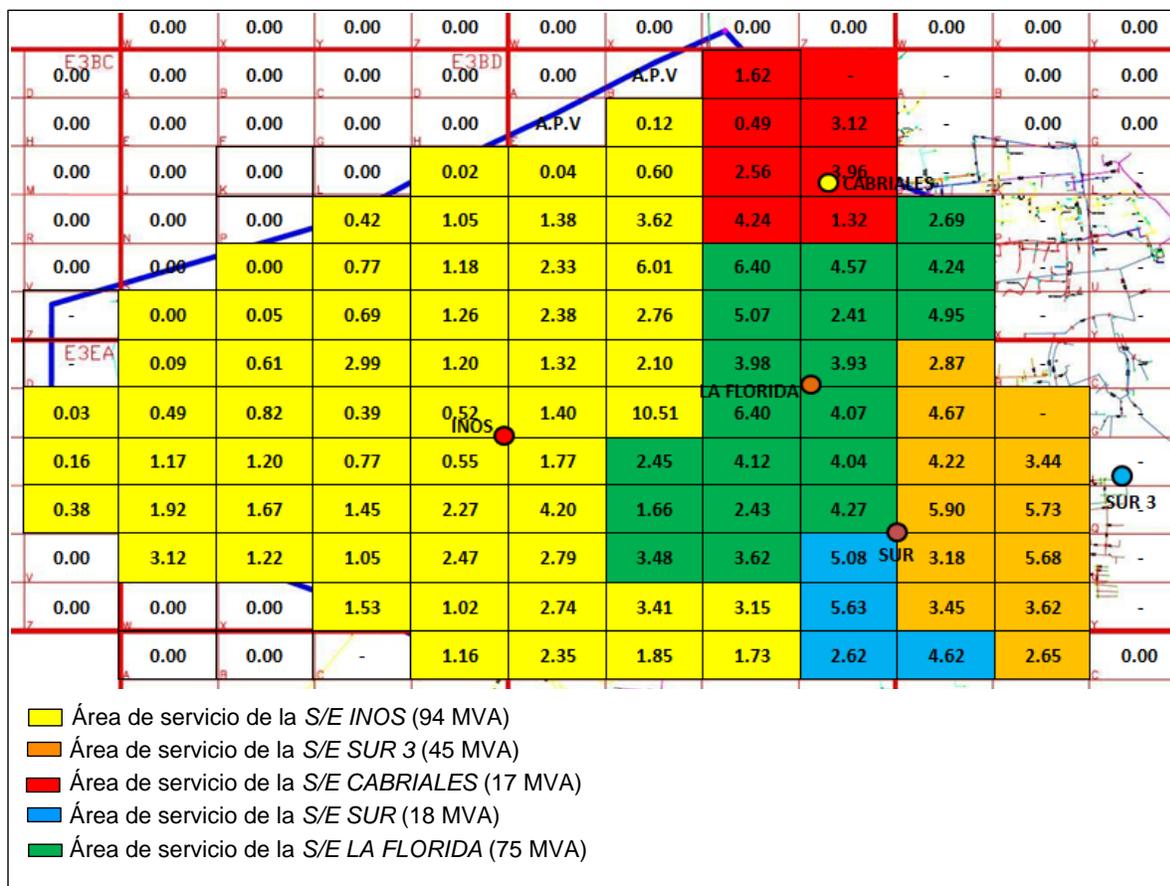


Figura 4.44. Áreas de servicio planteadas para las S/E en el periodo de Mediano Plazo (2019).

- c) Para el Periodo de **Largo Plazo (2031)** deben estar operativas las instalaciones restantes que permitan completar la totalidad de las propuestas de obras planteadas para satisfacer la demanda en este periodo, éstas son: Incorporación de 2 transformadores de 36 MVA en la Subestación INOS, con relaciones de transformación 115 kV / 13.8 kV y 115 kV / 34.5 kV respectivamente; Incorporación de 2 transformadores de 36 MVA en la Subestación SUR3 con relación de transformación 115 kV / 13.8 kV; Subestación CABRIALES 2 (34.5 kV /13.8 kV) con 3 transformadores de 15 MVA, para ello se requiere la construcción de un tramo de línea en 34.5 kV desde la S/E INOS; Subestación SUR 2 con 4 transformadores de 36 MVA con relación de transformación (115 kV / 13.8 kV), para ello se requiere la construcción de un tramo de línea en 115 kV desde la S/E VALENCIA (230 kV / 115 kV). Una vez consolidado la totalidad de las obras propuestas se tendrán las condiciones de servicio expuestas anteriormente en la figura 4.52 y la tabla 4.62.

A continuación en la tabla 4.63 se muestra un cronograma aproximado a ser seguido para la incorporación de la totalidad de las propuestas de obras planteadas, en donde se indican: La obra a ser ejecutada, fecha de inicio para la construcción de dicha obra y la fecha de puesta en servicio para la incorporación al sistema.

Tabla 4.63.

Cronograma Priorizado de Construcción y Puesta en Servicio de las Obras propuestas.

PROPUESTA	AÑO DE INICIO PARA LA CONSTRUCCIÓN	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO
INCORPORACIÓN DE 1 TRANSFORMADOR DE 40 MVA (115 kV / 13.8 kV) EN LA S/E LA FLORIDA	2013	2013
CONSTRUCCIÓN DE LA S/E INOS (115 kV / 13.8 kV) CON 3 TRANSFORMADORES DE 36 MVA	2013	2015
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA EN 115 kV DESDE LA S/E TOCUYITO HASTA LA S/E SUR 3	2017	2018
CONSTRUCCIÓN DE LA S/E SUR 3 (115 kV / 13.8 kV) CON 2 TRANSFORMADORES DE 36 MVA	2016	2019
INCORPORACIÓN DE 1 TRANSFORMADOR DE 36 MVA (115 kV / 34.5 kV) EN LA S/E INOS	2018	2019
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA EN 34.5 kV DESDE LA S/E INOS HASTA LA S/E CABRIALES	2019	2019
INCORPORACIÓN DE LA S/E CABRIALES (34.5 kV / 13.8 kV) CON 2 TRANSFORMADORES DE 15 MVA	2017	2019
INCORPORACIÓN DE 1 TRANSFORMADOR DE 36 MVA (115 kV / 13.8 kV) EN LA S/E INOS	2019	2019
INCORPORACIÓN DE 1 TRANSFORMADOR DE 36 MVA (115 kV / 34.5 kV) EN LA S/E INOS	2021	2022
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA EN 34.5 kV DESDE LA S/E INOS HASTA LA S/E CABRIALES 2	2022	2022
CONSTRUCCIÓN DE LA S/E CABRIALES 2 (115 kV / 13.8 kV) CON 3X15 MVA	2020	2022
INCORPORACIÓN DE 1 TRANSFORMADOR DE 36 MVA (115 kV / 13.8 kV) EN LA S/E SUR 3	2025	2026
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA EN 115 kV DESDE LA S/E VALENCIA HASTA LA S/E SUR 2	2026	2027
CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIONN SUR 2 (115 kV / 13.8 kV) CON 3 TRANSFORMADORES DE 36 MVA	2025	2027
INCORPORACIÓN DE 1 TRANSFORMADOR DE 36 MVA (115 kV / 13.8 kV) EN LA S/E SUR 2	2029	2029
INCORPORACIÓN DE 1 TRANSFORMADOR DE 36 MVA (115 kV / 13.8 kV) EN LA S/E SUR 3	2031	2031

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El Sistema Primario de Distribución de la zona de estudio opera actualmente bajo condiciones que no cumplen con los criterios y normas establecidas por la misma Corporación, lo que conlleva a la toma rápida de decisiones para la adecuación del sistema, las cuales en la mayoría de los casos no poseen justificación alguna en cuanto a los requerimientos de demanda para los periodos futuros. Sin embargo, con la ejecución de las propuestas de obras aquí planteadas para el sistema presente es posible mejorar las condiciones de operación de todos los circuitos de la zona y que estos cumplan con los criterios y parámetros establecidos por la empresa en cuanto a operación. Asimismo, existen un sinnúmero de propuestas que pudiesen resolver los problemas encontrados en el sistema, pero solo algunas de ellas sirven como base para el desarrollo de los planes futuros.
- La implementación y manejo de recursos computacionales como lo son los Software PADEE® y EXCEL® permiten reducir los tiempos para el desarrollo de estudios de Planificación, principalmente en el pronóstico y localización de demanda, así como también las simulaciones de carga en el sistema.
- El registro y procesamiento de las mediciones de demanda en los circuitos primarios está íntimamente relacionado con los resultados obtenidos en el estudio de Planificación, por lo que es necesario evaluar la calidad y confiabilidad en estos datos, de forma que los diagnósticos realizados correspondan con la realidad.
- El conocimiento por parte del planificador acerca de las operaciones realizadas en el Sistema, es una herramienta fundamental para el análisis y procesamiento de los históricos de demanda, ya que permite determinar el porqué de los comportamientos obtenidos en las curvas de demanda, con lo cual es posible modelar con mayor exactitud el crecimiento que tendrá la carga al no considerar aquellos datos producto de operaciones.
- Con la finalidad de elaborar el estudio de Planificación con gran precisión en cuanto a el diagnóstico del sistema y las propuestas de obras planteadas, es necesario que los planos CAD con los que se modela el Sistema de Distribución se mantengan actualizados y

contengan todos los cambios producto de las operaciones permanentes que hayan sido ejecutadas al momento de desarrollar el estudio.

- Para la aplicación del Método de tendencia histórica con inferencia en áreas vacantes o cualquier otro método de predicción de demanda que considere el uso específico de la tierra para modelar la etapa de saturación en el crecimiento de demanda es necesario que se dispongan los Planes de Desarrollo Urbano Local (PDUL) de la zona en que se efectuará en el estudio de Planificación. De igual forma, estos PDUL deben estar actualizados ya que las dependencias Estadales, Regionales y Municipales establecen cambios en éstos a medida que va aumentando la población y se van considerando lineamientos políticos y aspectos sociales.
- La consideración de lo establecido en el PDUL evidencia la no uniformidad en el crecimiento de demanda y el esparcimiento de ésta en las áreas que conforman la zona de estudio, con lo cual se afirma que el consumo de energía eléctrica está altamente relacionado con la zonificación de las áreas y los estratos sociales de las personas que en ella habitarán.
- La zona que fue objeto de estudio tiene la particularidad de poseer aproximadamente un área de 4.400 hectáreas y unos 540.000 habitantes con estrato social bajo predominante. Estas características delimitan el comportamiento de la demanda que finalmente fue necesario cubrir, las zonas que se desarrollen rápidamente en un sector lógicamente corresponderán con valores de demanda mayores que las que así no lo hagan. A pesar de que la mayoría de los habitantes poseen un estrato social bajo, se obtuvieron valores de demanda considerables, principalmente debido a la alta población y el tipo de edificaciones y viviendas de la zona (Multifamiliares y Unifamiliares pareadas).
- Los resultados obtenidos para la etapa de saturación en la predicción de demanda permiten establecer una comparación y sincerar los valores de demanda obtenidos de acuerdo a las proyecciones tendenciales realizadas mediante el Software Excel®, además determina la validez de los datos que se utilizaron para la predicción de demanda.
- El conocimiento de los criterios, parámetros y normas que se aplican en la Planificación, permiten reconocer las condiciones en las que opera un Sistema de Distribución, siendo esto la base primordial para realizar un diagnóstico efectivo, resaltando así las debilidades y eficiencias del sistema. Asimismo, la validación de las propuestas de obras contempladas en

los estudios de Planificación está relacionado con el cumplimiento de estos criterios, parámetros y otras consideraciones (Espacio disponible, Rutas de línea, etc.)

- La esquematización de la ubicación de la demanda mediante herramientas computacionales, permite visualizar de mejor forma la distribución espacial que tendrá la carga en la zona de estudio y de acuerdo a ello es posible establecer las áreas que serán atendidas por cada una de las Subestaciones.
- Para establecer los tiempos de incorporación de las obras planteadas es necesario evaluar los requerimientos de demanda en el periodo que se esté analizando y de acuerdo a ello se debe considerar un aproximado en los tiempos de construcción y puesta en servicio de cada una de las obras a ser implementadas.
- Si no se llevan a cabo las propuestas de obras planteadas en este trabajo de grado, no será posible dar cobertura a los requerimientos de demanda en los periodos de proyección (2012, 2015, 2019 y 2031) contemplados, esto tendrá como consecuencia el colapso del sistema de distribución de la zona, sobrecargando las Subestaciones y redes existentes, lo que implicaría la aplicación de “ Planes de Racionamiento”, afectando en gran medida a los usuarios.
- La validez de las propuestas planteadas en este trabajo pueden verse afectadas por cambios drásticos en los factores Sociales, políticos y económicos del país, sabiendo ya que el estado de evolución que tenga una zona determinada dictaminará el comportamiento general de la demanda de energía eléctrica.

RECOMENDACIONES

- Consolidar los aspectos administrativos de la Corporación Eléctrica Nacional en cuanto a la organización y relación entre los departamentos que la conforman, además de descentralizar y estrechar la vinculación de la unidad encargada para la asignación de recursos financieros destinados a la ejecución de obras.
- Actualizar los recursos computacionales con los que cuenta el departamento de Planificación CORPOELEC Carabobo, además de tener disposición de equipos (PC) para la utilización del personal pasante o tesista. Con esto se obtendría una reducción en los tiempos para la culminación de proyectos y se aumentaría la eficiencia en el departamento.
- Mejorar las relaciones entre CORPOELEC y los entes gubernamentales como gobernaciones y alcaldías, de tal forma que se dispongan de forma rápida y efectiva los Planes de Desarrollo Urbano Local y que estos además se actualicen a medida de que surjan cambios en las resoluciones.
- Invertir en la adquisición de equipos con tecnología de punta para la medición y registro de demanda en los alimentadores, esto permitirá obtener los siguientes beneficios: Disponer de data confiable en los registro de demanda, exactitud en la determinación de la energía consumida por los usuarios y las pérdidas ocurridas en el transporte de la energía, mediante señales de Telecontrol se podrá visualizar en tiempo real las mediciones de demanda registradas en los alimentadores, etc.).
- Para dar mayor Flexibilidad y Confiabilidad a la operación del Sistema de Distribución, se propone realizar un estudio para la interconexión en el nivel de tensión de 115 kV entre las S/E que conforman el plan de obras propuesto (INOS, LA FLORIDA, SUR 2 y SUR 3) y los anillos existentes en el Sistema de Transmisión del estado Carabobo.
- De igual forma, se recomienda implementar un esquema de alimentación en “anillo cerrado” en el nivel de tensión de 34.5 kV que interconecte a las Subestaciones CABRIALES, CABRIALES 2 y SUR; además para elevar los niveles de confiabilidad y calidad en el servicio prestado en la zona de estudio se deberán instalar 2 transformadores 115 kV / 34.5 kV de 36 MVA en las S/E SUR 2 y SUR 3 respectivamente, los cuales serán utilizados como nuevas

fuentes de alimentación para el anillo planteado anteriormente (Se deberán construir tramos de líneas en 34.5kV para la incorporación de estos transformadores al anillo).

- Como medida de verificación y validación de las propuestas de obras planteadas en cualquier estudio de Planificación, se deberán realizar estudios periódicos de Planificación, así se determinará con mayor exactitud las fechas de construcción y puesta en servicio de las obras inicialmente planteadas
- Automatizar la base de datos de demanda, de tal forma que se pueda filtrar el contenido de ésta con distintos campos como el Sector (Municipio, Parroquia, etc.), así cuando se realicen trabajos como el nuestro, cuyo estudio trató solo una pequeña porción de todo el sistema de distribución del estado Carabobo, se ahorraría el tiempo invertido en la discriminación de datos en los registros de demanda. Además añadir un campo de “observación” en esta base de datos, en donde se describan las operaciones realizadas o algún dato de interés que corresponda con la medida registrada.
- Efectuar estudios técnicos y económicos para la implementación de nuevas tecnologías utilizadas en la transmisión de energía como lo son: Las nuevas aleaciones y trenzado en los conductores, que permiten hasta duplicar la potencia transportada por conductores de Arvidal (Conductores de alta capacidad y baja flecha); Líneas de transmisión compactas dispuestas en postes o estructuras que ocupen menos espacio que las torres comúnmente utilizadas para esto, permitiendo el fácil acceso a sitios de alta densidad de población; Subestaciones aisladas en gas (GIS), las cuales utilizan el gas (SF6) para el aislamiento de los equipos de operación, maniobra, medición, protección, etc. Permitiendo reducir el área y volumen total ocupado para la instalación de la Subestación. La implementación de estas tecnologías resolverían muchos de los problemas que afectan a la prestación de servicio no solo en la zona donde se desarrolló este estudio, sino también en las demás áreas que atiende CORPOELEC.
- Mejorar y estrechar las relaciones entre la Universidad de Carabobo y el sector industrial, para así captar las problemáticas presentes en estas últimas y dar cabida a una gran cantidad de proyectos de grado que beneficien a ambas partes, contribuyendo con el desarrollo del País y dándole al estudiante un contacto con el sector laboral.

- A los estudiantes que deseen realizar trabajos de grado en empresas, deben considerar la dependencia que existirá para la disposición de recursos técnicos y humanos para la elaboración del trabajo de grado, además deberán entrelazar la actividad realizada en la empresa con el criterio académico formado a lo largo de la carrera, en cuanto a las metodologías y decisiones que deben ser tomadas a lo largo de la investigación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Achuri, S. (1998). *Apuntes generales sobre redes eléctricas de Distribución*. Trabajo especial de grado. Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia.

Al-Alawi, S.M. & Islam, S.M. (Junio 1996). *Principles of electricity demand forecasting. I. Methodologies*. Power Engineering Journal, vol.10, no.3, pp.139-143.

ANSI/IEEE Std C57.92. (1981). *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers up to and Including 100 MVA With 55 Degrees C Or 65 Degrees C Average Winding Rise*.

Bolívar, D. & Vargas, A. (2009). *Estudio de Planificación de las Redes de Distribución del Edo Apure 2009-2014, aplicando método saturación de demanda por micro áreas*. CADAFE.

Brooks, C.L.; Northcote-Green, J.E.D.; Tram, H.N & Willis, H.L. (Noviembre 1983). *Load Forecasting Data and Data Base Development for Distribution Planning*. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, vol.PAS-102, no.11, pp.3660-3666.

CADAFE. (1996). *Manual para el Diseño del Sistema de Distribución a Corto Plazo*. Caracas, Venezuela: Autor.

Campos, A. (2005). *Historia de la Parroquia Miguel Peña*. Alcaldía de Valencia.

Cerquera, Y. (s.f.). *Ajustes de curvas - Métodos Lineales y Estimación por Mínimos Cuadrados*. [Documento en línea]. Consultado el día 18 de Agosto de 2012. Disponible en: <http://www.scribd.com/doc/5707214/Minimos-Cuadrados>

CORPOELEC [NOR-DIS-001]. (2010). Norma parámetros y criterios para los estudios y diseño de las redes de media tensión. Venezuela: Autor.

CORPOELEC. (s.f.). *Quiénes Somos*. [Documento en línea]. Consultado el día 16 de Mayo de 2012. Disponible en: <http://www.corpoelec.gob.ve/quienes-somos>.

Espina, J. (1994). *Predicción Espacial de la Demanda Eléctrica en la Ciudad de Maracaibo*. Universidad del Zulia, Venezuela.

Farinha, M. (2007). *Estudio de Planificación Operativa del Sistema de Distribución de la C.A Electricidad de Caracas*. Universidad Simón Bolívar, Venezuela.

Frignani, J. & Pérez, V. (2010). *Determinación del mapa de saturación de la demanda eléctrica a nivel de distribución para el año 2030 Caso: CADAFE, región 6, Zona Carabobo*. Universidad de Carabobo, Venezuela.

Gaceta Municipal N° 10/1558, Valencia. (Octubre 2010). *Ordenanza sobre el Plan de Desarrollo Urbano Local de las Parroquias Candelaria, Miguel Peña, Santa Rosa y parte de San Blas.*

Gaceta Oficial N° 38736, República Bolivariana de Venezuela. (Julio 2007). *Decreto con rango, valor y fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del sector Eléctrico.*

González, A. (2009). *Estudio de la demanda de saturación de energía eléctrica de la isla de Margarita – Estado Nueva Esparta*. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Venezuela.

Guo, Sancu; Sun, Zhongliang; Wang, Lei; Wang, Xiaokan & Zai, Shouxiang. (Diciembre 2009). *New Load Density Forecasting Method for Objective Network Planning*. MEMS, NANO, and Smart Systems (ICMENS), 2009 Fifth International Conference on, vol., no., pp.114-117, 28-30.

Henao, L. & Rambal, R. (2009). *Manual Básico de Excel*. [Documento en línea]. Consultado el día 18 de Agosto de 2012. Disponible en:
[http://www.cashflow88.com/decisiones/Manual Basico de Excel 1.pdf](http://www.cashflow88.com/decisiones/Manual_Basico_de_Excel_1.pdf)

Hurtado de B., J. (2000). *Metodología de la investigación holística*. Caracas: Fundación Sygal.

Hurtado de B., J. (2002). *El proyecto de investigación*. Caracas, Venezuela: Cooperativa Editorial Magisterio.

Instituto de Estudios Regionales y Urbanos, Universidad Simón Bolívar [**IERU-USB**]. (2010). *Plan de desarrollo urbano local y apoyo a la gestión urbana: el hatillo, estado Miranda*. [Documento en línea]. Consultado el día 20 de Agosto de 2012. Disponible en:
<http://www.alcaldiaelhatillo.gob.ve/micrositio/doc/cGFe48OM9UqfvpWKnC56j3YAiutJSZ.pdf>

Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño. (2006). *Manual de Trabajo Especial de Grado*. Caracas, Venezuela: Autor.

MATMOR (s.f.). *Descripción del PADEE*. [Documento en línea]. Consultado el día 21 de Agosto de 2012. Disponible en: <http://matmor.dyndns.org/descripcion.html>

Miranda, O. (2009). *Minimización de pérdidas en redes de distribución empleando programación dinámica*. Tesis de grado. Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, México.

Naranjo, A. (2006). *Proyecto del Sistema de Distribución Eléctrico*. Caracas, Venezuela: EQUINOCCIO.

Normas de Calidad del Servicio de Distribución de la Electricidad. Publicada en la Gaceta Oficial N° 38006. (Agosto 2004). Venezuela.

Panda, G.; Samantaray, S.R. & Samui, A. (Junio 2012) *Distribution system planning considering reliable feeder routing*. IET, vol.6, no.6, pp.503-514.

Quispe, V. (2009). *Estudio y planificación del Sistema de Distribución Eléctrica del Cantón La Mana Jurisdicción de la empresa eléctrica provincial de Cotapaxi (Elepco S.A) utilizando el programa NEPLAN*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

Ramírez C., S. (2004). *Redes de distribución de energía*. Manizales, Colombia: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia.

Ramón, J. (1994). *Predicción espacial de la demanda eléctrica en la ciudad de Maracaibo*. Trabajo especial de grado. Universidad del Zulia, Venezuela.

Tao, X. and Yin, J. (2006). *Determination of optimal network structures for urban distribution networks based on the analysis of costs and reliability of power supplies*. IET Conferencia.

Universidad Pedagógica Experimental Libertador (**UPEL**). (2005). *Manual de trabajos de grados de especialización y maestría y tesis doctorales*. Caracas, Venezuela: FEDUPEL.

Villafranca de A., D. (1996). *Metodología de la investigación*. Los Teques, Venezuela: FUNDACA.

A N E X O S

ANEXO A

Datos de interés que relacionan la cantidad de habitantes, suscriptores, área ocupada, capacidad instalada en Bancos de Transformación y Demanda servida para el año 2012

Área neta = 4,400 ha ; Área ocupada = 3,686 ha ; Total de Suscriptores = 69,863

Total de Suscriptores Residenciales = 61,823 ;

Capacidad instalada actual en Bancos de Transformación = 235 MVA ;

Demanda total para el año 2012 = 153 MVA ;

- **Cantidad de Habitantes Vs Contratos residenciales (C.H/C.R)**

$$C. H/C. R = \frac{540,000 \text{ Hab}}{61,823 \text{ Susc. Res.}} = 8.73 \frac{\text{Hab}}{\text{Susc. Res.}} \approx 9 \frac{\text{Hab}}{\text{Susc. Res.}}$$

Este resultado es bastante elevado y no parece ser coherente con la realidad, pero se justifica debido a que en el calculo solo se están considerando la cantidad de Usuarios Legales a los que se les presta el servicio. Como se ha descrito anteriormente, esta zona posee un desarrollo predominante de tipo residencial con estratos sociales bajos, conformada por un total de 50 Barrios de bajos recursos ó invasiones, cuyos habitantes no poseen un contrato con CORPOELEC pero de igual forma se les presta el servicio, lo cual evidencia y justifica el resultado en cuestión. Tomando como promedio un total de 5 Habitantes por cada Suscriptor Residencial se tiene:

$$61,823 \text{ Susc. Res.} \times 5 \frac{\text{Hab}}{\text{Susc. Res.}} = 309,115 \text{ Hab}$$

Un aproximado de 309,115 Habitantes a los cuales se les presta el servicio de forma legal, afiliados a través de un contrato con la empresa, representando un 57.25 % de la población total de la zona. De igual forma se tendrá un aproximado de 230,885 habitantes (42.75 % de la población total) que no poseen un contrato con la empresa pero de igual forma gozan del servicio.

- **Capacidad instalada actual en Bancos de Transformación Vs área ocupada (C.I/Área)**

$$C.I/\text{Área} = \frac{235 \text{ MVA}}{3,686 \text{ ha}} = 63.75 \frac{\text{kVA}}{\text{ha}}$$

- **Capacidad instalada actual en Bancos de Transformación Vs total de Suscriptores (C.I/Susc.)**

$$C.I/\text{Área} = \frac{235 \text{ MVA}}{69,863 \text{ Susc.}} = 3.36 \frac{\text{kVA}}{\text{Susc.}}$$

- **Demanda actual Vs Área ocupada (Dem/Área)**

$$\text{Dem}/\text{Área} = \frac{153 \text{ MVA}}{3,686 \text{ ha}} = 41.5 \frac{\text{kVA}}{\text{ha}}$$

- **Demanda actual Vs Total de Suscriptores (Dem/Susc.)**

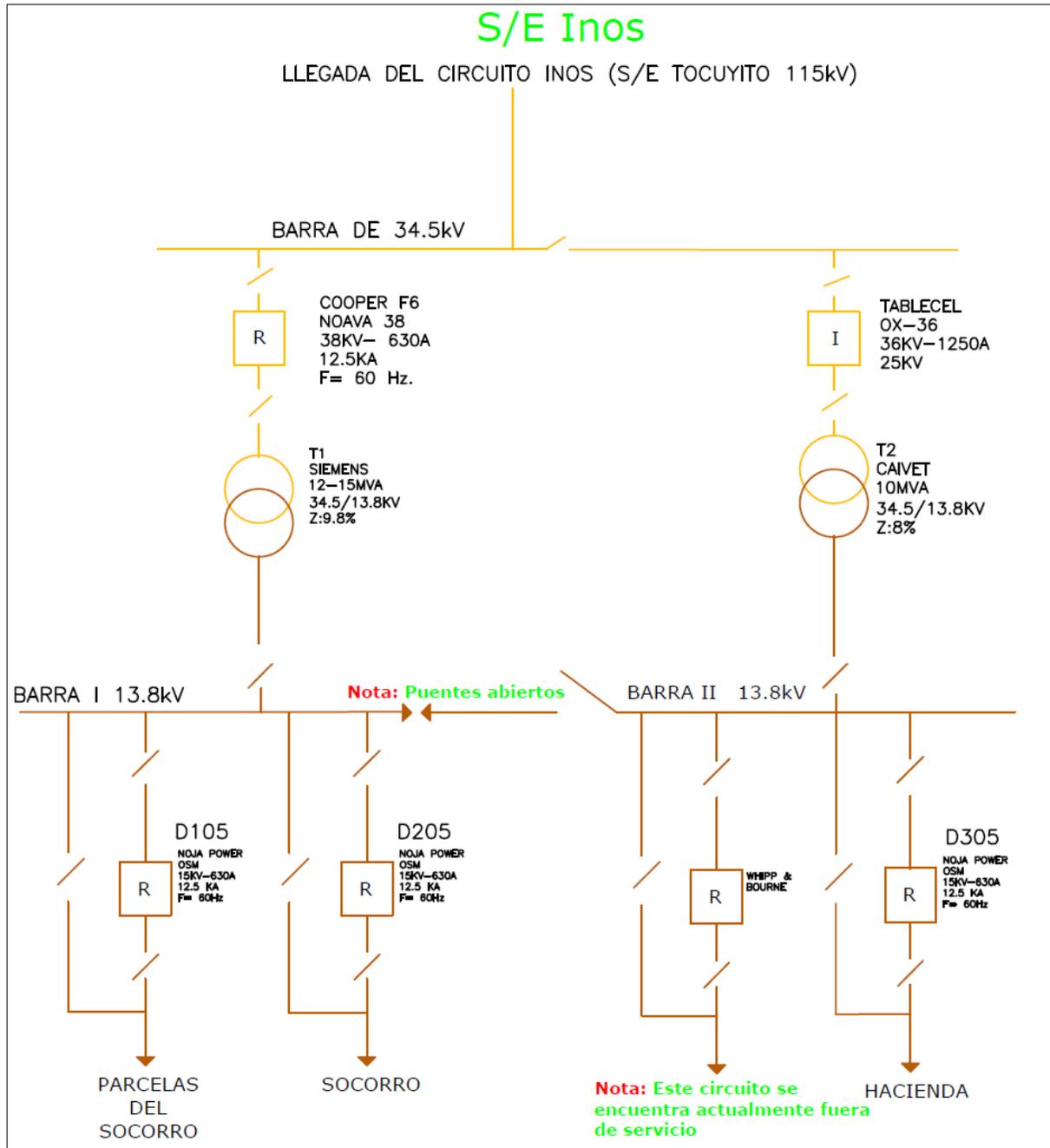
$$\text{Dem}/\text{Susc.} = \frac{153 \text{ MVA}}{69,863 \text{ Susc.}} = 2.19 \frac{\text{kVA}}{\text{Susc.}}$$

- **Demanda actual Vs Capacidad Instalada en Bancos de Transformación (Dem/C.I)**

$$\text{Dem}/C.I = \frac{153 \text{ MVA}}{235 \text{ MVA}} = 0.651$$

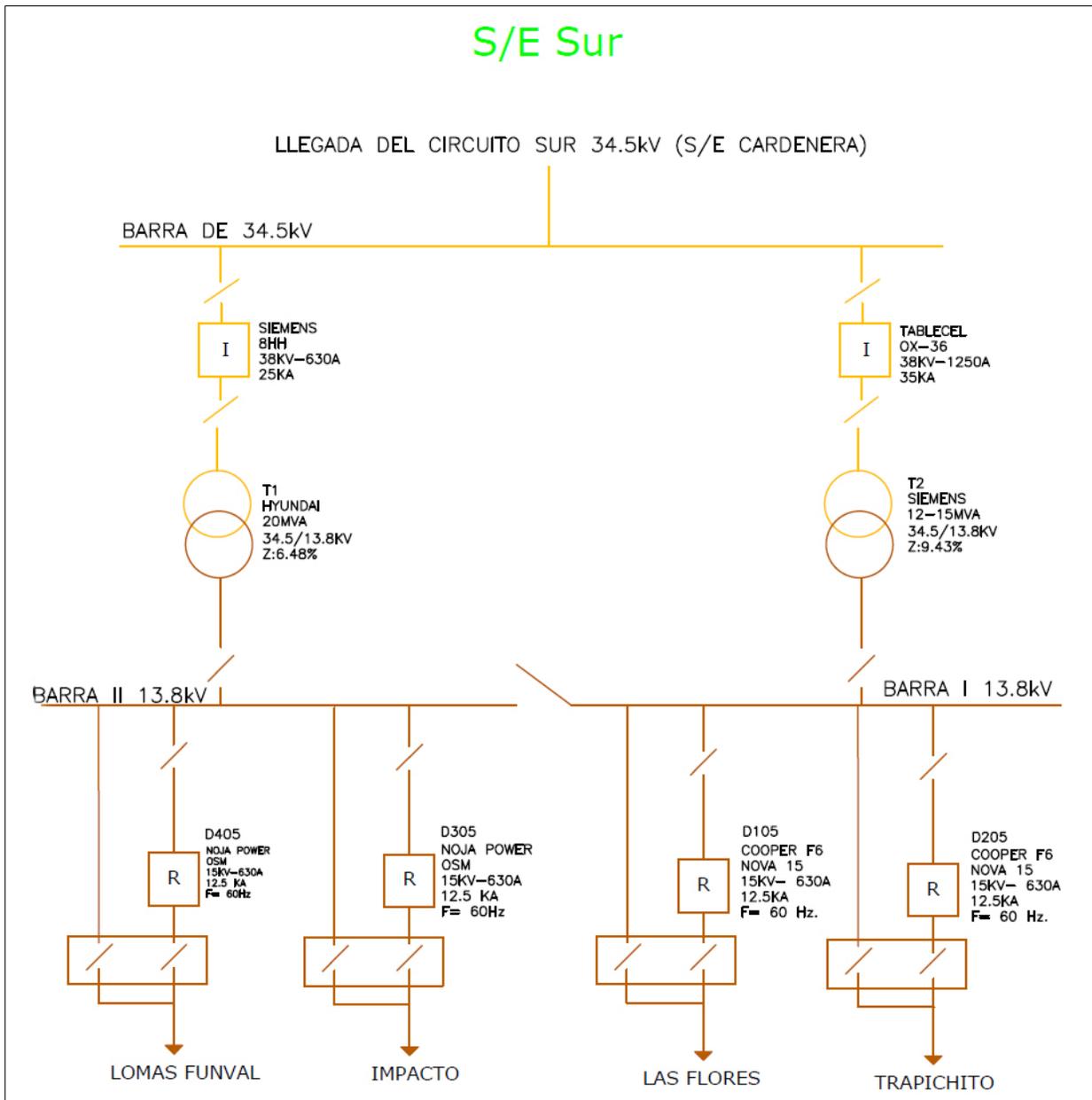
ANEXO B

Diagrama Unifilar Actual de la Subestación INOS



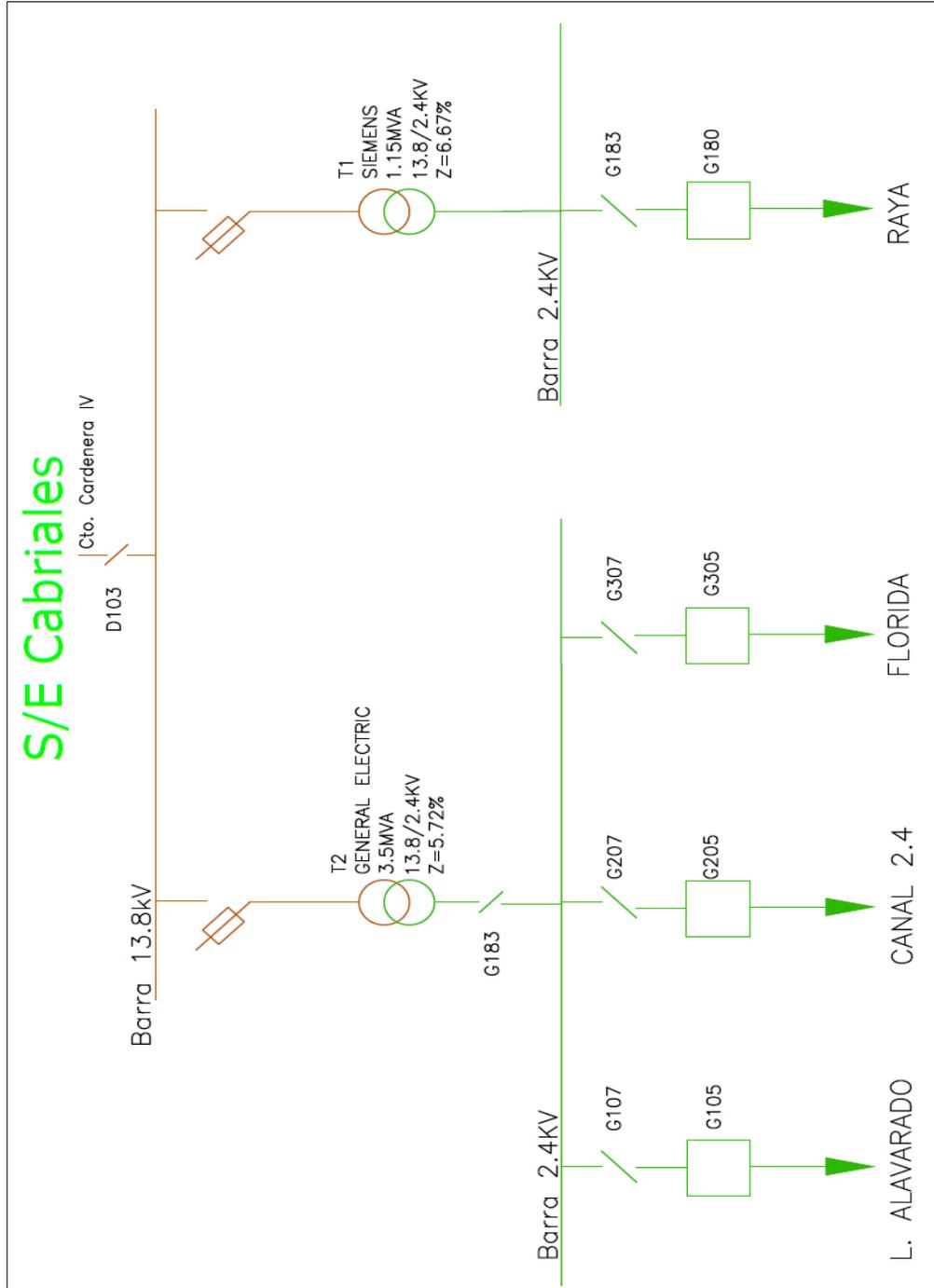
ANEXO C

Diagrama Unifilar Actual de la Subestación SUR



ANEXO D

Diagrama Unifilar Actual de la Subestación CABRIALES



ANEXO E

Diagrama Unifilar Actual de la Subestación LA FLORIDA

