

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**MANUAL DE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS
ELECTRICOS DE DISTRIBUCION**

ISA

1992

333.914.
I 81m
1992
EJ. 1

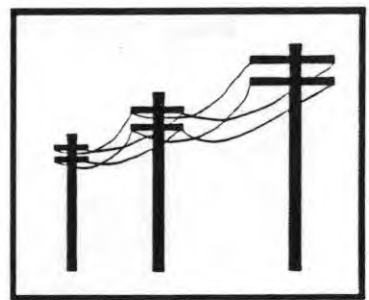
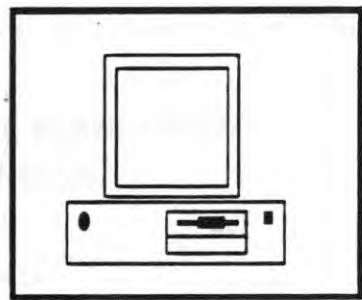
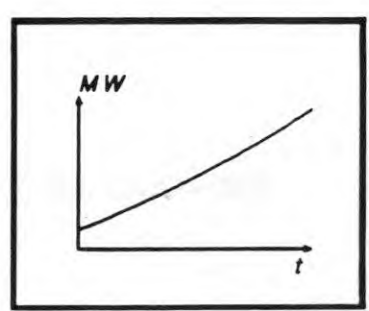
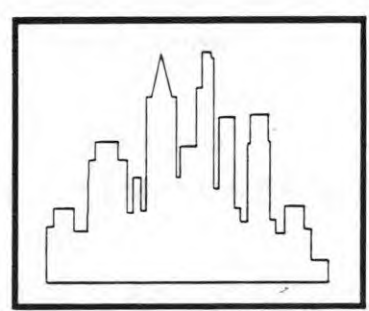
DAG

9

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
GRUPO SISTEMAS DE DISTRIBUCION

MANUAL DE PLANEAMIENTO
DE SISTEMAS ELECTRICOS
DE DISTRIBUCION

VERSION 1.1



ISA Interconexión Eléctrica S.A.

septiembre de 1992

2.	PROYECCION DE LA DEMANDA	20
2.1	PROYECCION DE LA DEMANDA EN GRANDES CIUDADES	20
2.1.1	Definición del Marco de Referencia	22
2.1.2	Selección del Area de Estudio	22
2.1.3	División del Area de Estudio de Pequeñas Areas	23
2.1.4	Definición del Horizonte de Planeamiento	23
2.1.5	Definición y Recolección de la Información	24
2.1.6	Determinación de Tendencias para cada ABC	30
2.1.7	Proyección de Demanda de Potencia localizada	34
2.1.8	Seguimiento de la Demanda	35
2.2	PROYECCION DE DEMANDA PARA CIUDADES INTERMEDIAS	38
2.2.1	Marco de Referencia	40
2.2.2	Selección del Area de Estudio	40
2.2.3	División del Area de Estudio	40
2.2.4	Definición del Horizonte de Planeamiento	40
2.2.5	Definición de la Información	41
2.2.6	Procedimiento	43
2.2.7	Seguimiento de la Demanda	45
2.3	PROYECCION DE DEMANDA PARA PEQUEÑAS CIUDADES Y SECTOR RURAL	45
2.3.1	Características de la Zona de Estudio	45
2.3.2	Proyección de Demanda	46
2.3.3	Modelo General de Proyección de Demanda a corto plazo	50
3.	CRITERIOS DE PLANEAMIENTO	54
3.1	NIVEL DE TENSION	54
3.2	REGULACION	54
3.3	CARGABILIDAD	55
3.4	NIVEL DE CORTOCIRCUITO	56
3.5	CONFIABILIDAD	56
3.6	PERDIDAS	59
4.	PLAN DE EXPANSION	63
4.1	ANALISIS DEL SISTEMA	64
4.1.1	Estado actual del Sistema de Distribución	64

TABLA DE CONTENIDO

PAGINA

PRESENTACION

INTRODUCCION

1.	INVESTIGACION DEL SISTEMA	1
1.1	INVENTARIO DEL SISTEMA	1
1.1.1	Sistema de Generación	2
1.1.2	Sistema de Transmisión	2
1.1.3	Sistema de Subtransmisión	3
1.1.4	Sistema de Distribución	4
	Subestaciones	4
	Distribución Primaria	5
	Distribución Secundaria	6
	Red Secundaria	6
	Transformadores	7
1.1.5	Planta Física	8
1.2	DESCRIPCION DEL MERCADO	8
1.2.1	Tipos de Usuarios	8
1.2.2	Número de Usuarios	10
1.2.3	Consumos de Energía	10
1.2.4	Estructura Tarifaria	12
1.2.5	Cobertura	13
1.3	INFORMACION COMPLEMENTARIA	13
1.3.1	Módulo de Costos	13
1.3.2	Reglamentación del Servicio	14
1.3.3	Normalización Empleada	14
1.3.4	Horizontes de Planeamiento	14

4.1.2	Estado futuro sin Proyectos Adicionales	65
4.2	IDENTIFICACION DE ALTERNATIVAS	66
4.2.1	Red de Subtransmisión	67
4.2.2	Subestaciones	68
4.2.3	Distribución Primaria	69
4.2.4	Distribución Secundaria	72
4.3	ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE ALTERNATIVAS	73
4.3.1	Análisis Técnico	73
4.3.2	Análisis Económico	74
4.4	SELECCION DE ALTERNATIVAS	76
5.	PROGRAMA DE INVERSIONES	77
6.	EVALUACION SOCIO-ECONOMICA Y FINANCIERA	83
6.1	EVALUACION ECONOMICA	83
6.1.2	Cálculo de Costos	84
6.1.3	Cálculo de Beneficios	87
6.1.4	Análisis Distributivo	92
6.2	EVALUACION FINANCIERA	94
6.3	ANALISIS DE SENSIBILIDAD	97
6.4	DEFINICION DE LA ALTERNATIVA	98
7.	GLOSARIO	99
8.	BIBLIOGRAFIA	103

LISTA DE TABLAS

		pag.
TABLA 1	Presupuestos Típicos para Equipo en Distribución de Energía	15
TABLA 2	Períodos de Tiempo considerados para los Horizontes de Planeamiento.	16
TABLA 3	Formatos Simplificados de Levantamiento de la Información.	17
TABLA 4	Criterios de Planeamiento.	60
TABLA 5	Esquema de Categorías de Inversión	78
TABLA 6	Razones de Precios de Cuenta de los Insumos Primarios.	83

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
FIGURA 1 Etapas del Planeamiento de Sistemas Eléctricos de Distribución.	iv
FIGURA 2 Pasos para Desarrollar la Proyección de Demanda en Grandes Ciudades.	21
FIGURA 3 División del Area de Trabajo en Areas Básicas de Carga.	24
FIGURA 4 Curva Típica de Crecimiento de la Demanda en una Pequeña Area.	30
FIGURA 5 Centros de Carga para el Area de Estudio.	34
FIGURA 6 Seguimiento de la Demanda.	36
FIGURA 7 Pasos para Desarrollar la Proyección de Demanda en Ciudades Intermedias.	39
FIGURA 8 Proyección de Demanda en Pequeñas Ciudades y Sector Rural.	48
FIGURA 9 Plan de Expansión de Sistemas de Distribución.	63
FIGURA 10 Red de Actividades de un Proyecto Típico de Subestación.	81

MANUAL DE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

La elaboración de este Manual estuvo a cargo de los siguientes funcionarios:

EMPRESA	FUNCIONARIO
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA	CARLOS ARTURO AGUILAR S.
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	ALVARO GARCES R. NESTOR CARDONA T.
CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA	JAIME GONZALEZ C.
CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	CARLOS DELGADO M. ARIEL NUÑEZ S.
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI	HENRY MAYA S.
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A.	ANCIZAR PIEDRAHITA A. PABLO F. ARROYAVE G.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.	HERNANDO GONZALEZ M. HECTOR ORDUZ P.
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD Y GAS CUNDINAMARCA S.A.	FERNANDO MARIÑO R. ELADIO REY G.
ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO S.A.	ALEX MONTES B.
INTERCONEXION ELECTRICA S.A.	ANIBAL POSADA C. JUAN GUILLERMO ALVAREZ G.

PRESENTACION

Este Manual de Planeamiento de Sistemas Eléctricos de Distribución es fruto de un gran esfuerzo realizado por las Empresas que tienen la función de suministrar el servicio eléctrico al usuario final.

En él están recopiladas tanto las experiencias de las empresas mas desarrolladas en este campo como las directrices mínimas a seguir en procura de mejorar técnicamente esta función en las empresas que consideren conveniente optimizar sus sistemas de distribución. Gracias a los aportes humanos y tecnológicos se logró sintetizar las metodologías que aquí se presentan como guía de planeamiento de los mencionados sistemas.

Para su elaboración, las Empresas del Sector Eléctrico encomendaron a INTERCONEXION ELECTRICA S. A. - ISA la coordinación del Grupo de Trabajo encargado de elaborar este Manual bajo las orientaciones del Comité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía.

Es para ISA un honor la confianza depositada por las Empresas y en respuesta de ello se permite editar el documento y ponerlo a disposición del Sector Eléctrico Colombiano. Se busca con él dar un aporte significativo al mejoramiento tecnológico de los Sistemas de Distribución para que en armonía con los sistemas de Generación y Transmisión se logre un mejor desempeño del Sector en conjunto para beneficio del país.

ISA reitera sus agradecimientos a las empresas y entidades que colaboraron en la realización de este Manual y espera que se convierta en una herramienta útil en el planeamiento del suministro del servicio eléctrico.



ISA INTERCONEXION ELECTRICA S. A. - ISA-

INTRODUCCION

El objetivo de este manual es presentar una metodología unificada que sirva como guía a las empresas eléctricas para efectuar el planeamiento de los sistemas de distribución.

Es el resultado del trabajo realizado por un grupo integrado por representantes de las empresas del Sector Eléctrico Colombiano y coordinado por INTERCONEXION ELECTRICA S.A. -ISA-, creado por recomendación y orientación del Comité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía para dar continuidad al estudio contratado por la FEN "Procedimientos de Diseño Eléctrico Sistemas de Subtransmisión y Distribución" de abril de 1989 [30].

El Manual representa un primer esfuerzo de las empresas que deberá complementarse posteriormente con los modelos computacionales que se desarrollen. La dinámica del planeamiento obligará, cuando sea necesario, su revisión.

En cuanto a los sistemas eléctricos de distribución (incluida la subtransmisión), dentro de un análisis global al Sector Eléctrico Colombiano, es conveniente resaltar dos aspectos:

- . Demandan unas inversiones que son de orden comparable a las requeridas para los planes de expansión de generación y transmisión a alta tensión [16].
- . En ellos se presenta el mayor porcentaje de pérdidas del Sistema, siendo del orden de las 4/5 partes del total del país en energía y en una proporción mayor en las pérdidas de potencia [39].

A diferencia de la generación y la transmisión a alta tensión en donde existe un planeamiento centralizado con elevado nivel tecnológico y concertado con las empresas responsables de su desarrollo, en los sistemas de distribución el planeamiento es disperso, con muy diferentes grados de desarrollo y dependiente de la orientación y criterios de cada empresa distribuidora de energía que en el país suman alrededor de treinta.

Resulta claro entonces que para un adecuado desarrollo global del Sistema Nacional es necesario realizar una acertada planificación de los sistemas de distribución, lo cual

INTRODUCCION

únicamente puede lograrse si se dispone de las metodologías y herramientas adecuadas para tal fin y el compromiso de las empresas distribuidoras de acogerse a dichos lineamientos.

De otro lado, cualquier procedimiento que se aplique está fundamentado en un correcto esquema organizacional de la empresa eléctrica que facilite su eficiencia administrativa [31].

En cuanto al manual, se anota que no tiene como función el describir modelos particulares que utilizan las empresas distribuidoras de energía, sino la adopción de una metodología que es el resultado de la adaptación y complemento de experiencias obtenidas por estas empresas a los modelos teóricos o en funcionamiento en sistemas más desarrollados.

El planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica es una actividad en la cual el principal objetivo es adecuar bajo el criterio de eficiencia económica, el sistema eléctrico propiamente dicho y el sistema de soporte (vehículos, personal, etc.) con los crecimientos futuros de la demanda, garantizando un suministro de energía eléctrica con unos niveles de confiabilidad y calidad determinados.

Existen diversos aspectos inherentes a los sistemas de distribución que complican el proceso de planeamiento, entre los cuales se podrían mencionar los siguientes:

- Se presenta siempre una diferencia entre densidades de cargas, naturaleza de éstas y topografía que no permiten aplicar económicamente un mismo criterio de planeamiento.
- Se debe elaborar un diseño que sea flexible, permitiendo ampliaciones o modificaciones futuras que no den lugar a gastos excesivos.
- La elección de alternativas se dificulta ante la multiplicidad de situaciones y la interrelación económica entre los diversos elementos del sistema.

INTRODUCCION

Las mismas características de este subsistema obligan a disponer de un volumen muy alto de información.

La Figura 1 ilustra el esquema general del proceso que se utiliza para realizar el planeamiento de los sistemas eléctricos de distribución.

El proceso comienza con un conocimiento minucioso del sistema para proseguir con los estudios básicos de proyección de demanda y definición de criterios antes de entrar a determinar el plan de expansión propiamente dicho, formulando luego unos planes de inversión y sobre éstos hacer las evaluaciones económicas y financiera correspondientes. Las alternativas de expansión pueden reevaluarse en las últimas etapas del proceso, obligando a la revisión del plan o incluso los mismos criterios de planeación adoptados.

Finalmente, se anota que el planeamiento del sistema de distribución debe estar coordinado con la planeación de los otros subsistemas funcionales, generación, transmisión y subtransmisión, en especial con este último, los cuales tienen siempre una previsión temporal mucho mayor.

ETAPAS DEL PLANEAMIENTO DE SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

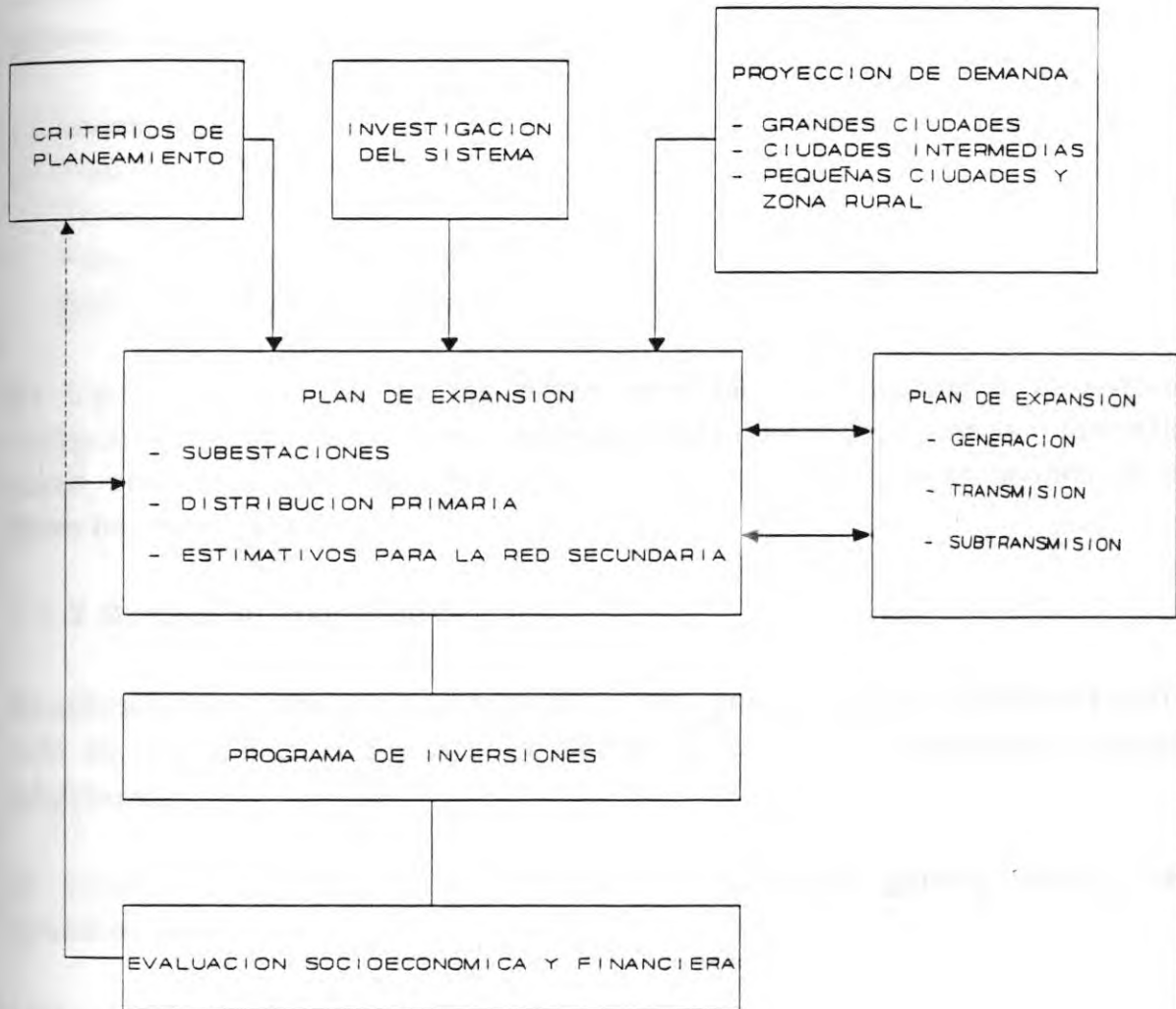


FIGURA 1

INVESTIGACION DEL SISTEMA

influencia directa en el área de estudio, como plantas de generación y las líneas y subestaciones en las fronteras de la zona atendida por la empresa.

1.1.1 Sistema de Generación

Consiste en hacer una descripción técnica muy general sobre las plantas de generación y que se resumen en los siguientes aspectos:

- . Localización
- . Tipo (hidráulica, térmica, etc.)
- . Tensión nominal
- . Potencia nominal y efectiva
- . Energía firme y confiabilidad

En algunos casos, las plantas están conectadas directamente al sistema de distribución, por lo cual se hace necesario tener mayor detalle en la información de éstas referente a las impedancias de ella y del transformador de acoplamiento a la barra de media tensión.

1.1.2 Sistema de Transmisión

Es utilizado para transportar grandes bloques de energía desde un nodo de envío hacia otro de recepción, los cuales corresponden a centros de generación, mercados o empresas.

El inventario que se reúne, comprende información general sobre líneas y subestaciones.

Líneas

La información requerida sobre este tipo de elemento es muy general y comprende:

- . Nivel de tensión
- . Longitud
- . Capacidad de transporte

1 INVESTIGACION DEL SISTEMA

El objetivo de una investigación del sistema dentro del proceso de planeamiento de distribución es conocer las características técnicas y generales del sistema eléctrico atendido por la empresa, de tal forma que permitan analizar e identificar adecuadamente las necesidades de expansión del sistema.

El contenido de este capítulo se presenta en tres áreas que se resumen así: inicialmente se hace referencia al inventario del sistema eléctrico donde se incluye la evolución histórica y el estado actual del sistema en cuanto a su estructura física (plantas de generación, líneas de transmisión, subestaciones, circuitos primarios, transformadores, circuitos secundarios, equipos) y predios urbanos y rurales que la entidad posee. En segundo término se describe el mercado que atiende la empresa relacionando el número de usuarios, tipo de carga, evaluación de consumos, estructura tarifaria aplicada, y las zonas de cobertura. Finalmente se identifica la información complementaria que se requiere para el planeamiento del sistema de distribución, como módulos de costos, reglamentaciones del servicio, normalización de equipo o de configuraciones y horizonte de los estudios.

Como síntesis, se adjuntan al final de este capítulo algunos formatos de la información más relevante (Tabla 3).

Se aclara que algunos de los procesos que a continuación se mencionan son realizados en detalle una sola vez y que por lo tanto la labor de la empresa se circunscribe en mantenerlos actualizados en su correspondiente sistema de base de datos.

Los detalles acerca de la implementación y sistematización de bases de datos no serán tratados en este capítulo, por considerarse que está fuera del alcance de éste Manual. Así mismo, no se pormenoriza cierta información que es más importante para procesos de diseño que de planeamiento.

1.1 INVENTARIO DEL SISTEMA

Comprende el levantamiento físico del sistema de subtransmisión y distribución que incluye líneas, subestaciones, red primaria, red secundaria, así como los predios urbanos y rurales propios de la entidad. También en este paso se investigan las características generales de los sistemas de generación y transmisión que tienen una

INVESTIGACION DEL SISTEMA

- Subestaciones que interconecta
- Número de circuitos
- Diagrama unifilar del sistema de transmisión
- Calibre y tipo del conductor

Subestaciones (Centros de transformación que alimentan líneas de transmisión).

Al igual que para líneas de transmisión, la información para subestaciones es muy descriptiva:

- Localización
- Capacidad
- Niveles de tensión que maneja
- Configuración y número de unidades de transformación
- Diagrama unifilar

1.1.3 Sistema de Subtransmisión

Es el conjunto de elementos eléctricos que permiten llevar bloques de energía desde un nodo de envío hacia otro de recepción dentro de un mismo mercado o empresa.

Líneas

La información que se levanta es un poco más detallada que para líneas de transmisión:

- Nivel de tensión
- Longitud
- Subestaciones que interconecta
- Número de circuitos
- Calibre, material y configuración de los conductores por tramo.
- Calibre, material y número de cables de guarda.
- Tipo y clase de aislamiento.

INVESTIGACION DEL SISTEMA

- . Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión.

Subestaciones (Centros de transformación que alimentan líneas de subtransmisión).

Las subestaciones de subtransmisión corresponden topológicamente a nodos de empalme con el sistema de distribución por lo cual el levantamiento de información es más amplio:

- . Localización
- . Niveles de tensión
- . Capacidad de transformación
- . Características eléctricas de los transformadores de potencia
- . Líneas de subtransmisión asociadas
- . Diagrama unifilar

1.1.4 Sistema de Distribución

El inventario que se debe hacer para el sistema de distribución es más exhaustivo que para los otros sistemas funcionales (generación, transmisión y subtransmisión) y reúne información sobre subestaciones, distribución primaria y distribución secundaria, esta última conformada por los transformadores de distribución y la red secundaria.

Para el sistema de distribución es importante disponer de la evolución histórica que han tenido algunos parámetros de los elementos de este sistema. Por ejemplo longitudes de redes, cantidad de transformadores y capacidad instalada, etc. También es útil conocer la participación que ha tenido el sector privado o los particulares en el crecimiento del sistema.

Subestaciones

Es el centro de transformación que alimenta la distribución primaria.

Para cada una de ellas se recopila la siguiente información:

INVESTIGACION DEL SISTEMA

- . Localización
- . Capacidad total y posibilidades de ampliación
- . Potencia firme de la subestación
- . Niveles de tensión
- . Año de puesta en operación
- . Número y clasificación de módulos
- . Cantidad y características de las celdas de distribución
- . Reconectores
- . Compensación reactiva
- . Transformadores de potencia indicando sus características
- . Esquema de suplencia entre transformadores
- . Interruptores y sus características
- . Seccionadores y sus características
- . Pararrayos y sus características
- . Transformadores de medida y sus características
- . Otros equipos de patio, tales como: trampas de onda, barrajes, aisladores, etc.
- . Protecciones, clase y características de los relés
- . Aparatos de control y medida y sus características
- . Servicios auxiliares
- . Equipo de comunicación
- . Diagrama unifilar

Distribución Primaria

Conformada por todos los elementos que permiten llevar energía desde una subestación hasta el lado de alta tensión de los transformadores de distribución.

El levantamiento de las características de la distribución primaria contempla los siguientes puntos para cada circuito.

- . Nivel de tensión
- . Tipo de red (aérea o subterránea)
- . Codificación de postes, tipo de estructura y localización
- . Características físicas de la canalización subterránea

INVESTIGACION DEL SISTEMA

- . Subestación a la que pertenece y módulo
- . Calibre de salida y material
- . Estado normal del interruptor de salida (abierto-cerrado)
- . Características eléctricas del interruptor (corriente nominal, corriente de corto etc.)
- . Distancias de tramos entre postes o cámaras de inspección y longitud total
- . Topología
- . Calibres por tramo y material
- . Características eléctricas de conductores, número de fases
- . Equipo conectado (transformadores, seccionadores, bancos de condensadores) localización y características.
- . Estado normal (abierto-cerrado) del equipo conectado

Distribución Secundaria

Esta conformada por todos los elementos que permiten llevar energía desde el lado de alta tensión de los transformadores de distribución hasta el equipo de medida de usuario inclusive, esto es, transformadores y red secundaria.

Red Secundaria

Representada por los elementos necesarios para llevar la energía desde los bornes de baja tensión de los transformadores de distribución hasta el equipo de medida de usuario inclusive.

En el levantamiento de la información se incluyen los siguientes aspectos:

- . Nivel de tensión
- . Tipo de red (aérea o subterránea)
- . Características de los conductores por tramo
- . Longitud por tramos y total
- . Topología
- . Tipo de estructuras y localización
- . Características de canalizaciones

INVESTIGACION DEL SISTEMA

Identificación de cargas conectadas
Alumbrado y características
Transformador que alimenta el ramal

Esta información se presenta generalmente en planos elaborados a escala normalizada directamente en bases de datos.

Con respecto a suscriptores, se debe conocer:

Dirección
Transformador de distribución que lo alimenta
Apoyo (poste o cámara de inspección) al cual está conectado
Tipo de conexión (trifásico - monofásico)
Zona geográfica (microárea) a la que pertenece
Clase de carga a la que pertenece (residencial, comercial, etc.)

Transformadores

La información referente a cada transformador de distribución, cubre los siguientes aspectos:

Identificación (codificación)
Ubicación geográfica (coordenadas o dirección)
Circuito primario que lo alimenta
Fases
Capacidad
Años de fabricación o reparación e instalación
Usuarios a los que alimenta (número e identificación)
Características eléctricas (impedancias, relación de transformación, pérdidas sin carga y con carga, aislamiento)
Carga de alumbrado público que alimenta (número de luminarias y potencia total)
Tensión primaria y secundaria (doble o sencilla) y taps
Protecciones

INVESTIGACION DEL SISTEMA

- . Montado en poste o en subestación

1.1.5 Planta Física

Corresponde a información general sobre las propiedades de la entidad : Localización y plano de cada predio donde se especifique la zona construida y el área libre, servicios públicos disponibles (p.e. agua, alcantarillado, teléfono y vías de comunicación).

1.2 DESCRIPCION DEL MERCADO

Con este proceso se busca tener un conocimiento general del mercado atendido por la empresa.

La descripción del mercado investiga las características de los usuarios, evaluación de consumos de energía, estructura tarifaria, estratificación y cobertura. También es importante conocer la evolución histórica del mercado en aspectos como número de usuarios, carga máxima, curvas de carga diaria de consumidores, factores de demanda, carga, pérdidas y diversidad, etc.

2.1 Tipos de Usuarios

Corresponde a la clasificación de los usuarios establecida como función de sus características socioeconómicas y de la utilización final de la energía de estos.

- Sector Residencial
- Sector Industrial
- Sector Comercial
- Sector Oficial
- Sector Alumbrado Público
- Otros

INVESTIGACION DEL SISTEMA

Adicionalmente se tienen divisiones para las clases de carga. Las más conocidas son las aplicadas a la carga residencial, las cuales se conocen actualmente bajo la denominación de estratos socioeconómicos:

- Estrato 6 (Alto)
- Estrato 5 (Medio-alto)
- Estrato 4 (Medio-medio)
- Estrato 3 (Medio-bajo)
- Estrato 2 (Bajo)
- Estrato 1 (Bajo-bajo)

Para la clasificación de los usuarios no residenciales se consideran el nivel de tensión al cual están conectados y su actividad económica. Los usuarios industriales se pueden determinar teniendo en cuenta la clasificación dada por el CIU (Clasificación Internacional Industrial de actividades económicas Uniforme) [50] la cual los agrupa en nueve clases:

- 31 Alimentos, bebidas y tabacos
- 32 Textiles, confección de calzado y cuero
- 33 Maderas y muebles
- 34 Papel e imprentas
- 35 Sustancias químicas industriales
- 36 Cemento, vidrio y cerámicas
- 37 Hierro, acero, minerales no ferrosos
- 38 Maquinaria y equipos
- 39 Otros

Así mismo pueden ser clasificados los usuarios comerciales por actividad económica desarrollada.

Los usuarios oficiales incluyen las entidades oficiales de orden nacional, departamental y municipal.

INVESTIGACION DEL SISTEMA

El sector alumbrado público comprende la energía empleada para el alumbrado de calles, avenidas, parques, etc.

En el sector "Otros" se incluyen las ventas en bloque a otras entidades del sector eléctrico y los consumos propios de la Empresa.

1.2.2 Número de Usuarios

Es un censo de usuarios para cada clase de carga, tanto para el sector rural como urbano. La información incluye estadísticas del DANE con respecto a las clasificaciones socioeconómicas de los habitantes de la región.

1.2.3 Consumos de Energía

El comportamiento del consumo de energía es la variable que define cómo se debe adecuar el sistema eléctrico para poder atender los diferentes tipos de usuarios. Este comportamiento se puede analizar para diferentes niveles o agrupaciones de carga como subestaciones, alimentadores, transformadores de distribución o el usuario mismo.

A nivel de subestaciones, la información típica que se reúne es la siguiente:

- . Demanda máxima en kVA, discriminada por barrajes y transformador
- . Factor de carga
- . Tensión en cada barraje
- . Factor de potencia
- . Cantidad y causas de fallas en circuitos y equipos
- . Curvas de carga
- . Factor de demanda
- . Factor de pérdidas

Generalmente se tienen también estudios sobre la diversidad de la carga en las subestaciones.

INVESTIGACION DEL SISTEMA

Las opciones energéticas que posibilitan la expansión del Sistema Eléctrico son básicamente de dos tipos: por el lado de la oferta y por el lado de la demanda. En el primer caso se cuenta con opciones de suministro (construcción de plantas convencionales, recuperación de la vida útil de unidades, fuentes no convencionales como energía solar, eólica, etc.), opciones de cogeneración, interconexiones con otros sistemas eléctricos, etc. En el segundo caso se encuentra la Gestión de la Carga Eléctrica que se analiza como una actividad del planeamiento energético integral con un enfoque de demanda.

El Manejo o Gestión de la Carga es el conjunto de actividades que llevan a cabo las empresas con el fin de modificar la curva de carga del sistema. Estas actividades se agrupan en dos categorías, las que realizan un manejo directo de la carga (interruptores de tiempo, limitaciones de carga, controladores de demanda lógicos programables, contadores con prepago y el manejo remoto) y aquellas que hacen un manejo indirecto de la carga eléctrica como políticas de precios, sustitución de electricidad y programas de conservación y ahorro [10].

Los beneficios que traen estos programas son múltiples, entre ellos:

- . Disminución de costos de operación y requerimientos de capacidad instalada.
- . Un mejor aprovechamiento de las plantas de carga base y por ende una reducción en los costos medios de suministro.

Las actividades que tenga planeado realizar la empresa con relación al manejo de la carga se consideran directamente en los procesos de proyección de demanda si hay certeza de su ejecución o se plantea como cualquier alternativa de expansión evaluándola técnica y económicamente, a partir de las proyecciones de demanda que resulten de tener o no, Gestión de la carga eléctrica [47].

La evaluación en la proyección de demanda se hace con base en una caracterización de la carga que describa para cada sector de consumo o clase de carga sus curvas de carga diaria, mensual y anual típicas con sus correspondientes factores de carga, diversidad y demanda.

INVESTIGACION DEL SISTEMA

Para el estado actual, la labor se fundamenta en tomar medidas a las redes de distribución mediante un procedimiento de muestreo, teniendo como unidad de la muestra, el conjunto conformado por un transformador, su red de distribución y los usuarios conectados a la misma. Se evalúa el tamaño de la muestra de tal manera que su confiabilidad sea superior al 95% para cada uno de los sectores acordados en este estudio y establecidos por el DANE.

Para cada conjunto la investigación se divide en tres aspectos fundamentales a saber:

- . Inventario de carga instalada por usuario, mediante la elaboración de un censo de carga.
- . Mediciones dentro de la red de baja tensión y en diferentes puntos, con la utilización de equipos de medición continua y registro. Se toman lecturas de corriente y tensión en las derivaciones de los usuarios, con la ayuda de pinzas voltiamperimétricas, tendientes a complementar la información obtenida de los equipos registradores de medición continua.
- . Verificación de consumo con los archivos de facturación para los usuarios de cada conjunto.

1.2.4 Estructura Tarifaria

Es la forma como se realiza el cobro del servicio de energía eléctrica y la descripción de los diferentes factores que intervienen en la fijación de las tarifas para los diferentes tipos de usuarios.

La estructura tarifaria es el esquema establecido para identificar los procedimientos y factores que intervienen en la definición de las tarifas del servicio de energía eléctrica aplicadas a los diferentes tipos de usuarios.

Algunos de los factores con mayor incidencia en clasificación y fijación de las tarifas son:

INVESTIGACION DEL SISTEMA

- . Sector socio-económico del usuario y utilización final de la energía
- . Estratificación
- . Medición. (Sin contador, con contador, etc.)
- . Características de consumo (tarifa sencilla, doble, etc.)
- . Tipo de carga (activa, reactiva)
- . Disponibilidad de potencia (carga contratada)
- . Nivel de tensión

Actualmente la estructura tarifaria que se aplica al sector eléctrico colombiano está regida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos como organismo regulador en estos aspectos [13],[14].

1.2.5 Cobertura

Representa el alcance de la entidad en el suministro del servicio de energía dentro del área de influencia al cual atiende (urbano y rural) y las ventas en bloque a otras empresas del sector.

La investigación sobre el crecimiento del área de influencia se adelanta con entidades oficiales y privadas tales como el Municipio, Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), la Asociación Nacional de Industriales (ANDI), la Cámara Colombiana de la Construcción (CAMACOL), etc.

1.3 INFORMACION COMPLEMENTARIA

Es de tipo general para aspectos como manejo de costos, reglamentación del servicio, normalización del equipo empleado por la empresa, dimensionamiento y configuraciones utilizadas para las redes y horizonte de los estudios.

1.3.1 Módulo de Costos

El manejo de costos para las obras que deben ejecutarse se realiza por medio de costos unitarios calculados a partir de estadísticas o información derivada de las licitaciones realizadas por la empresa o en su defecto, de información de fabricantes

INVESTIGACION DEL SISTEMA

de equipo y con costos índices para considerar lo concerniente a impuestos, montaje, transporte y administración, ingeniería e imprevistos.

Esta información es fundamental para la elaboración de los presupuestos de las diversas obras sugeridas por un plan de expansión de distribución.

En la Tabla 1 se presentan algunos presupuestos típicos para equipo en distribución de energía con base en la información preparada por ISA para la CIER [9].

1.3.2 Reglamentación del Servicio

Cumpliendo con el marco legal establecido por el Ministerio de Minas y Energía en el sentido de establecer las normas fundamentales que reglamentan las relaciones entre entidad y usuarios, debe consultarse el Reglamento de Servicios que en esa materia tenga la entidad, buscando con ello prestar un servicio eficiente y conciliando los intereses tanto propios como de todos los usuarios.

1.3.3 Normalización

Está dirigida para equipos (de protección, de patio para subestaciones, etc.) y diseños (p.e. configuraciones de subestaciones y redes). Sirve como material de consulta para que exista concordancia con los planes de expansión que se formulen.

Las modificaciones o cambios de normalización son estrategias que se plantean en esta etapa para darle más flexibilidad a las alternativas de expansión o cuando por razones de tipo económico sea conveniente. Ejemplos de este tipo son los cambios de tamaños de las unidades de transformación de las subestaciones, aumento de número de salidas por celda, utilización de un conductor de mayor calibre para los ramales principales de la red primaria, etc.

1.3.4 Horizontes de Planeamiento

Los horizontes de planeamiento se escogen dependiendo del objetivo buscado. El horizonte de largo plazo tiene un carácter estratégico para la empresa y cubre un

TABLA 1
PRESUPUESTOS TÍPICOS PARA EQUIPO
DE DISTRIBUCION DE ENERGIA

ITEM	UNIDAD	COSTO FOB (miles US\$ de 1991)
REDES PRIMARIAS AEREAS		
Rural monofásica 7.6 kV	km	2.22
Rural monofásica 13.2 kV	km	2.35
Rural Trifásica 13.2 kV	km	6.90
Urbana monofásica 7.6 kV	km	9.00
Urbana monofásica 13.2 kV	km	12.63
Urbana trifásica 13.2 kV	km	24.65
Urbana trifásica 34.5 kV	km	16.80
REDES SECUNDARIAS AEREAS		
Rural monofásica 0.24 kV	km	4.38
Rural trifásica 0.24 kV	km	5.88
Urbana monofásica 0.24 kV	km	14.30
Urbana trifásica 0.24 kV	km	17.20
SUBESTACIONES CONVENCIONALES		
Campo de líneas 44/34.5 kV	U	100.00
Campo de transformación 44/34.5 k	U	100.00
Campo de línea a 110 kV	U	200.00
Campo de transformación a 110 kV	U	200.00
Equipos comunes	U	69.00
Transformador 110/13.2 kV (1)	MVA	25.00
Transformador 110/34.5/13.2 kV (2)	MVA	10.83

(1) Costo unitario tomando como base un transformador de 15 a 20 MVA

(2) Costo unitario tomando como base un transformador de 45 a 60 MVA

INVESTIGACION DEL SISTEMA

período de tiempo superior a los 10 años. Los estudios se hacen con modelos simplificados del sistema eléctrico y está más dirigido a encontrar estrategias para la red de subtransmisión y subestaciones de distribución. El mediano y corto plazo buscan objetivos de tipo decisorio relacionados con la descripción de alternativas de expansión para toda la red de subtransmisión y distribución. El corto plazo es básicamente un proceso de ajuste de las alternativas planteadas en el mediano plazo.

La siguiente tabla ilustra los períodos en años considerados por algunas empresas para sus horizontes de estudio.

TABLA 2
PERIODOS DE TIEMPO CONSIDERADOS PARA
LOS HORIZONTES DE PLANEAMIENTO

EMPRESA	LARGO PLAZO	MEDIANO PLAZO	CORTO PLAZO
EEB	10	5 a 10	0 a 5
EEPPM	20	10	5
CVC	8	4	
EMCALI	10	5	2
CORELCA	10 a 15	5 a 10	0 a 5
ELECTRANTA	15	10	5
CHEC	15	10	6
CELGAC	10	5 a 10	0 a 5
ESSA	10		

TABLA 3
FORMATOS SIMPLIFICADOS DE
LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACION

ITEM
SISTEMA DE GENERACION
Localización de la planta
Tipo
Tensión nominal
Potencia nominal y efectiva
Energía firme
SISTEMA DE TRANSMISION
Líneas de transmisión
Nivel de tensión
Longitud
Capacidad de conducción
Subestaciones que interconecta
Diagrama unifilar del sistema de transmisión
Subestaciones
Localización
Capacidad
Niveles de tensión que maneja
Configuración y número de unidades de transformación
Diagrama unifilar
SISTEMA DE SUBTRANSMISION
Líneas de subtransmisión
Nivel de tensión
Longitud
Subestaciones que interconecta
Características de los conductores
Características del aislamiento y apantallamiento
Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión
Subestaciones
Localización
Niveles de tensión
Capacidad de transformación
Características de los transformadores de potencia
Líneas de subtransmisión asociadas
Diagrama unifilar

**TABLA 3 (Cont.)
 FORMATOS SIMPLIFICADOS DE
 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACION**

ITEM
SISTEMA DE DISTRIBUCION
Subestaciones Localización Capacidad total Potencia firme Niveles de tensión Número y clasificación de módulos Características de los transformadores de potencia Esquema de suplencia entre transformadores Reconectores y compensación reactiva Características de los equipos de patio Diagrama unifilar
Distribución primaria Nivel de tensión Tipo de red (aérea o subterránea) Características físicas de cada circuito Subestación a la que pertenece y módulo Características de los elementos de cada circuito Características eléctricas de otros equipos asociados a cada circuito Topología
Distribución Secundaria Red Secundaria Nivel de tensión Tipo de red (aérea o subterránea) Características físicas de la red Características de los conductores por tramo Topología Transformador que alimenta el ramal Identificación de cargas conectadas Características de conexión del usuario Alumbrado y características

**TABLA 3 (Cont.)
 FORMATOS SIMPLIFICADOS DE
 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACION**

ITEM
<p>Transformadores de distribución</p> <ul style="list-style-type: none"> Identificación Ubicación geográfica Circuito primario que lo alimenta Capacidad Años de fabricación o reparación e instalación Usuarios que alimenta Carga de alumbrado público que alimenta Características eléctricas (impedancias, pérdidas, etc.) Tensión primaria y secundaria y taps Protecciones
<p>DESCRIPCION DEL MERCADO</p> <ul style="list-style-type: none"> Extensión aproximada de la zona Población Viviendas totales Distribución de viviendas por estrato socioeconómico Usuarios por sector de consumo

**TABLA 3 (Cont.)
 FORMATOS SIMPLIFICADOS DE
 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACION**

ITEM
SISTEMA DE DISTRIBUCION
Subestaciones <ul style="list-style-type: none"> Localización Capacidad total Potencia firme Niveles de tensión Número y clasificación de módulos Características de los transformadores de potencia Esquema de suplencia entre transformadores Reconectores y compensación reactiva Características de los equipos de patio Diagrama unifilar
Distribución primaria <ul style="list-style-type: none"> Nivel de tensión Tipo de red (aérea o subterránea) Características físicas de cada circuito Subestación a la que pertenece y módulo Características de los elementos de cada circuito Características eléctricas de otros equipos asociados a cada circuito Topología
Distribución Secundaria <ul style="list-style-type: none"> Red Secundaria <ul style="list-style-type: none"> Nivel de tensión Tipo de red (aérea o subterránea) Características físicas de la red Características de los conductores por tramo Topología Transformador que alimenta el ramal Identificación de cargas conectadas Características de conexión del usuario Alumbrado y características

**TABLA 3 (Cont.)
FORMATOS SIMPLIFICADOS DE
LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACION**

ITEM
Transformadores de distribución Identificación Ubicación geográfica <i>Circuito primario que lo alimenta</i> Capacidad Años de fabricación o reparación e instalación Usuarios que alimenta Carga de alumbrado público que alimenta Características eléctricas (impedancias, pérdidas, etc.) Tensión primaria y secundaria y taps Protecciones
DESCRIPCION DEL MERCADO
Extensión aproximada de la zona Población Viviendas totales Distribución de viviendas por estrato socioeconómico Usuarios por sector de consumo

2. PROYECCION DE LA DEMANDA

La estimación del crecimiento de la carga constituye un aspecto básico en planeación de sistemas de distribución debido a que es punto de partida para la elaboración de planes de expansión.

Los modelos para estimar el crecimiento de la carga se dividen en dos grandes grupos: proyección global de demanda (utilizados para el planeamiento de los sistemas de generación y transmisión) y proyección de demanda por pequeñas áreas, los cuales se aplican a los sistemas de distribución.

La predicción de la carga además de indicar su tamaño, debe predecir con suficiente detalle su localización, con el fin de dotar al planificador de sólidos criterios en la toma de decisiones relacionadas con la ubicación y diseño de subestaciones y alimentadores.

Para conservar la generalidad en la metodología, se desarrollan a continuación los procedimientos aplicables a "Grandes Ciudades", "Ciudades Intermedias" y "Pequeñas Ciudades y Zonas Rurales". La anterior discriminación no debe asociarse estrictamente con el tamaño del área de estudio, sino como guía metodológica para realizar una proyección de demanda después de evaluar por parte de la empresa las características del área de estudio y si es del caso, los recursos requeridos para implementar una metodología más compleja y costosa.

2.1 PROYECCION DE LA DEMANDA EN GRANDES CIUDADES

El desarrollo de este capítulo está basado en modelos prácticos actualmente utilizados o en plan de implementación por parte de las empresas de energía que atienden las ciudades de mayor tamaño del país.

Aunque existen numerosos modelos explicados en la literatura técnica sobre este tema, la presente metodología toma únicamente aquellos que entregando buenos resultados sean lo más simple posible y por ende de una implementación más sencilla y expedita.

La metodología, ilustrada en forma esquemática en la Figura 2, se plantea de la siguiente manera:

PROYECCION DE DEMANDA

PASOS PARA DESARROLLAR LA PROYECCION DE DEMANDA EN GRANDES CIUDADES

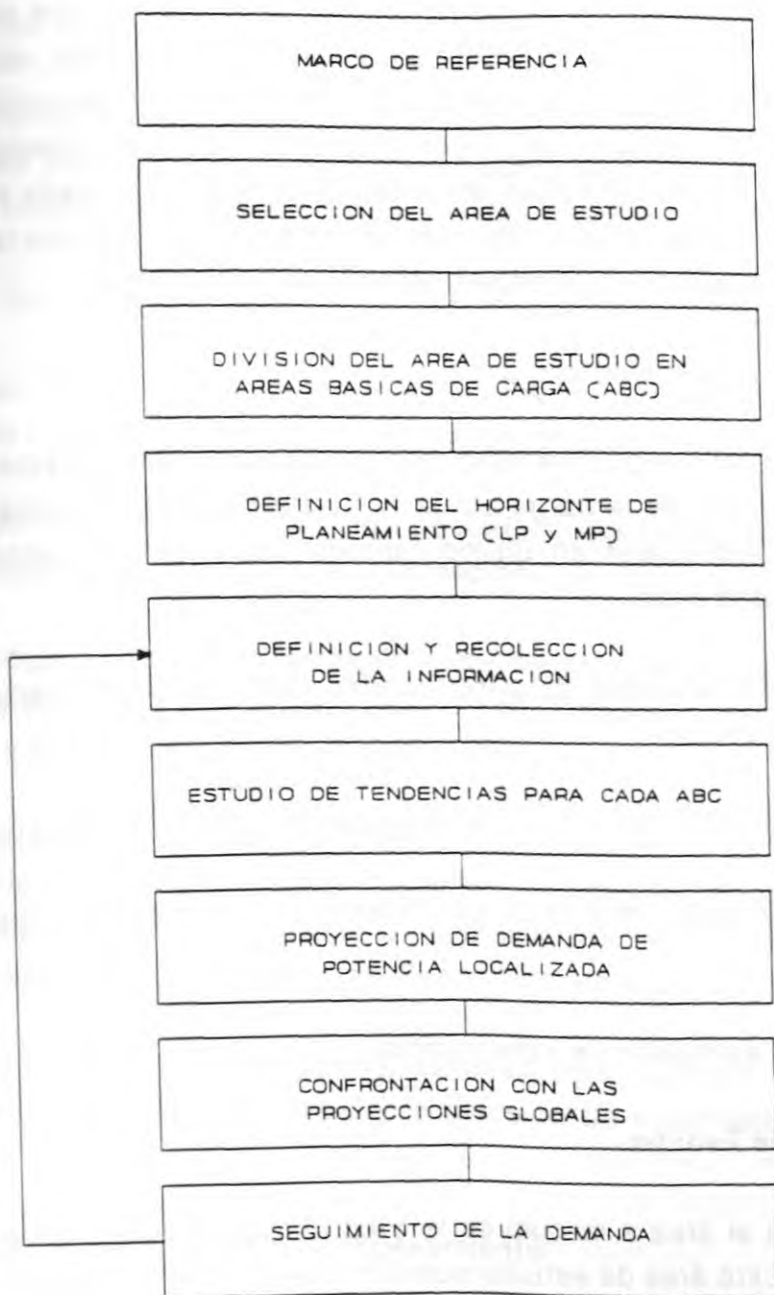


FIGURA 2

PROYECCION DE DEMANDA

Se determina el área de estudio a partir de un marco de referencia definido por la empresa de energía, luego se hace una división de ésta, conformando una cuadrícula de pequeños cuadrados de 25 ha. El objetivo es encontrar los centros de carga (demanda concentrada en forma puntual en el centro de cada microárea), los cuales con buena aproximación resuelven el problema de determinar la localización de la demanda. La magnitud de la carga se soluciona para cada microárea estableciendo las tendencias de crecimiento de los diferentes tipos de consumidores en cada pequeña área, utilizando para ello ecuaciones matemáticas ajustadas al comportamiento histórico de la demanda y a parámetros econométricos de crecimiento.

2.1.1 Definición del Marco de Referencia

En este paso se establecen todas aquellas condiciones, suposiciones y características generales asociadas al estudio de la carga actual y futura del área de trabajo, y al mismo sistema eléctrico, las cuales en último término determinan el alcance del estudio de proyección de demanda.

Para el caso de proyección de demanda para grandes ciudades es de uso común considerar los siguientes aspectos:

- . La empresa tiene claramente definida su área de cobertura del servicio.
- . El tamaño del área de estudio amerita un tratamiento con metodología apropiada para grandes ciudades.
- . Se dispone de un nivel adecuado de información.

2.1.2 Selección del Area de Estudio

En este paso se determina el área a la cual se le efectuará la estimación de carga (magnitud y localización). Esta área de estudio puede corresponder territorialmente a un municipio o a un conjunto de municipios (zona metropolitana) que debido a ciertas características definidas dentro del marco de referencia (p.e. situación geográfica,

tipos de carga, tasa de crecimiento semejante, etc.) se les realiza en forma agrupada la proyección de demanda.

2.1.3 División del Area de Estudio en Pequeñas Areas

Debido a que en los sistemas de distribución la localización de la demanda es un factor decisivo para elaborar la planeación del sistema eléctrico, se debe dividir el área de estudio en otras más pequeñas que faciliten el proceso.

La división que se realice debe cumplir con dos compromisos:

- Debe dar un nivel de resolución lo suficientemente grande que permita cumplir el segundo requerimiento de una proyección de demanda que es su localización.
- No debe conducir a áreas tan pequeñas que dificulte extremadamente la consecución y el manejo de la información.

La metodología clásica para grandes ciudades establece que esta división sea en celdas cuadradas de 25 hectáreas (500 m x 500 m), las cuales son conocidas con el nombre de ABC (Areas Básicas de Carga) [52].

Los contornos de estas pequeñas áreas son paralelas a las coordenadas geográficas norte-sur oriente-occidente. La identificación de cada ABC se hace por medio del par ordenado de menor valor de uno de sus vértices (Figura 3), de acuerdo con la cartografía elaborada por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

El tamaño uniforme de estas pequeñas áreas trae múltiples ventajas relacionadas principalmente con los procesos de recolección de información, sistematización y precisión de resultados.

2.1.4 Definición del Horizonte de Planeamiento

Este paso es importante porque establece en parte el alcance del estudio y sus consecuentes necesidades en el nivel de información.

PROYECCION DE DEMANDA

Las empresas de servicio eléctrico acostumbran dividir el estudio de la planeación del sistema en dos horizontes: Mediano plazo y Largo plazo. En el primero, que tiene un carácter decisivo, se determinan las obras necesarias para atender el crecimiento de la demanda durante dicho período (Típicamente entre 5 y 10 años) y en el segundo, de carácter estratégico, se determina en forma global las tendencias de crecimiento del sistema (entre 10 y 20 años), las cuales pueden afectar el esquema organizacional de la empresa.

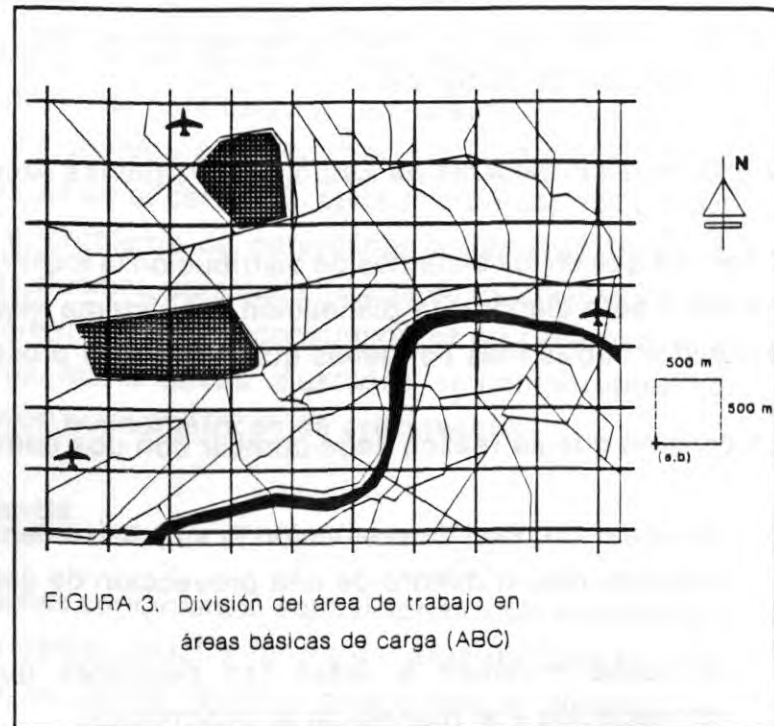


FIGURA 3. División del área de trabajo en áreas básicas de carga (ABC)

2.1.5 Definición y Recolección de la Información

Este paso está estrechamente ligado con el modelo y grado de sofisticación y detalle con el cual se desean los resultados de la proyección de demanda. Sin embargo esta decisión concierne finalmente con el criterio del planificador del sistema, quien considera el peso que ejercen los diferentes factores y variables que afectan la estimación del crecimiento de la carga.

Los datos que a continuación se describen, algunos imprescindibles, otros no, requieren de una revisión continua y consecuente de actualización. La consecución tradicional y más precisa de parte de esta información es por medio de mediciones, estadísticas de facturación y registros de licencias de instalaciones.

PROYECCION DE DEMANDA

La crítica a esta información se lleva a cabo por modelos de seguimiento de la demanda, los cuales se explican con mayor detalle en la sección 2.1.8 de este capítulo.

Características Geográficas

Este tipo de información define las características generales y físicas de cada ABC a partir de información global del área de estudio previamente definida y conseguida por levantamiento topográfico de la zona y de bases cartográficas (elaboradas usualmente por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi -IGAC-). Con base en ésta se les asignan las coordenadas a cada ABC específica.

Debido a que es recomendable que esta metodología se encuentre sistematizada, la información puede almacenarse en bases de datos elaboradas a partir de la digitalización de los planos. (Fotogrametría, mesas digitalizadoras, etc).

Usuarios cubiertos por una ABC específica

Esta información cubre todos los datos acerca de usuarios ubicados dentro de una ABC dada.

La información básica es la siguiente:

- . Clase de carga a la cual pertenece el usuario.
- . Estrato en que se ubica el usuario para dicha clase de carga si es residencial.

El resultado que se obtiene es el número de usuarios por clase de carga y estrato socioeconómico.

Las clases de carga y estratos socioeconómicos comúnmente empleados para un sistema eléctrico típico son:

- . Residencial
 - . Alto

PROYECCION DE DEMANDA

- . Medio-Alto
- . Medio
- . Medio-Bajo
- . Bajo
- . Bajo-Bajo

- . Comercial

- . Industrial
 - . En alta tensión (p.e. 115 kV)
 - . En media tensión (p.e. 44 kV; 34,5 kV y 13,2 kV)
 - . En baja tensión (p.e. 120/208 V).

- . Oficial

- . Otros (alumbrado, semáforos, etc)

La división de clases de carga puede efectuarse por características propias del sistema, dejando su determinación a consideración del planificador.

La manera más práctica de obtener esta información es utilizando el sistema de facturación de la empresa mediante un cruce de datos del código de la ABC y el código del usuario, procedimiento fácilmente sistematizable.

Características de la Carga

La información sobre la carga (consumos medios, curvas de carga, etc.) es fundamental para evaluar la demanda actual y las tendencias de crecimiento en una ABC.

Los requerimientos de información dependen directamente del modelo asumido para el crecimiento de la demanda y del grado de precisión deseado para los resultados.

La información fundamental comprende los siguientes aspectos:

PROYECCION DE DEMANDA

- . Curvas de carga características para cada clase de carga y estrato socioeconómico de consumo
- . Demanda promedio por usuario y por clase de carga
- . Capacidad instalada (para consumos no residenciales)
- . Cargas especiales (tienen un comportamiento puntual en la ABC)
- . Historia de consumos de energía y potencia de los usuarios
- . Factores de conversión de energía a potencia (Factor de estacionalidad -FQ-, Factor de potencia -FP-, etc)

Algunos modelos de proyección de demanda (p.e. los econométricos) requieren información adicional, que en ocasiones no se encuentra disponible o su consecución para este nivel de detalle del sistema eléctrico es complicada:

. Cálculo de variables demográficas

- . Tasa de fecundidad y mortalidad
- . Expectativas de vida
- . Coeficientes de migración
- . Número de hogares
- . Tamaño promedio por hogar, etc.

. Cálculo de variables económicas

- . Producción y requisitos de capital
- . Producción bruta regional
- . Valor agregado neto e ingresos por estrato socioeconómico
- . Consumo real e inversión realizada
- . Ahorro total y planes de inversión y consumo
- . Precios de sustitutos
- . Tarifas, etc.

Proyección de Pérdidas

En las proyecciones de demanda se deben tener en cuenta los niveles de pérdidas (en energía y potencia) esperados para el futuro. Normalmente el punto de partida son los índices de pérdidas de energía proyectados por la empresa que dependen entre otros factores del estado de sus redes, la eficiencia de su sistema de facturación y los planes de reducción y control trazados para el período analizado.

Las pérdidas de energía se desagregan en pérdidas técnicas y no técnicas y para su proyección tienen el siguiente tratamiento:

. Pérdidas Técnicas:

El comportamiento de éstas afecta directamente la demanda tanto en energía como en potencia. En otros términos, las reducciones en los niveles de estas pérdidas disminuyen la demanda proyectada. La asignación de estas pérdidas a las ABC puede hacerse en forma uniforme a cada una de ellas o se le da un peso menor a aquellas que están en una zona donde se tenga por ejemplo proyectada una remodelación de redes de gran significación.

Para la correcta asignación de estas pérdidas a las microáreas, se deben tener en cuenta entre otros, los siguientes factores: Tipos de usuarios, carga promedio de estos usuarios y dimensión de los componentes del sistema existentes en el área.

. Pérdidas No Técnicas:

Su proyección debe hacerse en forma similar a la de ventas al consumidor final. Las reducciones del nivel de estas pérdidas se traducen en unas mayores ventas y en el caso de que el usuario no cambie su comportamiento de consumo, no se afecta la proyección de demanda. Debido a que estas pérdidas se conocen en forma global, se deben hacer aproximaciones para efectuar su asignación a cada ABC. Lo ideal sería conocer los niveles típicos de las pérdidas no técnicas por sectores de consumo y de esta manera corregir los valores reportados por el sistema de facturación de cada ABC [6],[45].

Características del uso del Suelo

En este punto se reúne información y estimaciones futuras acerca de la utilización que se ha dado o se dará a los terrenos de una ABC específica, además de otras características que afectan o pueden afectar la localización de nuevos usuarios como sistemas de transporte, políticas municipales de urbanización, límites geográficos, factores de redensificación en áreas saturadas, etc.

Esta información puede clasificarse bajo dos categorías: general y especial.

Información General:

- Historia del área utilizada por cada clase de carga y estrato de consumo dentro de una ABC. Esta información resulta de la interacción entre los datos geográficos y los del sistema de facturación.
- Zonas definidas por las oficinas de planeación municipal para una utilización específica. Por ejemplo zona residencial con restricciones en construcción (número máximo de pisos), zonas destinadas a la mediana y pequeña industria, zonas para planes viales, etc.
- Límites geográficos que impidan el crecimiento de carga, por ejemplo ríos, parques, mar, etc.

Información Especial:

- Sistema de transporte. Este aspecto afecta principalmente el asentamiento de nuevos usuarios de tipo residencial y comercial en la zona de cobertura de este servicio.
- Solicitud de instalación de grandes consumidores. Esta consideración es importante porque puede afectar las previsiones de densidad de carga de una zona.

2.1.6 Determinación de Tendencias para cada ABC

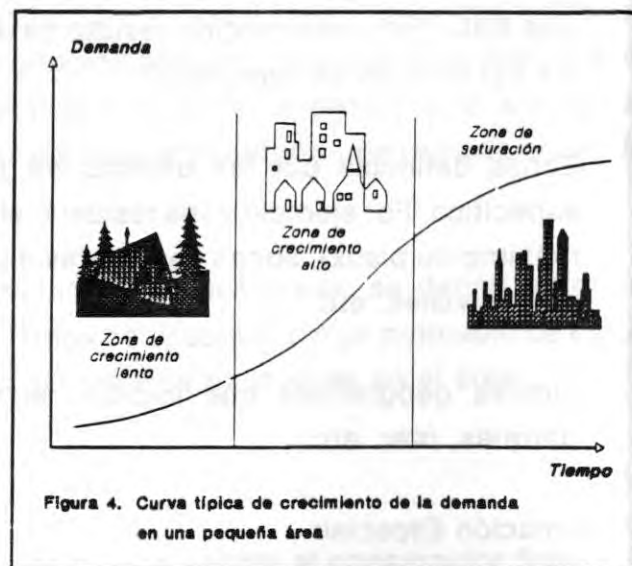
Los métodos de proyección de demanda por pequeñas áreas son los más adecuados para utilizar en la planeación de los sistemas de distribución de grandes ciudades porque manejan en forma desagregada las dos causas de crecimiento de la demanda:

- Cambios en número y localización de consumidores que regulan la distribución geográfica de la carga eléctrica.
- Cambios en el uso de la energía por consumidores que regulan la magnitud de la carga.

La determinación de tendencias de crecimiento en cada ABC se elabora con base en la síntesis de la información histórica de ellas al desarrollar la combinación de las tendencias de crecimiento individual para cada clase de carga presentes en la ABC. Las tendencias típicas de crecimiento de demanda para las ABC tienen un comportamiento similar al mostrado en la Figura 4, en forma de "S".

La primera franja corresponde a ABC poco pobladas y donde, en la mayoría de los casos, las tendencias se encuentran al efectuar regresiones de datos históricos a ecuaciones matemáticas (lineal, logarítmica o exponencial) utilizando técnicas de ajuste por mínimos cuadrados.

En la segunda franja el crecimiento de la demanda es más susceptible a cambios económicos, utilizando modelos econométricos [38] cuya función general se describe como:



PROYECCION DE DEMANDA

$$\text{Demanda} = f(H, P_r, Y, P_{rs}) \quad (2.1)$$

H : Información histórica de la demanda

P_r : Precio del bien

Y : Ingreso

P_{rs} : Precio del sustituto

La última zona o franja tiene un comportamiento saturado en el crecimiento de la demanda, dominada principalmente por el agotamiento de terrenos para la ubicación de nuevos usuarios. Los modelos basados en el uso de la tierra y en el conocimiento de las características del consumo por usuario son muy adecuados para este comportamiento. Estos modelos constan de dos etapas. La primera determina el área que será utilizada por cada clase de carga y la segunda pronostica el uso de energía por usuario para las mismas clases de carga.

Los modelos con base en el uso futuro de la tierra se desarrollan en tres pasos generales, cada uno de los cuales se puede realizar en varias formas diferentes.

A. Determinación de los modelos de crecimiento (modelos de demanda) de la ciudad:

- Suponer que el modelo de crecimiento para el futuro tiene un comportamiento similar al histórico, pero con unos factores diferentes que hacen acelerar este proceso. Se establecen unos controles al crecimiento por clase de carga únicamente.
- Suponiendo que áreas cercanas a uno o más centros de gran actividad (polos urbanos) tienen más posibilidades de desarrollo que aquella con idénticos factores en pro de su crecimiento pero más distantes.
- Utilizando un modelo de desarrollo urbano para el transporte y para la interrelación social y económica de las diferentes partes de una ciudad o región.

PROYECCION DE DEMANDA

B. Determinación de los modelos de oferta de tierra en términos de su adecuabilidad para un determinado uso. Esta "adecuabilidad" se puede cuantificar según los esquemas siguientes:

- . Con base en la experiencia y criterio del planificador.
- . Con base en información de preferencias de los usuarios, datos de la zona y datos de uso de la tierra, datos que son extractados de los planes de desarrollo de la ciudad que elaboran institutos estatales.
- . Con base en factores locales, tales como los de proximidad y circundantes. Por ejemplo, los factores implícitos en la tendencia de los grandes centros comerciales a ubicarse en la intersección de grandes vías.

C. Los pasos A y B dan como resultado una proyección de la densidad de usuarios futuros por clasificación de consumo para cada pequeña área. Estas proyecciones son convertidas a demanda eléctrica mediante un modelo de carga el cual se puede clasificar dentro de las tres categorías generales siguientes:

- . Un valor único de carga por clasificación de consumo.
- . Una curva de carga para las 24 horas por clasificación de consumo, en lugar de un valor único de carga.
- . Una curva de carga para las 24 horas por aparato utilizado por cada clasificación de consumo.

La determinación de las tendencias individuales de crecimiento de demanda por clase de carga en cada ABC se realiza de la siguiente forma:

- . Al área ABC (25 ha) se le debe descontar la parte con restricciones de ubicación de nuevos usuarios por ejemplo vías, parques, lagos, mar, etc.

PROYECCION DE DEMANDA

- Determinar el número de usuarios y la densidad de carga actual e histórica o carga total instalada para cada clase con base en la información del área destinada y consumo de los usuarios.
- Seleccionar las áreas en las ABC que se destinarán para cada clase de carga. Debe tenerse en cuenta que algunos planes municipales (p.e vías rápidas, restricciones del uso del suelo, sistemas masivos de transporte, etc.) afectan la destinación de la tierra a los diferentes tipos de consumo.
- Establecer tipos de tendencias por clase de carga. En este punto se analizan diferentes modelos de crecimiento previamente explicados.

En muchas ocasiones los modelos de regresiones lineales o exponenciales se ajustan suficientemente al crecimiento de carga residencial y comercial:

$$\begin{aligned} \text{demanda} &= A e^{(Bt)} \\ \text{demanda} &= A + Bt \end{aligned} \quad (2.2)$$

Donde A y B son parámetros que se calculan a partir de ajustes por mínimos cuadrados a valores históricos de demanda.

El crecimiento industrial está más ligado con fuerzas económicas y en algunos casos se determina a partir de proyecciones globales realizadas con modelos econométricos.

Los consumos industriales de gran tamaño generalmente se alimentan por redes en alta tensión o alimentadores con uso exclusivamente industrial y su crecimiento se programa con anticipación mediante conversaciones directas entre usuario y empresa de servicio eléctrico.

Usualmente los modelos para estimar la carga utilizan técnicas adicionales que permiten reducir el error en la predicción debido a zonas con una densidad de carga muy baja y por transferencias de carga en alimentadores.

La técnica I.A.V. (Inferencia sobre Areas Vacías) consiste en determinar por complemento de carga la tendencia de la celda con una historia de demanda muy pequeña al agrupar los crecimientos de varias ABC (típicamente cuatro) [54].

La técnica A.T.C. (Acople por Transferencia de Carga) permite considerar la transferencia de carga entre subestaciones cercanas utilizando procedimientos matriciales que involucran un vector con la demanda pico por subestación, una matriz representando un ajuste polinómico de la tendencia de crecimiento y una matriz que identifica la correlación entre subestaciones. El resultado es una matriz de coeficientes que caracterizan la tendencia de crecimiento de la carga asociada a cada subestación [53].

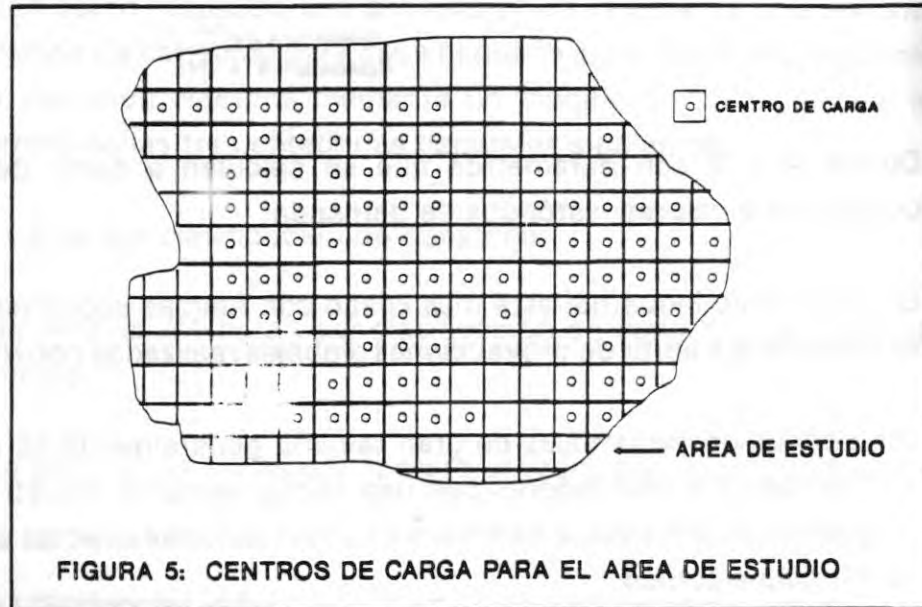
2.1.7 Proyección de Demanda de Potencia localizada

El objetivo básico en esta etapa es determinar los centros de carga de cada ABC del área de estudio durante el horizonte de tiempo previamente definido (Figura 5).

La demanda de potencia en cada ABC se concentra en su centro geográfico

y se obtiene combinando los resultados de tendencias individuales de crecimiento de demanda por clase de carga para cada ABC y los factores de conversión de energía a potencia.

Las tendencias para cada clase de carga que estén expresadas en energía se pasan a tendencias de potencia pico teniendo en cuenta los factores de carga (de curvas de



PROYECCION DE DEMANDA

carga), correcciones por pérdidas, factor de potencia y factor de estacionalidad. La tendencia total de la ABC representada año a año por los centros de carga se encuentra al combinar estas tendencias individuales de potencia pico.

Es importante anotar que se debe realizar una confrontación entre las proyecciones globales de demanda que se calculan para la región (usualmente con modelos econométricos) y la suma de las proyecciones de demanda encontradas para las pequeñas áreas, lo cual sirve como revisión inicial de los resultados hallados.

2.1.8 Seguimiento de la Demanda

Objeto

El objetivo de esta etapa tiene dos aspectos a considerar:

- Mantener un seguimiento continuo de la magnitud y localización geográfica del consumo de energía y la demanda máxima de potencia, que permite hacer los correctivos a los planes de expansión que se derivan de una proyección de demanda.
- Crear o mantener una base histórica de tendencias de crecimiento de usuarios, consumos de energía y demanda máxima de potencia por clase de carga para cada ABC, así como la evolución de la curva de carga para estas.

Estos aspectos son importantes para mejorar las tendencias de crecimiento con que se define cualquier proyección de demanda.

Desarrollo

En la Figura 6 se presenta el diagrama de bloques del proceso. A continuación se describe la función básica de los módulos.

Archivo Maestro de Facturación. Es la fuente principal de alimentación del modelo puesto que contiene la información relacionada con usuarios por clase de carga

PROYECCION DE DEMANDA

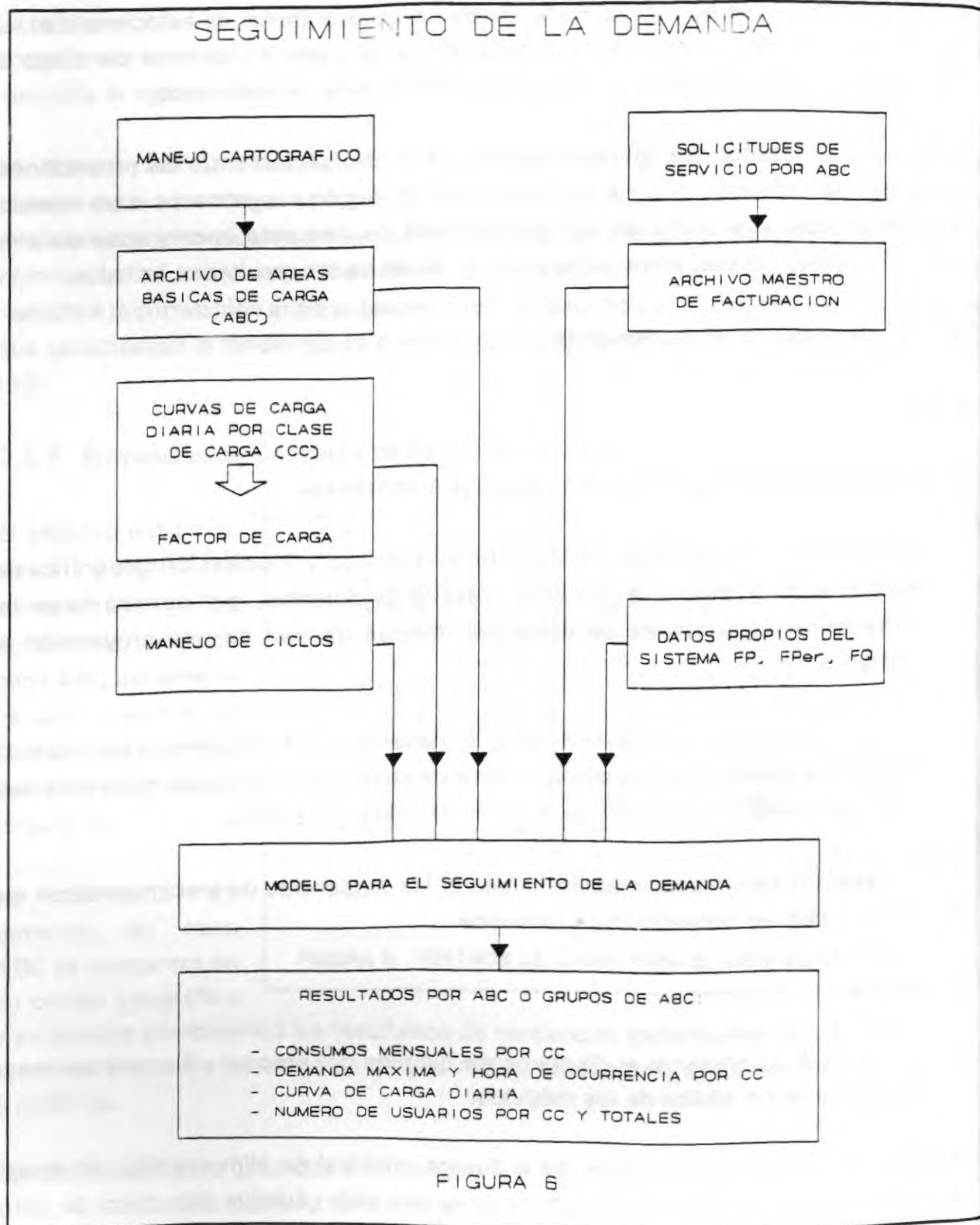


FIGURA 6

localizados geográficamente en cada ABC y sus respectivos consumos de energía. Por ser la base para la facturación de los usuarios es actualizada continuamente obteniendo los resultados del modelo de seguimiento también actualizados.

Archivo de Areas Básicas de Carga (ABC). En este se maneja la información de ABC que existen en el sistema debidamente numeradas e identificadas con base en las coordenadas geográficas.

Estas ABC se encuentran dentro del archivo agrupadas por subestaciones, obteniendo información con el modelo de seguimiento de demanda por ABC, grupo de ABC, o subestación.

Simultáneamente debe existir un mecanismo que pueda identificar por ABC todos los usuarios que entren a formar parte del sistema, así la base cartográfica debe estar relacionada a las ABC.

Manejo de Curvas de Carga. En este módulo se hace el manejo ordenado de curvas de carga por clase de carga, ingrediente fundamental para el cálculo del factor de carga (FC) y posteriormente de la demanda máxima coincidente para cada ABC.

Permite ingresar curvas de carga provenientes de estudios externos o cálculo de la curva promedio por unidad de demanda máxima con base en medidas de campo.

Archivo de Datos Propios del Sistema. Este alimenta al modelo del seguimiento con factores propios del sistema necesarios en el proceso, calculados mediante otros estudios.

Estos factores son:

- . El factor de pérdidas FPer.
- . El factor de potencia FP.
- . El factor de estacionalidad de consumos FQ.

PROYECCION DE DEMANDA

Manejo de Ciclos. En este módulo se hace la corrección de los períodos de lectura de consumos de energía llamados ciclos o consumos de un mes calendario.

Modelos para el Seguimiento de la Demanda. Este modelo sistematizado permite, con base en información suministrada en los puntos anteriores, producir los registros con los cuales se realizará el seguimiento.

El programa recoge los datos relacionados con usuarios por clase de carga y ABC y sus consumos respectivos, hace la corrección por ciclos y pérdidas, posteriormente el traslado de los datos de energía a datos de potencia máxima coincidente en kVA con base en la curva de carga y los factores FQ, FC y FP, para dejar lista la información que posteriormente se extractará.

Resultados. Con base en el archivo de áreas de carga se obtienen los siguientes resultados por ABC, grupo de ABC o subestación:

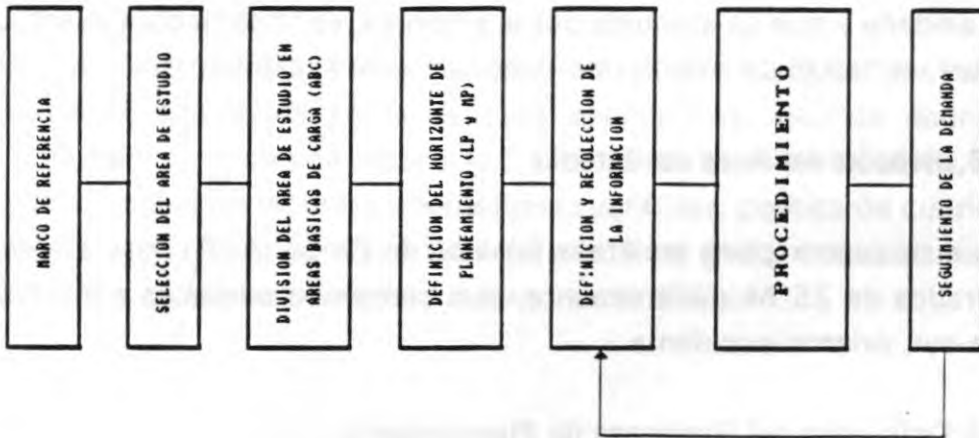
- . Consumos mensuales de energía en kWh por clase de carga
- . Demanda máxima de potencia en kVA por clase de carga y hora de ocurrencia
- . Número de usuarios por clase de carga y totales para el área determinada
- . Curva de carga resultante para cada ABC, grupo o subestación

2.2 PROYECCION DE DEMANDA PARA CIUDADES INTERMEDIAS

La metodología que se presenta es de utilidad para empresas de energía que prestan el servicio a ciudades de mediano tamaño y que no disponen de otros procedimientos técnicamente tan complejos como el aplicado en grandes ciudades.

El derrotero seguido (Figura 7) es similar al de Grandes Ciudades, sin embargo, tiene implícitas simplificaciones para facilitar el proceso, que alteran la precisión de los resultados.

PASOS PARA DESARROLLAR LA PROYECCION DE DEMANDA EN CIUDADES INTERMEDIAS



PROYECCION DE DEMANDA

PROCEDIMIENTO

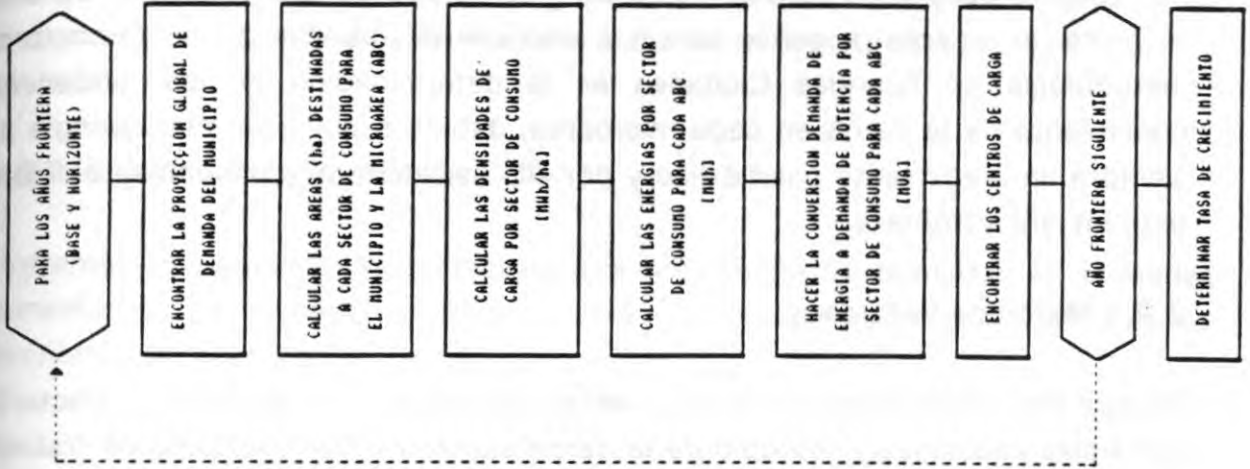


FIGURA 7

La información básica es la proyección global de demanda del mercado o región para el año base y el año horizonte, efectuada utilizando modelos econométricos. La demanda se desagrega para el municipio y como paso final por microáreas, esto es, se parte de un nivel superior para ir a uno inferior. La otra gran diferencia con la metodología de Grandes Ciudades es la determinación de las tendencias de crecimiento de la carga en cada microárea, debido a que esta metodología asume siempre un crecimiento geométrico y por ello se realiza el procedimiento solamente para los años frontera.

2.2.1 Marco de Referencia

En este paso se establecen todas aquellas condiciones, suposiciones y características generales asociadas al estudio de la carga actual y futura del área de trabajo y al mismo sistema eléctrico, las cuales en último término determinan el alcance del estudio de proyección de demanda.

2.2.2 Selección del Area de Estudio

El área de estudio corresponde al casco urbano del municipio bajo análisis. La zona rural aledaña y que es atendida por la empresa, es tratada para el estudio como carga puntual, evitando de esta forma distorsionar los resultados.

2.2.3 División del Area de Estudio

El área se descompone en Areas Básicas de Carga (ABC) consistentes en pequeños cuadrados de 25 ha generalmente, con contornos paralelos a los ejes coordenados norte-sur, oriente-occidente.

2.2.4 Definición del Horizonte de Planeamiento

Este paso es importante porque establece en parte el alcance del estudio y sus consecuentes necesidades en el nivel de información.

PROYECCION DE DEMANDA

Los horizontes de tiempo se acostumbran dividir en dos: Largo plazo y mediano plazo. El primero tiene utilidad de tipo estratégico y el segundo para fines decisorios, al tener un margen de incertidumbre menor. En general el largo plazo comprende períodos de tiempo superior a los 10 años, el mediano plazo entre 5 y 10 años.

2.2.5 Definición de la Información

La información requerida para efectuar una proyección de demanda en ciudades intermedias es de procedencia de estimaciones más generales y por lo tanto es conveniente darle énfasis a ciertos aspectos:

Proyección Global de Demanda por Sector de Consumo para el Mercado.

Es una proyección de demanda con una desagregación a nivel de regiones que se encuentra con modelos econométricos, utilizada principalmente para los estudios de expansión de los sistemas de generación y transmisión y proyecciones financieras de la empresa [40].

Estas proyecciones de demanda, se efectúan para diferentes escenarios, los cuales se elaboran bajo varios supuestos sobre eventos económicos, política económica, crecimiento demográfico, niveles de costos de prestación del servicio eléctrico, niveles de precios de oportunidad de recursos energéticos sustitutos, política de cubrimiento del servicio eléctrico residencial, estructura de pérdidas, política de reducción de pérdidas y operación del sistema eléctrico a largo plazo [38],[41].

Consumidores por Clase de Carga

Es la identificación del número de consumidores asociados a una clase de carga y a un estrato en particular. Se encuentra mediante censo de usuarios y la actualización consecuente de las bases de datos. Esta información se obtiene del archivo maestro de facturación y se utiliza para calcular las participaciones de las diferentes

PROYECCION DE DEMANDA

clasificaciones de usuarios dentro del total y para ubicar los usuarios en los planos de zonificación.

Usos del Suelo

Se obtiene a partir de los planes de desarrollo de la ciudad elaborados por los institutos estatales correspondientes. Estos planes suministran información relativa a la localización futura de áreas dedicadas a usos residenciales, comerciales, industriales, oficiales, viales, recreacionales, etc.

En general para la elaboración de los planos de uso futuro de la tierra se toma como base el plano del municipio suministrado por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (I.G.A.C.), el cual debe ser actualizado cuando sea necesario. A este plano se le incorpora el plan vial de la ciudad y la evolución de la estructura urbana actual con base en la información suministrada por Planeación Municipal, Planeación Departamental, el Plan de Ordenamiento Urbano y las consultadas con otras entidades directamente relacionadas con los nuevos desarrollos de la ciudad. Posteriormente se procede a zonificar el plano así obtenido, identificando el uso futuro de la tierra de acuerdo con estos planes y a las estadísticas y proyecciones que sobre consumo posea la empresa.

Características de la Carga

La información fundamental es la determinación del factor de carga asociado a cada clase de carga y por estrato. Estos se encuentran mediante mediciones directas y cálculos a los alimentadores o parte de ellos cuya carga servida sea más o menos homogénea. Es también de gran utilidad conocer los factores de diversidad asociados a cada clase de carga y entre éstas.

Además debe conocerse un estimativo sobre el crecimiento o aparición de cargas especiales de bastante significación en el área de estudio para no afectar el cálculo de las densidades de carga. La demanda rural es un ejemplo particular de esta situación.

2.2.6 Procedimiento

El procedimiento que a continuación se describe son los pasos que se llevan a cabo para desagregar la demanda global del municipio entre las microáreas resultantes del área de estudio para los años frontera (año base y año horizonte).

- . Encontrar la proyección global de demanda del municipio.

Se calcula a partir de las participaciones de facturación que tiene el municipio en el mercado o región para cada sector de consumo considerado.

- . Calcular las áreas destinadas a cada sector de consumo para el municipio y el ABC.

Se realiza utilizando un planímetro y los planos cartográficos del área de estudio. El resultado son las hectáreas (ha) que cada sector de consumo necesita dentro del municipio y en el Area Básica de Carga.

- . Calcular las densidades de carga por sector de consumo (MWh/ha)

Se halla dividiendo para cada sector de consumo su respectiva demanda global y el área total en el municipio empleada para dicho tipo de carga.

- . Calcular la energía por sector de consumo para cada ABC.

Es el producto entre el área destinada a un sector de consumo "j" en la ABC "k", su respectiva densidad de carga y los factores de saturación.

Los factores de saturación corresponden a la relación entre el área necesaria y el área disponible. Puede evitarse su utilización si dentro de los planos de uso futuro de la tierra, se contemplan los límites de desarrollo para el año horizonte.

PROYECCION DE DEMANDA

$$\text{Demanda de Energía}_j(k) = \text{Densidad de Carga}_j \times \text{área}_j(k) \text{FS}_j \quad [\text{MWh}] \quad (2.3)$$

FS_j : Factor de saturación para el sector de consumo j

- Hacer la conversión demanda de energía a demanda de potencia por sector de consumo para cada ABC.

Se obtiene a través de los factores de carga y potencia propios de cada sector de consumo.

$$\text{Demanda de Potencia}_j(k) = \frac{\text{Demanda de Energía}_j(k)}{\text{FC}_j \text{FP}_j T} \quad [\text{MVA}] \quad (2.4)$$

FC_j: Factor de carga en un período de tiempo T asociado al sector de consumo j

FP_j: Factor de potencia para el sector de consumo j

- Encontrar los centros de carga

La forma más simple es sumando las demandas de potencia de cada sector de consumo para la ABC, es decir, considerar que las cargas de cualquier tipo tienen aproximadamente picos coincidentes. La otra forma requiere conocer los factores de diversidad entre los diferentes sectores de consumo. Esta demanda se considera que está concentrada en el centro geográfico de la ABC.

El anterior procedimiento se aplica tanto para el año base como el año horizonte para posteriormente calcular la tasa anual de crecimiento "i" en cada ABC así:

$$\text{Demanda año horizonte} = (1+i)^n \text{Demanda año base} \quad (2.5)$$

Donde n es el número de años entre el base y el horizonte.

La estimación de la demanda de los alimentadores para un año determinado puede presentar una gran desviación por la entrada de grandes bloques de usuarios o cargas

puntuales de gran significación, por lo cual es más conveniente definir varias etapas dentro del horizonte de planeamiento y encontrar mediante el anterior procedimiento sus respectivas tasas de crecimiento "i".

2.2.7 Seguimiento de la Demanda

La metodología es idéntica a la de grandes ciudades y busca también establecer las medidas correctivas a los planes de expansión derivados de una proyección de demanda.

2.3 PROYECCION DE DEMANDA PARA PEQUEÑAS CIUDADES Y SECTOR RURAL

La principal dificultad que se ha encontrado para aplicar los modelos más sofisticados de proyección de demanda de energía eléctrica a municipios considerados pequeños y a sector rural, es la falta de información necesaria para alimentar dichos modelos.

Se debe tener en cuenta que la sola existencia de la información requerida por un modelo no es razón suficiente para aplicarlo, hay que considerar otros factores como son el costo del modelo, la precisión que se quiere del pronóstico, el tiempo de alimentación del modelo, etc. Estos factores de costo, precisión y dificultad son decisivos para la elección del modelo, sobre todo para pequeños municipios y sector rural.

La metodología que se expone en este capítulo tiene resolución hasta el nivel de usuario, sirviendo de base para posteriormente planificar y diseñar la red secundaria, el transformador de distribución y la distribución primaria. De igual forma, se podrán determinar las necesidades en subtransmisión para la zona de estudio.

2.3.1 Características de la Zona de Estudio

La mayoría de los municipios colombianos están enmarcados dentro de la tipificación de pequeños municipios. De ahí la importancia de unificar una metodología de

PROYECCION DE DEMANDA

proyección de demanda de energía eléctrica para ese tipo de localidades, pues los mayores desarrollos en este campo se han centrado en las grandes ciudades.

Algunas de las características que puede tener la zona de estudio son:

- . Tener menos de 25000 habitantes por cabecera municipal
- . Con menos de 100 transformadores de distribución urbanos
- . Con dos o tres circuitos primarios urbanos
- . Con un predominio del sector residencial, con un escaso comercio y con un sector industrial limitado casi a procesos artesanales.
- . Cuentan con un precario planeamiento urbano y rural.
- . En la mayoría de las veces los circuitos primarios rurales son una prolongación de los circuitos primarios urbanos y viceversa.
- . La expansión de la red eléctrica ha sido el resultado del mantenimiento más que de un planeamiento.

Se supone que el área de estudio durante el período de planeamiento no tenga un gran desarrollo, de tal manera que se pueda seguir aplicando el modelo propuesto y no haya necesidad de recurrir a otra metodología de proyección de demanda.

2.3.2 Proyección de Demanda

La información básica son los registros históricos de facturación del área de estudio, desagregados por sectores de consumo.

La proyección se adelanta por medio de un modelo de tendencia. Para determinar las tasas de crecimiento normal de la demanda, por crecimiento vegetativo y entrada normal de nuevos usuarios, se depura la serie histórica sin tener en cuenta la entrada de bloques considerables de usuarios o cargas especiales grandes.

Esta parte de la demanda no considerada, se incorpora posteriormente en la proyección global con las tasas de crecimiento encontradas en forma puntual para las cargas especiales.

PROYECCION DE DEMANDA

En un siguiente paso, las proyecciones de demanda se ajustan con los estimativos de pérdidas que se tengan para obtener una proyección de demanda real. (Ver Figura 8)

Proyección del número de Usuarios

Para determinar el número de usuarios a servir se pueden adoptar dos métodos: con una investigación del mercado urbano y rural del servicio de energía eléctrica o por tendencia.

. Investigación del mercado urbano y rural del servicio de energía eléctrica

Efectuando un estudio que tenga como objetivo presentar la cobertura del servicio de energía en las zonas rurales y urbanas del área de influencia.

En el sector rural se identifica para cada grupo veredal la cantidad de suscriptores que lo conforman, el número de viviendas rurales sin servicio, población rural con servicio, estas últimas como resultado del censo de viviendas rurales sin electrificar en la zona de influencia.

En cuanto al sector urbano, se identifica la cobertura urbana para cada uno de los municipios, logrando establecer el número de viviendas urbanas que no tienen servicio de energía.

. Por tendencia

Con los registros históricos del número de usuarios por sector de consumo y utilizando el análisis de series de tiempo se proyectan los usuarios. Estos registros deben ser depurados para que no incluyan la entrada de grandes bloques de usuarios que alteran la tasa normal de crecimiento. Los usuarios excluidos son posteriormente agregados a la proyección en forma puntual.

PROYECCION DE DEMANDA EN PEQUEÑAS
CIUDADES Y SECTOR RURAL

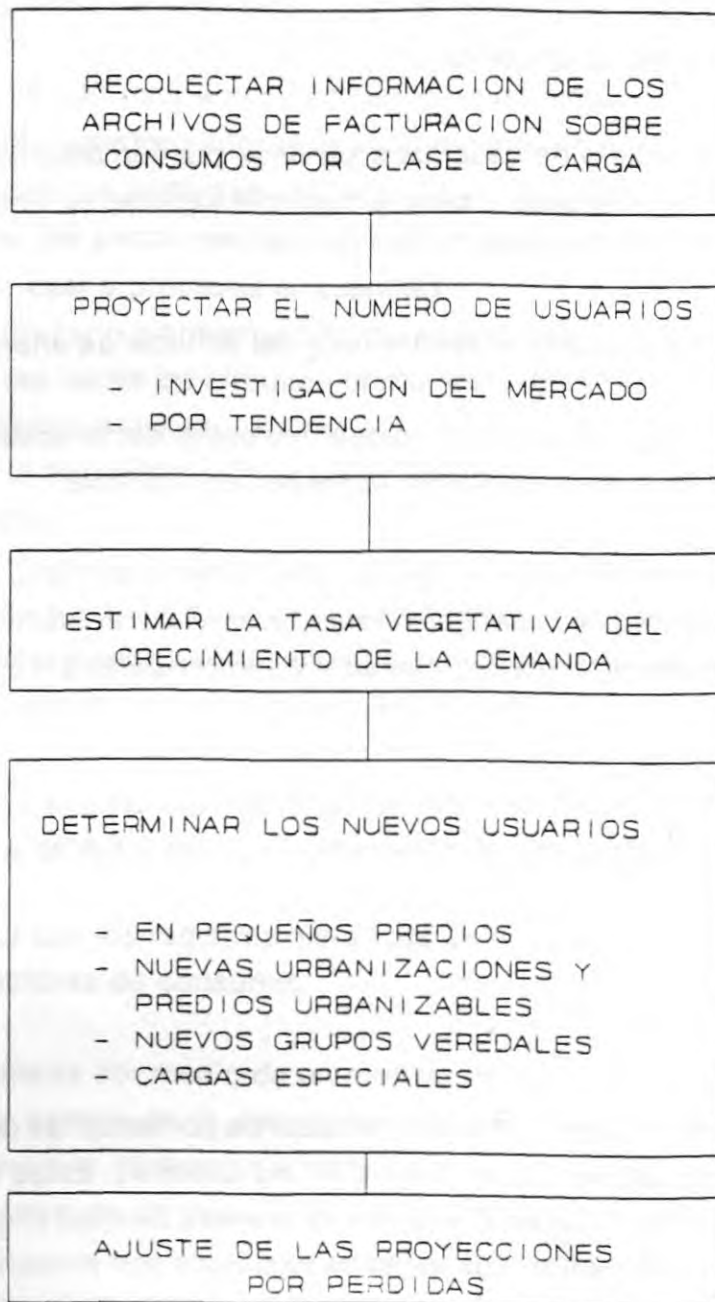


FIGURA 8

Estimación de la Tasa Vegetativa del Crecimiento de la Demanda

Con las proyecciones de demanda y número de usuarios se obtienen los kWh promedio por usuario en cada año. La tasa de crecimiento de este promedio es un estimativo de la tasa vegetativa de crecimiento de la demanda.

La tasa vegetativa es básica para el diseño de la red secundaria y para establecer la capacidad del transformador de distribución.

Usuarios Nuevos en Pequeños Predios

Se supone que el usuario a establecerse en estos predios es del mismo tipo de los usuarios que lo rodean. Se les asigna un consumo igual al promedio calculado para su sector, dependiendo del año en que se estime que entra. Su demanda se proyecta con la tasa de crecimiento vegetativa.

Los predios en que se tengan definidas construcciones especiales se tratan puntualmente.

Nuevas Urbanizaciones y Predios Urbanizables

La posible entrada de estos nuevos usuarios se localiza tanto en el espacio como en el tiempo, consultando para ello las dependencias encargadas del planeamiento y desarrollo urbano.

Será necesario determinar el número de usuarios que ingresarán de cada sector y la nueva carga de alumbrado público.

A estos usuarios se les asigna un consumo y tasa de crecimiento vegetativa iguales a la encontrada para los usuarios ya establecidos. Esta nueva demanda se adiciona a las proyecciones globales.

PROYECCION DE DEMANDA

Nuevos Grupos Veredales

Igualmente se ubicarán en el espacio y tiempo la posible entrada de estos nuevos usuarios localizados en el sector rural.

Cargas Especiales

La entrada de consumos considerables con localizaciones puntuales en el área de estudio se tratan individualmente para ser incorporados dentro de la proyección de demanda.

2.3.3 Modelo General de Proyección de Demanda a Corto Plazo

La formulación matemática de este modelo involucra términos que persiguen definir de la mejor manera posible el comportamiento específico de todos los componentes. Es así como el modelo matemático contempla de manera independiente el comportamiento de los usuarios residenciales, comerciales, industriales, las cargas especiales, alumbrado público, uso oficial.

En términos generales, el estimativo de la demanda de energía eléctrica se compone de seis fuentes básicas como son la del sector residencial, sector comercial, sector industrial, cargas especiales, el consumo por alumbrado público y del sector oficial y se expresa como sigue:

$$D_{jL} = DR_{jL} + DC_{jL} + DI_{jL} + DCE_{jL} + DAP_{jL} + DVO_{jL} \quad (2.6)$$

Donde:

- j: Año a considerar
- L: Municipio, zona o línea a considerar
- D: Demanda total
- DR: Demanda residencial

PROYECCION DE DEMANDA

- DC: Demanda comercial
DI: Demanda industrial
DCE: Demanda por cargas especiales
DAP: Demanda por alumbrado público
DVO: Demanda por consumidores oficiales

Cada uno de los términos que compone la ecuación (2.6) tiene su desarrollo propio y de acuerdo con la calidad y cantidad de información disponible se puede utilizar para dar unos resultados exactos, pero si no se tiene datos suficientes y de buena calidad lo mejor es hacer pequeñas adaptaciones de los diferentes términos del modelo para obtener unos resultados satisfactorios y con menos errores.

Y es así como en este modelo se utiliza el término de la demanda residencial para saber la demanda futura y se expresa como sigue:

$$DR_{j,L} = \sum_{i=1}^{NE} DR_{i,j,L} \quad (2.7)$$

donde:

- $DR_{j,L}$: Demanda residencial total
 $DR_{i,j,L}$: Demanda residencial total por estrato
i: Estrato (seis estratos 1 a 6)

La formulación del cálculo de la demanda para cada estrato es:

$$DR_{i,j,L} = (X_{i,o,L})(a_{i,o})(1 + TV_i)^J + \sum_{k=1}^J (X_{i,k,L})(a_{i,o})(1 + TV_i)^{J-k} \quad (2.8)$$

donde:

- o: Año base, que se refiere al año cero
k: Años comprendidos entre el siguiente al año o y el año J
NE: Número de estratos o sectores considerados
 $X_{i,j,L}$: Número de viviendas del estrato

PROYECCION DE DEMANDA

- $X_{i,k,L}$: Incremento en el número de viviendas
- $a_{i,o}$: Consumo unitario promedio
- TV_i : Tasa de crecimiento vegetativo del consumo unitario promedio

El modelo de demanda residencial puede utilizarse en el resto de sectores de consumo, por lo cual, la formulación generalizada de este modelo es como sigue:

$$D_{j,L} = \sum_{i=1}^{NS} D_{i,j,L} \quad (2.9)$$

$$D_{i,j,L} = (X_{i,o,L})(a_{i,o})(1 + TV_i)^J + \sum_{k=1}^J (X_{i,k,L})(a_{i,o})(1 + TV_i)^{J-k} \quad (2.10)$$

Funcionamiento del Modelo

- Datos Fijos.

De los datos anteriormente dados son fijos y reales los siguientes:

- $a_{i,o}$ Los consumos unitarios por sector
- $X_{i,j,L}$ Los usuarios servidos puestos en facturación
- $X_{i,k,L}$ Los usuarios no servidos que son el resultado del estudio de investigación del mercado urbano y rural del servicio de energía eléctrica en el departamento.

- Manejo del Modelo

- Primero se debe colocar el número de viviendas en los años base ajustando el crecimiento de la población.
- Luego se ajustan las coberturas y porcentajes de distribución de su uso para hallar el número de usuarios residenciales, comerciales, industriales, agrícolas, oficiales y los no servidos.

PROYECCION DE DEMANDA

Si hay desbalance, se debe ajustar nuevamente el crecimiento de la población hasta que se obtengan los datos fijos y reales.

Ajustados los 5 años base en el número de viviendas totales, como los usuarios de todos los sectores, se entra a ajustar los consumos totales en el año por sector, variando aquí el consumo promedio base de cada sector.

Ajustado el modelo nos muestra los datos de usuarios, incremento de usuarios, consumo por sector, demanda total en MWh, los MVA y los usuarios sin servicio, la cobertura, el crecimiento poblacional, consumos promedio base y distribución por sector.

Para hacer proyección se colocan todas las coberturas hasta llegar al 100% en los 10 años de validez del modelo.

3. CRITERIOS DE PLANEAMIENTO

En la formulación del Plan de Expansión, el planificador se encuentra con limitaciones de tipo técnico en los componentes del sistema y con requerimientos de calidad asociados al servicio. Estas limitaciones conllevan a adoptar unos criterios representados por restricciones de carácter técnico, que garanticen la operación del sistema desde un punto de vista seguro, confiable y con calidad. Desde el punto de vista económico se establece el criterio de mínimo costo eficiente que considera los niveles de pérdidas como una de las variables de la función objetivo.

En términos generales, ligados a las limitaciones técnicas de las componentes se definen los niveles de tensión y sus fluctuaciones permisibles, las cargabilidades máximas de las redes y transformadores y los niveles de cortocircuito aceptados.

En cuanto a los requerimientos de calidad se adoptan los criterios de regulación de tensión y la confiabilidad del servicio como parámetros que permitan cuantificarla. A continuación se hace una descripción de los criterios utilizados en planeamiento y al final del capítulo se muestra la Tabla 4 que contiene los valores empleados por diferentes empresas de distribución de energía.

La unificación de criterios entre empresas es un estado conveniente al cual debe procurarse llegar como un elemento adicional en la búsqueda de la eficiencia.

3.1 NIVEL DE TENSION

Dependiendo de las características físicas de cada sistema y los requerimientos de calidad, se determinan los niveles óptimos de tensión nominal tanto para la distribución primaria, como para la distribución secundaria.

3.2 REGULACION

La regulación está relacionada con los límites de tensión que garantizan un funcionamiento adecuado de los equipos eléctricos ajustados a los niveles de calidad requeridos por el usuario en condiciones de operación normal. Así mismo deben

CRITERIOS DE PLANEAMIENTO

establecerse los límites permisibles durante condiciones de emergencia para los elementos principales del sistema de distribución.

3.3 CARGABILIDAD

La cargabilidad es la potencia máxima que pueden soportar los equipos eléctricos y que usualmente se especifica como un porcentaje de la capacidad nominal de éstos.

Los límites que se adoptan, que tienen en cuenta condiciones ambientales y características de funcionamiento de los elementos del sistema eléctrico, buscan evitar la pérdida de vida útil de éstos para cualquier condición normal de operación del sistema.

Para condiciones de emergencia acaecidas por situaciones de contingencia, se admiten sacrificios moderados de vida útil bajo el supuesto de que dichas condiciones no permanecen durante períodos de tiempo prolongados.

En condiciones normales de operación, el límite de cargabilidad asignado a los transformadores de potencia está dominado prácticamente por el margen de seguridad que debe dejarse para permitir posibles transferencias de carga entre ellos. Para condiciones de emergencia, los límites de cargabilidad son función de la capacidad máxima de transformación de éstos, la cual depende entre otros, de los siguientes factores: temperatura de los devanados y del aceite, la clase de refrigeración, del período de carga máxima y de las características de las conexiones [1],[33].

La cargabilidad de los transformadores de distribución está relacionada bajo dos aspectos, uno desde el punto de vista térmico y otro por lo económico. El criterio de cargabilidad térmica está ligado con las características dieléctricas de los aislantes, pérdida de vida útil tolerada, etc. El segundo aspecto está asociado con parámetros económicos (inversión y pérdidas) que inciden en la selección de los transformadores, dependiendo de la carga a manejar, aspectos que son tratados ampliamente en modelos de manejo de carga en transformadores [29].

CRITERIOS DE PLANEAMIENTO

En el caso de líneas, para determinar la cargabilidad se debe tener en cuenta consideraciones de tipo económico (costos de inversión y costos de pérdidas) y las posibilidades de transferencia de carga de tal forma que bajo condiciones de emergencia puedan tomar toda su carga más parte de un circuito adyacente. La cargabilidad normalmente está dada en MVA o en porcentaje de la capacidad térmica del conductor.

3.4. NIVEL DE CORTOCIRCUITO

Es el valor máximo de la corriente de corto que se admite para el sistema. El criterio establece diferentes valores dependiendo del nivel de tensión de diseño en el que operan los elementos del sistema eléctrico.

Las corrientes de cortocircuito deben limitarse a valores que tengan en cuenta el dimensionamiento de los elementos conectados a la red, evitando con esto su destrucción.

La selección de los niveles de corto admisibles depende de las mismas características eléctricas del sistema, buscando optimizarlo desde el punto de vista técnico – económico.

3.5 CONFIABILIDAD

La confiabilidad es la probabilidad de que un sistema o un equipo cumpla sus objetivos adecuadamente durante un período determinado de tiempo y bajo unas condiciones dadas de operación.

La esperanza para un usuario de disponer de un servicio continuo depende básicamente de las características físicas del sistema eléctrico y de las condiciones de operación del mismo, que dependen de los mismos consumos, factores climáticos, infraestructura existente, etc. Este nivel de confiabilidad debe responder a

CRITERIOS DE PLANEAMIENTO

un compromiso entre las capacidades económicas de las partes involucradas, empresa y usuario.

Usualmente la confiabilidad se expresa por medio de índices numéricos que describen la continuidad del servicio para el usuario. Estos índices se calculan a partir de valores históricos o estadísticas sobre tasas de falla y tiempos de reparación de los diferentes elementos que conforman el sistema de distribución, considerando lógicamente las características y configuración de la red [5].

Los índices de confiabilidad utilizados en distribución se agrupan bajo dos categorías: orientados al consumidor y orientados a la carga. En el primer caso se pueden citar el FEC (Frecuencia Equivalente de interrupción por Consumidor) y el DEC (Duración Equivalente de interrupción por Consumidor) [25].

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)t(i)}{Cs} \quad (3.1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (3.2)$$

Donde:

Ca(i): Número de consumidores que quedan sin servicio en la interrupción i.

t(i) : Tiempo que dura la interrupción.

Cs: Número total de consumidores del sistema.

n: Número de interrupciones.

Para sistemas radiales el análisis predictivo se hace con técnicas de confiabilidad aplicados a sistemas serie:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j n_j r_j Ca_j}{Cs} \quad [\text{horas/consumidor/año}] \quad (3.3)$$

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j n_j Ca_j}{Cs} \quad [\text{Interrupciones/año}] \quad (3.4)$$

Donde:

- λ_j : Tasa de falla del componente j.
- n_j : Número de componentes j existentes en el sistema.
- r_j : Tiempo medio de reparación del componente j.
- Ca_j : Número de consumidores dejados de atender por una interrupción causada por una falla en el componente j.
- m : Número de diferentes tipos de componentes que son considerados en el análisis.

De manera análoga pueden calcularse índices para partes del sistema, v.g. alimentadores.

Dentro de los índices orientados a la carga, se pueden mencionar la Energía No Suplida (ENS) y la energía promedio racionada por consumidor, (ENS/Cs).

$$ENS = \sum_{j=1}^m \frac{Pprom.}{U_j} \quad (3.5)$$

$$Pprom. = Ppico \times \text{Factor de Carga} \quad (3.6)$$

$$U_j = \frac{1}{r_j} \quad (3.7)$$

Donde:

CRITERIOS DE PLANEAMIENTO

U_j : Es la tasa de reparación del componente j .

La confiabilidad del sistema se ve altamente favorecida cuando existe posibilidad de hacer transferencias de carga entre alimentadores y cuando el alimentador se diseña con varios tramos conectados entre sí mediante seccionadores. En el primer caso los consumidores sometidos a la interrupción pueden ser servidos de alimentadores adyacentes que dispongan de capacidad extra para atender el incremento de la carga.

El segundo aspecto busca evitar que la totalidad de los usuarios atendidos por un mismo alimentador queden sin servicio al desconectar solamente el tramo fallado, en este caso los usuarios asociados estarían sometidos a una desconexión durante todo el tiempo de restablecimiento, mientras que los usuarios restantes lo estarían únicamente durante el tiempo de localización de la falla.

Los criterios de confiabilidad respecto a configuración de la red condicionan la necesidad de transferencias de carga entre alimentadores y un número mínimo de seccionamientos por alimentador o por unidad de longitud de éstos.

A pesar de que existe conciencia dentro de las empresas de energía del país acerca de la importancia de involucrar criterios de confiabilidad en el planeamiento de los sistemas de distribución, todavía no existe normatividad sobre índices que tienen que evaluarse, así como sus respectivos valores.

3.6 PERDIDAS

Debido a los costos cada vez más crecientes de la energía eléctrica y considerando que las pérdidas en el sistema de distribución inciden en el aumento de capacidad de generación para suplirlas, es necesario involucrar el costo de éstas dentro del proceso de planeamiento de los sistemas eléctricos.

Cada empresa definirá sus niveles de pérdidas de acuerdo con los análisis beneficio/costo propios para su sistema [44].

TABLA 4
CRITERIOS DE PLANEAMIENTO

CRITERIO	EMPRESAS								
	EEB	EPPM	CVC	EMCALI	CORELCA (1)	ELECTRANTA	CHEC	CELGAC	ESSA
1 Nivel de Tensión									
- Red Primaria (kV)									
Monofásica	7.6 (1)	7.6			13.8	13.2/7.6	7.6		
Trifásica	11.4; 34.5/13.2(1)	13.2; 44	13.2; 4.16	13.2	13.8	13.2	13.2	13.2	13.2
- Red Secundaria (V)									
Monofásica		120/240	120/240	120/240	120/240	120/240	120/240	120/240	120/240
Trifásica	120/208	120/208	120/208	120/208	127/220	127/220	120/208 127/220	120/208	120/208 127/220
2 Regulación (%)									
- Zona Urbana									
- Red Primaria									
Normal	2		3		3	5	5	5	3
Contingencia						7			5
- Transformadores									
Normal	4	3, 2(2)	3	3	3	+2.5/-7.5	2.5	3	5
Contingencia						7.5			
- Red Secundaria	3	3	3	4	7	4	4	3	5
- Acometida	1	1	1	1	1	5	1.5	1	1
- Alimentador Rural	5		5	5	10	-7.5	13	5	3
3 Cargabilidad (%)									
- Líneas									
Normal	65	45	80		85	85	75	80	85
Contingencia	100	75			100	100	100	100	100
- Transformadores									
Potencia									
Normal	77 (3), 100 (4)	86.6	80	80	100	80		80	90
Contingencia	145	133		115(5); 110(6)		100		120	120
- Distribución	120	125	120	100	100	120	100	100	100
4 Nivel de Cortocircuito (kA)									
15 kV	10		21.8		10	25		10	
36 kV	25		25.1		10	25		25	
72 kV	25				12.5			25	
125 kV	31.5		25.1		12.5	31.5		31.5	
245 kV	40		26.2		25			40	

TABLA 4
CRITERIOS DE PLANEAMIENTO

CRITERIO	EMPRESAS								
	EEB	EEPPM	CVC	EMCALI	CORELCA (1)	ELECTRANTA	CHEC	CELGAC	ESSA
5 Confiabilidad									
- Configuraciones									
N° de seccionamientos por alimentador	3	3	2	3		2			3
Posibilidad de Transferencia de carga entre alimentadores	si	si	si	si		si	si	si	si
Relación del Número de Unidades y la Potencia Firme de la S/E	2x30/45 MVA 3x30/90 MVA	2x(60/20/60)		3x41 MVA					
- Indices									
FEC (interrupciones/año)	5								
DEC (horas/año)	5								
Frecuencia Promedio de Interrupciones por Alimentador	65.32/año (7)		39.48/año (7)						
Duración Promedio de Interrupciones por Alimentador	35.94 h (7)		14.92 h (7)						

NOTAS

- (1) Valores aplicables a distribución rural
- (2) Regulación correspondiente a transformadores trifásicos
- (3) Cargabilidad máxima para aquellos casos en los que existen dos unidades de transformación por subestación
- (4) Cargabilidad máxima para aquellos casos en los que existen tres unidades de transformación por subestación
- (5) Cargabilidad para transformadores de relación 115/13.2
- (6) Cargabilidad para transformadores de relación 115/34.5
- (7) Corresponden a valores históricos para el sistema

4. PLAN DE EXPANSION

El objetivo en la formulación del plan de expansión del sistema de distribución es definir los requerimientos de subestaciones, alimentadores primarios, redes secundarias, materiales y equipos de distribución necesarios para atender óptimamente la demanda, bajo unos criterios determinados de calidad y confiabilidad.

El planificador de la red eléctrica, a partir de las perspectivas de crecimiento de la demanda, su localización, restricciones y criterios técnicos fijados, formula las alternativas que cumplen las restricciones en cuanto a calidad y confiabilidad del servicio. La alternativa de mayor eficiencia económica, será la que se adopte como solución a la expansión del sistema de distribución. Este es un proceso dinámico que refiere revisiones y ajustes periódicos.

Es de anotar que debe existir un nivel adecuado de compatibilidad entre los planes de expansión previstos para los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución. Si bien en este capítulo se discute la expansión acerca de los sistemas de distribución, debe entenderse que su desarrollo encaja dentro del marco global de Planeación del Sistema Eléctrico Total.

Para definir las estrategias con las cuales se efectuará la expansión del sistema, se utilizan fundamentalmente dos procedimientos:

- . Mediante lógica heurística y apoyado por los criterios o experiencia del planificador.
- . Utilizando técnicas de optimización como la programación lineal y la programación dinámica, aplicados a modelos integrales que combinan el tratamiento de los criterios técnicos y económicos.

Este capítulo explica la aplicación de ambos procedimientos, que en último término su utilización depende de la complejidad del sistema bajo estudio. La Figura 9 ilustra en forma general el proceso.

PLAN DE EXPANSION

PLAN DE EXPANSION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION

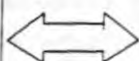
ANALISIS DEL SISTEMA

- ESTADO ACTUAL
- ESTADO FUTURO



IDENTIFICACION DE ALTERNATIVAS

- RED DE SUBTRANSMISION
- SUBESTACIONES
- DISTRIBUCION PRIMARIA
- DISTRIBUCION SECUNDARIA



ANALISIS TECNICO ECONOMICO



SELECCION DE ALTERNATIVAS

FIGURA 9

4.1 ANALISIS DEL SISTEMA

Para desarrollar el plan de expansión del sistema de distribución deben considerarse sus características con relación a la existencia de equipo, instalaciones y condiciones de operación tanto actuales como futuras para estados normales y de contingencia. Se sobrentiende que son conocidas las estimaciones de la carga en cuanto a magnitud y localización.

4.1.1 Estado actual del Sistema de Distribución

Consiste en realizar la inspección y evaluación técnica de las condiciones de operación que presentan los elementos del sistema de distribución (subestaciones, distribución primaria y distribución secundaria) bajo configuración normal y de contingencia. La evaluación se realiza mediante flujos de carga y programas de cortocircuito principalmente. En el caso de los índices de confiabilidad, la distribución primaria se estudia utilizando modelos para sistemas serie, analizando también los efectos de la capacidad de transferencia de carga con otros alimentadores, seccionalización de circuitos y fallas de las protecciones (fusibles).

Las principales características que se evalúan para el sistema de distribución son:

- . Niveles de cargabilidad basados en una curva de carga diaria de los principales elementos del sistema como transformadores de las subestaciones y alimentadores primarios (ramales principales).
- . Restricciones operativas
- . El estado de la red.
- . Regulación de tensión.
- . Niveles de pérdidas de potencia y energía.
- . Niveles de cortocircuito.
- . Fallas promedio por año.
- . Tiempo promedio de reparación por falla.
- . Frecuencia de interrupción a usuarios.
- . Tiempo de interrupción a usuarios.
- . Magnitud del racionamiento.

PLAN DE EXPANSION

Adicionalmente se debe revisar el cumplimiento y evolución que han tenido planes de expansión programados en años anteriores.

Este diagnóstico determina las desviaciones que presenta el comportamiento del sistema confrontados con las restricciones establecidas por el planificador para dar una idea inicial de la posibilidad del desarrollo futuro del sistema de distribución bajo las nuevas consideraciones. Es posible que ya en este punto se hagan menos rigurosas algunas de las restricciones elegidas inicialmente, por lo menos en el corto plazo.

4.1.2 Estado futuro sin Proyectos Adicionales

Tiene como objetivo determinar las condiciones operativas que tendrá el sistema eléctrico durante el horizonte de tiempo previamente definido. Estos resultados servirán en la evaluación económica para establecer las características de la alternativa de referencia (sin proyecto).

Se anota que las obras definidas para el corto plazo sin posibilidad de ser alteradas, deben incluirse en esta evaluación, ubicándolas a partir del año para el cual esté programada su entrada en operación.

Con las características del sistema de distribución del año base, con las proyecciones de demanda y su localización y teniendo en cuenta las nuevas obras ya decididas, se analiza el sistema de distribución año a año del horizonte de planeamiento.

El análisis eléctrico se hace por medio de flujos de carga, tanto para la configuración normal como de contingencia. Los estudios de cortocircuito sirven para determinar los años en que se exceden las capacidades de interrupción de los equipos.

Con técnicas de confiabilidad predictiva, basadas en las tasas de falla y tiempos de reparación históricos de los elementos del sistema de distribución y utilizando los modelos de evaluación de sistemas serie, se estima la evolución de los índices de confiabilidad desde el punto de vista del sistema (p.e. racionamiento esperado) y del usuario (p.e. duración de interrupción equivalente por consumidor -DEC- y frecuencia de interrupción equivalente por consumidor -FEC-).

Estos análisis permiten entre otros aspectos:

- . Mostrar que para mantener las condiciones de servicio a los usuarios será necesario invertir en el sistema de distribución.
- . Identificar los puntos en los cuales es necesario plantear refuerzos o remodelaciones al sistema de distribución.

4.2. IDENTIFICACION DE ALTERNATIVAS

A la hora de plantear las opciones de expansión que la red tomará en el futuro, el número de posibilidades ofrecidas al equipo planificador es muy elevado. Será por tanto necesario disponer de una serie de lineamientos, de carácter técnico-económico que ayuden a enmarcar y a limitar en la medida de lo posible el número de alternativas de expansión.

Estos lineamientos a su vez deben ser el resultado de un estudio completo por parte de la empresa que sopesa sus capacidades técnicas y económicas con las características y perfil del mercado que atiende. En consecuencia, la evolución que sufre el mercado (en tamaño, tipos de consumidores mayoristas, etc) obliga a la empresa a reevaluar durante períodos de tiempo prudenciales sus criterios para evitar que la rigidez de éstos conlleven a realizar planes de expansión muy alejados del óptimo para el sistema.

Los procedimientos para llevar a cabo la identificación de alternativas van desde la simple inspección del planificador hasta sofisticados modelos matemáticos de optimización que día a día son más fáciles de instalar debido a la misma disponibilidad de recursos computacionales con que se cuenta actualmente.

Este capítulo describe dos tendencias (con técnicas heurísticas y con métodos de optimización) para efectuar la identificación de alternativas, distinguiéndose en aspectos como complejidad, aplicabilidad y dependencia de sus resultados con los criterios del planificador.

PLAN DE EXPANSION

El problema en este punto se plantea en cuatro etapas, no necesariamente secuenciales, es decir, la demanda de energía se puede atender adecuadamente abordando el problema que surge en una o más de estas etapas:

- . Determinar o conocer la red objetivo de subtransmisión
- . Ubicación de nuevas subestaciones o ampliación de la capacidad de las existentes
- . Trazado de la ruta de alimentadores primarios y/o remodelación de la red actual
- . Encontrar los ordenes de magnitud para la red secundaria

4.2.1 Red de Subtransmisión

La planeación para este subsistema eléctrico busca definir la red objetivo que sirve de enlace entre los sistemas de transmisión y distribución.

A pesar de que en este manual no se hace una descripción muy profunda acerca de los procedimientos que deben seguirse para el planeamiento de la subtransmisión, se puede mencionar que su metodología es similar a la que se aplica en el planeamiento de los sistemas de transmisión [20],[36].

Para el análisis de estos sistemas, se parte de que el cambio en la impedancia de una línea afecta el flujo en todas las demás que conforman la red, es necesario que cada modificación o adición de líneas (circuitos) sea considerada en forma global, y no secuencial como la hacen los métodos de lógica heurística.

Es decir, el método más conveniente es el que contemple la adición o modificación de circuitos buscando la optimización de toda la red y no sólo el alivio de las sobrecargas. Este objetivo puede alcanzarse con métodos de análisis combinatorios, definiendo muy bien el conjunto de elementos a considerar para desarrollar las modificaciones en la red.

El resultado es la red objetivo del sistema de subtransmisión para el mercado bajo estudio.

4.2.2 Subestaciones

La ubicación de las subestaciones de distribución normalmente se hace bajo consideraciones típicas como centro de carga, distancia mínima, pérdidas, estética urbanística, de espacios suficientes para las salidas de circuitos, disponibilidades de terreno y vías de acceso.

El proceso implica determinar el área de influencia, esto es, la asignación de ABC (Áreas Básicas de Carga) a las subestaciones existentes con sus ampliaciones necesarias y a las nuevas subestaciones durante el horizonte de tiempo definido.

La forma de llevar a cabo este proceso es utilizando lógica heurística o modelos de optimización con programación dinámica.

El primer método aunque no conduce directamente a resultados óptimos, puede entregar buenas soluciones cuando las condiciones a las que se somete el estudio así lo permiten. Este es el caso de sistemas eléctricos relativamente pequeños y con una tipificación de carga muy definida, muy manejables para grupos de planificación con mucha experiencia.

Este método puede resumirse en los siguientes pasos:

- Para el año horizonte determinar cuáles zonas o áreas dejarán o no podrán atenderse, suponiendo que la capacidad instalada en subestaciones se mantiene constante.
- Generar una subestación ficticia que cubra la demanda no atendida en las zonas asignadas a cada subestación.

PLAN DE EXPANSION

- . Efectuar una distribución de áreas (ABC) considerando que la capacidad de las subestaciones existentes puede crecer indefinidamente.
- . Comparar los anteriores resultados para encontrar necesidades de ampliación (asignación de la carga de una subestación ficticia a una existente cercana) cuando sea posible o la construcción de nuevas subestaciones mediante la ubicación geográfica de la subestación ficticia.
- . Distribuir geoméricamente las áreas entre las subestaciones. Se hace en este punto una comparación del costo de transporte de potencia despachada por cada subestación en términos de kilómetro medio recorrido por kVA. No deberá presentarse una desviación demasiado grande entre los valores máximo y mínimo.
- . Si se presentan inconsistencias debe volverse al paso inicial.

La metodología basada en programación dinámica consiste en hallar en forma óptima el área de influencia de todas las subestaciones de una manera integral, permitiendo identificar los nuevos proyectos. El resultado obtenido es la configuración año a año del esquema de subestaciones con sus correspondientes áreas de influencia y demanda de potencia pico.

Es importante mencionar que debido a las mismas características de la programación dinámica, los resultados que se encuentran para cada año son óptimos. En la otra metodología se resuelve primero la red objetivo al año horizonte y luego se determina la secuencia año a año para llegar a ella.

4.2.3 Distribución Primaria

Este proceso determina las rutas de alimentadores primarios o sus remodelaciones y por consiguiente la configuración de la red, realizando además el análisis de flujo de carga (tiene en cuenta la calidad del servicio), localización de condensadores, análisis de cortocircuito y coordinación de protecciones.

PLAN DE EXPANSION

Los paquetes integrales de expansión de sistemas eléctricos tienen implementada esta utilidad a través de programación dinámica y por lo general realizada conjuntamente con la expansión de subestaciones. La función objetivo es minimizar pérdidas e inversión sujeto a las condiciones de la topología de la red actual y restricciones técnicas.

En los modelos más simples para expansión, el planificador se auxilia por técnicas de programación lineal. Para el caso de redes radiales, suele aplicarse el concepto de longitud mínima, para unir un número determinado de puntos.

La técnica se establece de la siguiente forma para cada año del horizonte:

- . Determinar los centros de carga de las zonas o ABC del área de estudio.
- . Ubicar las subestaciones existentes y futuras.
- . Establecer el trazado actual de la red primaria y las posibles rutas definidas por el planificador.
- . Plantear el problema para desarrollarlo con programación lineal, con una función objetivo de minimizar la longitud total de la red y con restricciones por balance de potencia y capacidad de transporte de cada tramo.

Este procedimiento es aproximado y su utilización es exitosa para sistemas relativamente pequeños.

Se han planteado mejoras al proceso para aquellos casos en los cuales la demanda se localiza a través de ABC. El principio básico es simple y se resume en que cada punto o centro de carga debe tener al menos una conexión y que la longitud total de las conexiones debe ser mínima [51].

Los puntos de carga pueden representar los centros de carga de las ABC o porcentajes de estas si se considera que existen ABC servidas por varias subestaciones. Cada conexión se representa por sendos arcos para cada dirección de flujo de potencia.

Un nodo (punto de carga) introduce al problema una restricción de balance de potencia y cada arco dos restricciones, una que tiene en cuenta la capacidad de transporte de

PLAN DE EXPANSION

la conexión y otra que es un coeficiente de costo que representa la distancia entre los dos extremos del arco.

El problema entonces se describe inicialmente como un modelo de red, luego se reformula como un modelo equivalente de problema de transbordo de programación lineal, permitiendo hacer uso de los análisis de pos-optimización dual de variables desarrolladas para imponer otras restricciones y estudiar el efecto del diseño de sistemas alternos.

Otro punto importante para analizar dentro de la planeación de alimentación primaria es el concerniente a la compensación reactiva de la red de distribución.

Una compensación reactiva realizada de una manera adecuada sobre los alimentadores primarios reduce pérdidas de energía y potencia, mejora la regulación de tensión en la red o permite aplazamientos en la construcción de nuevos alimentadores o subestaciones al incrementar la cargabilidad de los existentes.

La compensación reactiva en general se realiza por medio del montaje de bancos de condensadores ubicados a lo largo del alimentador. Cabe anotar que esta práctica se aplica tanto para circuitos existentes que requieren de un método de alivio de sobrecargas o donde se demuestre económicamente un ahorro significativo en pérdidas.

Los algoritmos diseñados para resolver el problema de compensación reactiva óptima tienen como objetivo determinar el número y tamaño de los bancos de condensadores así como su localización en el alimentador, e incluso los tiempos en que éstos deben estar conectados con el fin de proporcionar los mayores beneficios netos para el sistema.

El cálculo de la localización y tamaño de los condensadores se puede hacer desde modelos relativamente simples hasta modelos muy complejos que requieren mayor información del sistema para su funcionamiento. Para la utilización de uno u otro modelo, debe verificarse que las simplificaciones y suposiciones implícitas en éste,

PLAN DE EXPANSION

estén acordes con las características del sistema bajo estudio, de lo contrario se obtendrán resultados inapropiados.

El modelo matemático para compensación óptima reactiva tiene como objetivo la minimización de los costos totales del sistema de compensación sobre el período de planeamiento y referido sólo a los flujos de potencia reactiva con restricciones dadas por los niveles de tensión en cada uno de los puntos de carga o de los bancos. Para tener en cuenta los tiempos de conexión de los bancos a la red se hace uso de una curva de duración de carga reactiva. La formulación es no lineal debido principalmente a la relación cuadrática entre la tensión en cada punto de carga y los correspondientes flujos de potencia reactiva por los segmentos del alimentador [2].

La selección óptima del conductor para los alimentadores primarios obedece a criterios económicos condicionada a restricciones de tipo técnico. Los criterios económicos comprenden los costos de inversión y pérdidas y las restricciones técnicas están dadas por capacidad de transporte del conductor o por niveles de regulación de tensión [11].

El planteamiento telescópico (disminución gradual de los calibres entre los tramos del alimentador) de la configuración de la red no es conveniente en la mayor parte de los casos, principalmente cuando existe una incertidumbre relativamente grande en la demanda, cuando se necesita tener la posibilidad de transferencia de carga entre subestaciones (por confiabilidad) y porque exige disponer de una amplia gama de conductores en bodega, incrementando los costos de tipo administrativo.

A raíz de las anteriores consideraciones, las empresas realizan análisis detallados, los cuales conllevan a normalizaciones para la utilización de conductores en la red de distribución [22].

4.2.4 Distribución Secundaria

En general, la tarea de planeación en sistemas de distribución, define con cierto detalle la expansión hasta la distribución primaria. La distribución secundaria se escapa del control cuando su tamaño, representado por el número de elementos que la

conforman, es demasiado grande. En estos casos, propios de ciudades medianas y grandes, la planeación se limita a estimar las necesidades globales de redes, transformadores de distribución, equipos y materiales asociados, con base en información histórica de licitaciones de equipos y materiales. Sin embargo, algunos estudios técnico-económicos que se requieren para diseño de la red secundaria, son el resultado de recomendaciones presentadas por la planeación de la distribución.

4.3. ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE ALTERNATIVAS

A la vez que se plantean alternativas de expansión, éstas deben evaluarse desde el punto de vista técnico y económico antes de proceder a la selección final. (Véase la Figura 9)

El análisis se hace generalmente siguiendo una de estas formas:

- . Haciendo la descomposición del proceso, esto es, realizando la evaluación técnica de la alternativa y posteriormente efectuando el análisis económico.
- . En forma integral. En este caso es imprescindible la utilización de un modelo matemático desarrollado para computador.

4.3.1 Análisis Técnico

El objetivo es verificar que las alternativas planteadas como solución para cubrir la demanda de potencia y energía durante todo el horizonte de tiempo considerado, cumplen satisfactoriamente con los criterios y restricciones adoptados por el planificador, además de otros aspectos relevantes como:

- . Existe viabilidad en la construcción de las subestaciones proyectadas, así como en la ruta de alimentadores primarios.
- . Las alternativas deben ser flexibles, de tal forma que soporten modificaciones en su tiempo de ejecución.

4.3.2 Análisis Económico

A pesar de que en este paso no se realiza ninguna evaluación detallada de carácter económico sobre las alternativas de expansión, se efectúan análisis preliminares cuyo objetivo es determinar la viabilidad económica de aquellas alternativas que soportaron los análisis técnicos y en un paso posterior, hacer un ordenamiento de las mismas.

El criterio utilizado para determinar si una alternativa presumiblemente es factible desde el punto de vista económico, está basado en los valores de los indicadores económicos que resultan de la evaluación. Los indicadores económicos que con más frecuencia se utilizan son el Valor Presente Neto (VPN) y la relación Beneficio – Costo (B/C).

Algunas veces los beneficios esperados de las alternativas son de un orden muy similar, caso típico cuando el beneficio predominante es el aumento de ventas o de consumo. En este caso el análisis económico se circunscribe en evaluar la magnitud de los costos (inversión y A&M) de las alternativas y realizar posteriormente el ordenamiento, tomando como parámetro el valor presente de los costos.

En general la evaluación se hace de la siguiente forma:

- Encontrar el valor presente de los costos, C.

- . Inversión

- . Para las subestaciones y líneas (alimentadores primarios) se utilizan los módulos de costos o costos unitarios (por campo de transformación y unidad de longitud).

- . Administración, Operación y Mantenimiento (A&M)

Los valores de esta erogación se calculan de acuerdo con la experiencia de la empresa en la operación de su sistema.

- Encontrar el valor presente de los beneficios, B.

PLAN DE EXPANSION

. Aumento de Consumo o ventas

Es la estimación de la energía adicional que se atenderá bajo la configuración eléctrica de la alternativa propuesta.

. Reducción de Fallas

Es la diferencia del racionamiento debido a fallas esperado para los casos "sin proyecto" y "con proyecto" durante el horizonte de tiempo definido.

. Reducción de pérdidas

Se obtiene al restar las estimaciones de pérdidas del sistema eléctrico de los casos "sin proyecto" y "con proyecto".

. Otros beneficios por aumento de Confiabilidad

Corresponde a la estimación de ciertos beneficios indirectos que se obtienen al mejorar la confiabilidad del sistema, asociados fundamentalmente a los procesos administrativos y operativos.

- Encontrar los valores de los indicadores económicos, VPN y B/C.

$$VPN = B - C \quad (4.1)$$

- Aplicar los criterios económicos

Se desechan las alternativas "A_i" con VPN negativo o una B/C menor a la unidad, esto es, descartar:

$$A_i \text{ si } VPN_i < 0 \\ \text{ó } B/C_i < 1 \quad (4.2)$$

- Ordenamiento

PLAN DE EXPANSION

Consiste en organizar las N alternativas viables dependiendo del valor de su indicador económico:

$$A_{i,k} ; k=1,2,\dots,N \text{ tal que } VPN_{i,k-1} < VPN_{i,k} < VPN_{i,k+1} \quad (4.3)$$

4.4. SELECCION DE ALTERNATIVAS

Luego de efectuar los análisis técnicos y económicos a las alternativas propuestas como solución a la expansión del sistema, se selecciona un conjunto pequeño (p.e. tres o cuatro) de alternativas para proseguir con el proceso de planeación del sistema.

En posteriores etapas de la planeación el nivel de detalle de los estudios aumenta, donde podrá requerirse una revisión o replanteamiento de las alternativas (p.e. no alcanzan niveles satisfactorios de tipo económico y financiero para la empresa). En algunos casos, ligeras modificaciones de las alternativas originales, debidas a relajaciones en las restricciones técnicas adoptadas, son suficientes para que la alternativa sea aceptada. Si esto no ocurre, se plantea un nuevo conjunto de ellas.

Es importante que se realicen estudios de sensibilidad a las alternativas preseleccionadas con el fin de reducir la incertidumbre alrededor de algunas variables asociadas al estudio tales como demanda, costos unitarios, impactos económicos y técnicos por atrasos en la ejecución del proyecto, etc.

5. PROGRAMA DE INVERSIONES

El objeto es definir para cada una de las alternativas técnico-económicamente factibles, el flujo de desembolsos anuales por proyecto y para todo el plan de expansión en moneda extranjera (ME) y moneda nacional (MN) a precios constantes o corrientes de tal manera que facilite un análisis de costos, permita examinar las alternativas de financiamiento y en último término establecer la inversión que se quiere financiar y que sirva de base para las evaluaciones socio-económicas y financieras.

Las consideraciones y criterios principales que deben tenerse presentes en la elaboración del programa de inversiones son:

- . Transporte marítimo y seguros correspondientes de los bienes importados desde el país de origen hasta el puerto colombiano.
- . Gastos de nacionalización, manejo en puerto, seguros y transporte terrestre desde el puerto hasta bodegas o almacén de la empresa.
- . Régimen de impuestos para los bienes importados y de adquisición nacional.
- . Forma de cálculo para la ingeniería y la administración de cada proyecto. Esta puede estimarse como un porcentaje de los costos directos o como un valor resultado de un estudio de los recursos asociados a la ejecución del proyecto.
- . Esquema de imprevistos.
- . Criterios de pago del equipo o material importado.
- . Criterios de pago de los materiales y equipos nacionales.
- . Criterios de pago para los contratos de construcción de obras civiles y redes.
- . Criterios de pago de los contratos de montajes.
- . Forma de desembolsar los pagos por concepto de ingeniería, administración e imprevistos.

PROGRAMA DE INVERSIONES

El esquema de categorías de inversión normalmente usadas para los programas de inversión y que está de acuerdo con las exigidas por el BIRF y BID [35] para la elaboración de la solicitudes de crédito se presenta en la Tabla 5.

TABLA 5

1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION
 - 1.1 Ingeniería
 - 1.2 Administración
 - 1.3 Imprevistos Ingeniería y Administración
 - 1.4 Escalamiento Ingeniería y Administración

2. COSTOS DIRECTOS
 - 2.1 Subtotal Costos Directos
 - 2.1.1 Subestaciones
 - Terrenos
 - Construcción y Montaje
 - Equipos
 - Valor CIF Puerto Colombiano
 - Manejo Puerto Seguros y Transporte Terrestre
 - Impuestos
 - . IVA
 - . Aranceles
 - . LEY 76 (impuesto a las importaciones)
 - 2.1.2 Líneas de subtransmisión
 - Servidumbre
 - Construcción y montaje
 - Equipos
 - Valor CIF Puerto Colombiano
 - Manejo Puerto Seguros y Transporte Terrestre
 - Impuestos
 - . IVA
 - . Aranceles

PROGRAMA DE INVERSIONES

- . Ley 76 (impuesto a las importaciones)
- 2.1.3 Redes de distribución
 - Instalación
 - Materiales y equipos
 - Valor CIF puerto colombiano
 - Manejo Puerto Seguros y Transporte Terrestre
 - Impuestos
 - . IVA
 - . Aranceles
 - . Ley 76 (impuesto a las importaciones)
- 2.2 Imprevistos Costos Directos
 - 2.2.1 Imprevistos terrenos, construcción y montaje
 - 2.2.2 Imprevistos equipos
- 2.3 Escalamiento Costos Directos
- 3. GASTOS FINANCIEROS DURANTE CONSTRUCCION
 - 3.1 Intereses
 - 3.2 Comisión de Crédito
 - 3.3 Inspección y Vigilancia

Es de anotar que el ítem 3 corresponde a información que es fundamental sólo para la evaluación financiera del programa.

En el proceso para la elaboración del programa de inversiones, se debe considerar:

- . Presupuesto por categorías de inversión de los proyectos que componen cada una de las alternativas técnicamente factibles y de mínimo costo evaluadas en el formato mostrado en la Tabla 5.
- . Cronograma de actividades que debe llevarse a cabo para la ejecución de las obras, el cual se deriva de una red de precedencias o red de actividades de un proyecto típico, en la que se ha determinado las actividades que se deben desarrollar, las precedencias que deben tenerse en cuenta y los responsables de

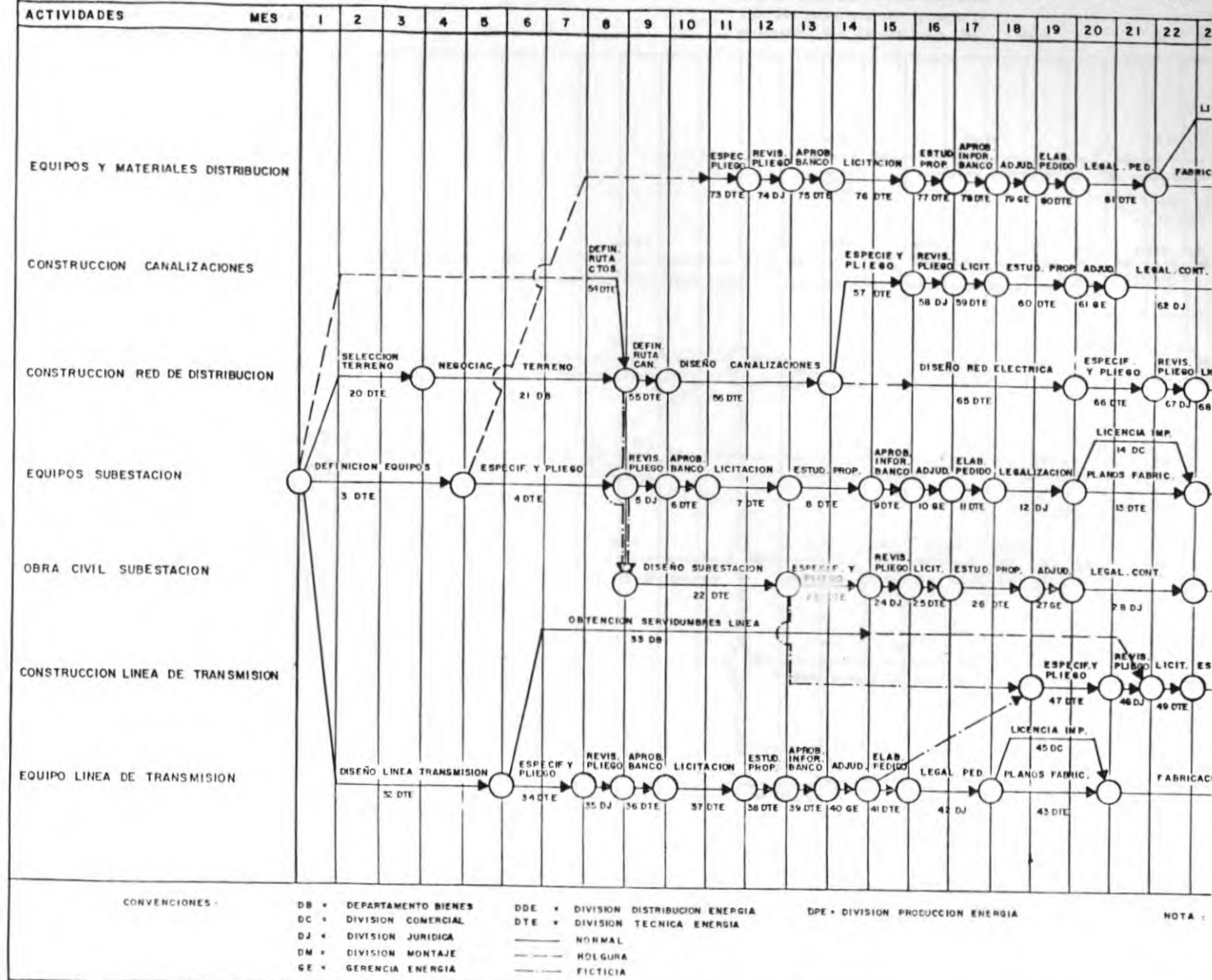
PROGRAMA DE INVERSIONES

llevar a cabo las actividades. Estos modelos de red deben revisarse periódicamente (p.e. cada dos años), con el fin de buscar eficiencia en el proceso y recorte en el tiempo total de ejecución [42], [43].

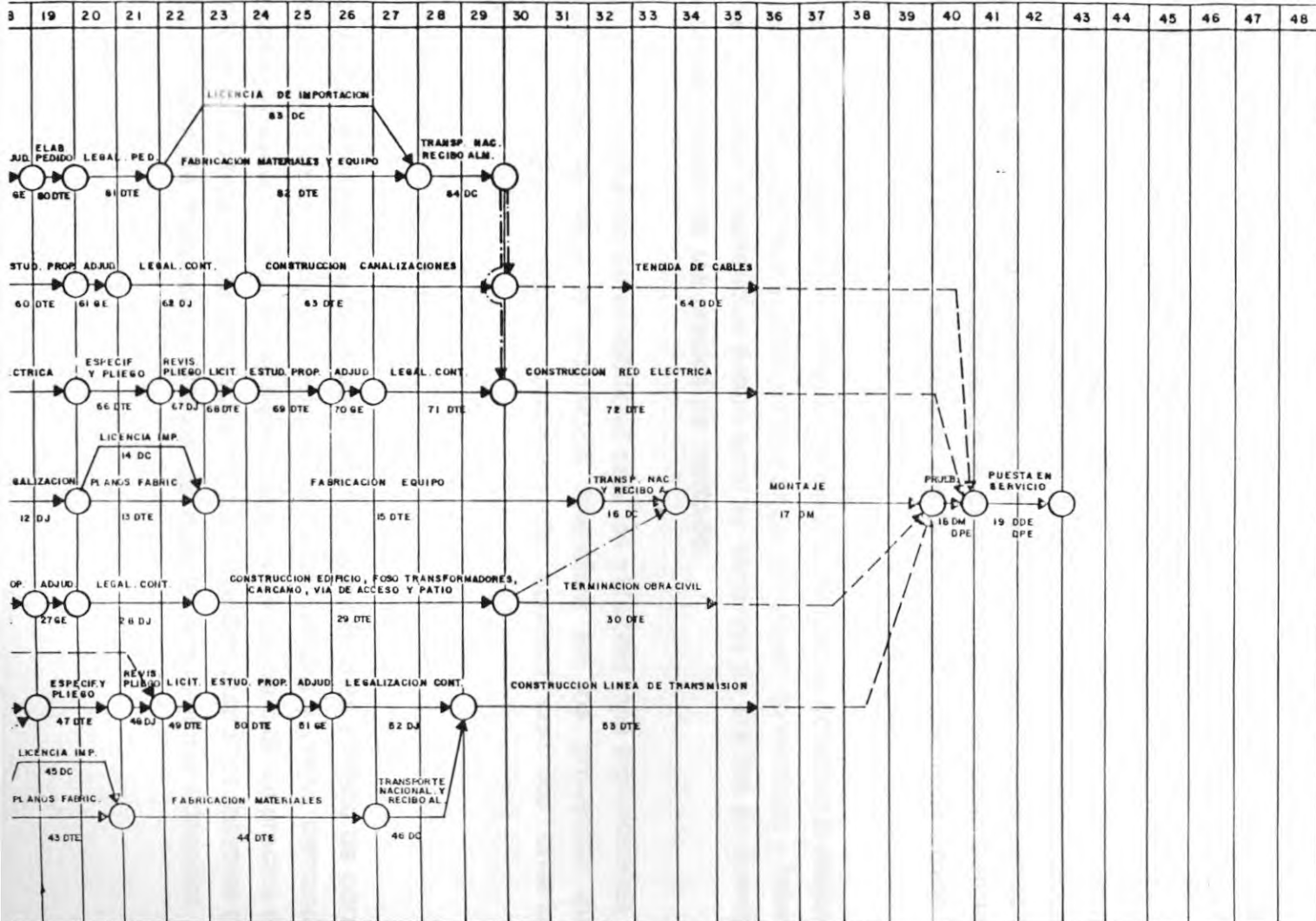
La Figura 10 muestra un ejemplo de modelo de red de precedencias para un proyecto de subestación utilizado por las Empresas Públicas de Medellín. [21]

Consideraciones y criterios a tenerse en cuenta en la elaboración del programa de inversiones los cuales fueron explicados al principio de este capítulo.

Luego se elabora un cuadro en el cual los datos de entrada son los costos de: Equipos y materiales, terrenos y servidumbres, montaje, contratos de construcción de obras civiles y redes y los porcentajes de desembolsos obtenidos con base en los cronogramas de actividades y en los criterios de desembolsos utilizados en cada empresa.



DES DE UN PROYECTO TIPICO DE SUBESTACION



91A

NOTA : PARA SUBESTACIONES TIPO ENCAPSULADA
EL MONTAJE DEBE REALIZARSE UNA VEZ
CONCLUIDA TODA LA OBRA CIVIL DE ESTA.

FIGURA 10

ELABORO : UNIDAD DISTRIBUCION ENERGIA
REVISO : NESTOR CARDONA
DIBUJO : NORMA LUCIA SAVIRIA V.
FECHA : AGOSTO DE 1989
DISEÑO : DPE - 342

6. EVALUACION SOCIOECONOMICA Y FINANCIERA

6.1 EVALUACION SOCIOECONOMICA

La evaluación socioeconómica establece la rentabilidad, prioridad y el impacto distributivo de los proyectos en la medida en que inciden en el desarrollo económico y social del país.

La evaluación social examina el proyecto desde el punto de vista nacional y local, evalúa la contribución de éste al bienestar económico actual y también los objetivos de la política social de distribución de ingresos y riquezas.

La metodología general parte de la consecución de la información de los costos unitarios de inversión, operación y mantenimiento, luego se definen las características de cada proyecto para proceder a realizar el cálculo de estos costos, multiplicando el valor unitario por el número de unidades. En el capítulo anterior se describen los desembolsos anuales que deben considerarse en la evaluación socioeconómica y financiera.

Seguidamente se define y calculan los diferentes beneficios que se obtienen al realizar el proyecto tales como mayor cubrimiento de demanda, reducción de pérdidas y fallas, etc. El valor de los costos y beneficios deben estar en términos de precios de cuenta, según ajuste previo a partir de los precios de mercado.

También se efectúa un análisis de sensibilidad para las variables más significativas y según los resultados se hace la evaluación financiera en los proyectos que económicamente presenten índices aceptables de acuerdo con los criterios preestablecidos.

6.1.1 Recopilación de la Información

Los datos básicos a obtener entre otros son: Costos de materiales y mano de obra, subsidio e impuestos, costo de los imprevistos, tarifa de compra y venta, demanda cubierta con cada proyecto, ahorro en pérdidas, factores de conversión de precios de mercado a precios de cuenta y tasa de descuento. La Tabla 6 muestra los factores de conversión de precios de mercado a precios de cuenta actualmente utilizados y

EVALUACION SOCIOECONOMICA Y FINANCIERA

TABLA 6
RAZONES DE LOS PRECIOS DE CUENTA DE LOS INSUMOS PRIMARIOS

ITEM	VALORES DE LAS RPC
SUBPRODUCTOS	1.00
DIVISAS	1.18
IMPUESTOS INDIRECTOS	0.00
OBREROS CALIFICADOS	0.60
OBREROS CALIFICADOS, SECTORES DE ELEVADAS PRESTACIONES	0.46
MANO DE OBRA EXTRANJERA	1.00
MANO DE OBRA NO CALIFICADA	0.60
MANO DE OBRA NO CALIFICADA, SECTORES DE ELEVADAS PRESTACIONES	0.46
MANO DE OBRA ADMINISTRATIVA	0.49
MANO DE OBRA ADMINISTRATIVA, SECTORES DE ELEVADAS PRESTACIONES	0.41
MANO DE OBRA PROFESIONAL	1.00
MANO DE OBRA PROFESIONAL, SECTORES DE ELEVADAS PRESTACIONES	0.87
MANO DE OBRA NO CALIFICADA RURAL	1.00
EXCEDENTE BRUTO DE EXPLOTACION (p.m.).INDUSTRIA MANUFACTURERA	0.87
EXCEDENTE BRUTO DE EXPLOTACION (p.m.). SECTOR AGROPECUARIO	0.91
EXCEDENTE BRUTO DE EXPLOTACION (p.m.). SECTOR SERVICIOS	0.80
EXCEDENTE BRUTO DE EXPLOTACION (p.m.). SECTOR TRANSPORTE	0.80
GANANCIAS EXTRAORDINARIAS NORMATIVAS	0.00
TERRENOS (URBANO)	1.00

formulados por el DNP-BID para numerario consumo [15].

Estos datos se encuentran en cotizaciones hechas directamente por los proveedores, con proyecciones de antiguos contratos firmados por la empresa y cálculos basados en resoluciones del gobierno como las de la Junta Nacional de Tarifas.

6.1.2 Cálculo de Costos

Tiene en cuenta los costos de inversión, operación, administración y mantenimiento incurridos durante la vida útil del proyecto.

Costos de inversión

Deben calcularse a precios constantes del año base del proyecto, en el cual se realiza la primera inversión, y su cálculo se desagrega durante la vida útil en:

- . Mano de obra calificada
- . Mano de obra no calificada
- . Materiales y equipos comercializables
- . Materiales y equipos no comercializables
- . Imprevistos
- . Impuestos

Por mano de obra no calificada se entiende como el personal utilizado que no requiere más de un mes de entrenamiento.

Los materiales y equipos comercializables son aquellos que pueden venderse o comprarse en el comercio exterior a precios competitivos.

En el caso de los imprevistos deben repartirse en cada una de las categorías. Una de las formas es con base en la experiencia obtenida de otros contratos similares. Otro criterio a aplicar puede ser ponderando cada categoría de acuerdo con el costo que representa dentro del total.

Los costos no deben incluir aranceles ni impuestos al no representar estos últimos gastos reales a la economía, sino únicamente transferencias. El valor de los impuestos, como de los aranceles, debe presentarse por separado, ya que es importante medir estos valores en el análisis distributivo.

- Ajuste por precios sombra

Los precios de mercado o los costos de oportunidad de cada inversionista en los cuales se apoya la evaluación financiera, no expresan necesariamente las oportunidades socio-económicas de toda la colectividad, por este motivo cuando se adelanta un análisis del tipo evaluación económica y social, dichos precios deben ser revisados mediante los llamados precios sombra.

La idea es identificar aquellos proyectos que más contribuyen a la maximización de la utilidad social, es decir, el bienestar social.

Una función de estas características se expresa en forma general de la siguiente manera:

$$U = f(C, D, S, R, O) \quad (6.1)$$

La utilidad total de la sociedad (U) es una función del consumo nacional (C), del flujo neto de divisas (D), del ahorro nacional (S), de la redistribución del ingreso hacia los grupos menos privilegiados (R) y del ocio (O).

Para realizar estos ajustes se multiplican los beneficios y costos ya calculados por factores de conversión que esencialmente representan la relación entre los valores económicos o precios sombra y los precios del mercado.

- Ajuste sobre las divisas

El flujo de fondos de un proyecto, se halla distorsionado generalmente por la persistente sobrevaloración de la moneda nacional, originada por la resistencia del

EVALUACION SOCIOECONOMICA Y FINANCIERA

gobierno a devaluar a la tasa adecuada. Esta distorsión hace que el valor de la divisa aparezca subestimado por la tasa oficial de cambio y que la sociedad esté dispuesta a pagar una cantidad superior al precio oficial para obtener la divisa.

Lo anterior, determina que los beneficios derivados por el ahorro de divisas deben ser incrementados por un factor Θ , que se define de la siguiente manera:

$$(1 + \Theta) = \frac{TCS}{TCO} \quad (6.2)$$

TCS Tasa de cambio sombra o valor económico de la divisa en términos de la moneda nacional.

TCO Tasa de cambio oficial

El factor de conversión de la divisa es normalmente igual o mayor que uno (1 a 1.5)

- Ajuste por mano de obra no calificada

Busca corregir la sobrevaloración asignada a la mano de obra no calificada. Se calcula utilizando los salarios del mercado sin tener en cuenta que éstos sean superiores al valor de oportunidad. El valor de ajuste (que en este caso resulta negativo) llamado σ es generalmente menor que 1 en condiciones de pleno empleo (0.7 a 0.8).

$$(1 + \sigma) = \frac{SSNC}{SNC} \quad (6.3)$$

SSNC Salario sombra de la mano de obra no calificada

SNC Salario del mercado de la mano de obra no calificada

- Ajuste por la mano de obra calificada

En contraste con el anterior tipo de mano de obra, la calificada recibe un salario inferior al valor de su producto marginal (o costo de oportunidad). El factor se calcula como:

$$(1 + \beta) = \frac{SSC}{SC} \quad (6.4)$$

SSC Salario sombra de la mano de obra calificada

SC Salario del mercado de la mano de obra calificada

Costos de operación y mantenimiento

Se desagregan en los mismos rubros que los costos de inversión para cada año de vida útil del proyecto. Los flujos se determinan calculando la diferencia de los costos de operación y mantenimiento con y sin proyecto. En el caso en que el proyecto reduzca los costos de operación y mantenimiento, esto se considera como otro beneficio.

Al igual que en el caso para los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento deben ajustarse por los mismos factores de precios sombra.

6.1.3 Cálculo de Beneficios

Se debe identificar el tipo de proyecto y el impacto sobre la comunidad.

Los proyectos pueden separarse en dos grupos fundamentales. En primer lugar, aquellos que aumentan el producto y por lo tanto, la disponibilidad en los bienes para el consumo de la economía como un todo, tales como los proyectos de generación y expansión en transmisión y distribución. Existen otros cuya finalidad es la liberación de recursos y no un aumento neto en el producto para el consumo. Ejemplo de estos son los proyectos de reducción de pérdidas.

Beneficios por Aumento en la Demanda

La forma de calcular estos beneficios es determinando el racionamiento evitado al hacer el proyecto y multiplicándolo por el costo económico de racionamiento de energía.

Beneficio por Reducción de Pérdidas Técnicas

El cálculo de las pérdidas técnicas debe hacerse siguiendo una metodología acorde con los criterios técnicos definidos. Los beneficios están en la liberación de insumos para el resto de la economía. Estos beneficios se encuentran tanto en la reducción de pérdidas físicas, como en los costos de operación y mantenimiento.

La reducción de estas pérdidas se determina al hacer la diferencia de las pérdidas técnicas consumidas por los casos "con proyecto" y "sin proyecto" durante la vida útil.

Los ahorros por reducción de pérdidas técnicas calculadas en unidades físicas (kWh, kW), deben valorarse en términos económicos utilizando para ello el costo marginal de largo plazo, tanto en energía como en potencia [44].

$$BRPT = CMLPD_E \times AE + CMLPD_P \times AP \quad (6.5)$$

Donde:

BRPT	Beneficio por reducción de pérdidas técnicas
CMLPD _E	Costo marginal de largo plazo de distribución energía
CMLPD _P	Costo marginal de largo plazo de distribución potencia
AE	Ahorro en energía
AP	Ahorro en potencia

Si la reducción de pérdidas técnicas se está calculando solamente en términos de energía (kWh) se puede determinar un costo equivalente de energía y potencia, CMLPD_E^{*}, de la siguiente forma:

$$CMLPD_E^* = CMLPD_E + \frac{CMLPD_P}{8760 \times FC} \quad (6.6)$$

Donde:

FC Factor de carga anual

EVALUACION SOCIOECONOMICA Y FINANCIERA

Si no se conoce la reducción en potencia, es posible estimarlo a partir de los ahorros de energía así:

$$AP = \frac{AE}{8760 \times FPer} \quad (6.7)$$

Donde:

FPer Factor de pérdidas

El factor de pérdidas es el porcentaje del tiempo que requeriría la carga pico para producir las mismas pérdidas de energía que las producidas por el ciclo real de carga durante un mismo período de tiempo. Este factor sólo se aplica a las pérdidas bajo carga, es decir, aquellas que varían cuadráticamente con la carga.

Por definición,

$$FC^2 < FPer < FC, FC \text{ es el factor de carga} \quad (6.8)$$

El factor de pérdidas se puede calcular alternativamente como:

$$FPer = K \frac{\sum (\text{Demandas horarias (p.u.)})^2}{(\text{Número de horas}) (\text{Demanda pico (p.u.)})^2} \quad (6.9)$$

- K es una constante que depende de las características del Sistema Eléctrico.
- El segundo término es análogo a un factor de carga determinado a partir de una curva que es igual al cuadrado de la curva de carga del sistema bajo análisis.

Para aplicar la ecuación (6.9) se requiere conocer la curva de carga del sistema (puede ser v.g. un alimentador) y el factor K, factores que se evalúan o calculan a través de mediciones en el sistema.

También se pueden establecer otras relaciones entre el factor de pérdidas y el factor de carga, algunas empíricas, tal como:

$$FPer = kFC + (1-k)FC^2 \quad (6.10)$$

k debe estimarse de mediciones realizadas en el sistema eléctrico.

Beneficios en la Reducción en el Nivel de Fallas

Debe calcularse la cantidad de energía que consumirán los usuarios por la disminución de cortes de energía a causa del proyecto.

Para calcular el nivel de fallas con y sin proyecto, se deben tomar datos de obras que reúnen las mismas características físicas (postes de madera o concreto, conductor, etc) o de ubicación (urbanos-rurales, aéreos-subterráneos, etc). Se comparan el tiempo que dura fuera de servicio un circuito antiguo y uno nuevo, a esta diferencia de tiempo se le multiplica por la carga del circuito para determinar los kWh que se van a ofrecer nuevamente al realizar el proyecto.

Al determinar los kWh para su valoración se debe multiplicar por el valor de los costos de falla para cada grupo de ingreso y el factor de efectividad que considera la parte de la energía que el usuario recupera después de la falla.

Beneficios en mejoras en la Regulación de Tensión

Estos se pueden percibir por el aumento en el consumo de energía por parte de los usuarios, atribuible a las mejoras y por el aumento en la vida útil de equipos y aparatos eléctricos. Para calcular estos beneficios se siguen los siguientes pasos, para cada uno de los años de vida útil del proyecto.

- . Determinar el número de conexiones que presentan problemas de regulación de tensión en el área del proyecto desagregadas por sectores de consumo y si es posible por nivel de ingreso.
- . Determinar el consumo promedio anual de esas conexiones y la tarifa que corresponde al consumo marginal de cada uno, la cual indica el precio por kWh

EVALUACION SOCIOECONOMICA Y FINANCIERA

- asociado al último bloque de kWh que el usuario consume. No incluye el cargo fijo y no considera los precios inferiores de los bloques iniciales.
- Determinar el consumo promedio anual de las conexiones que no tienen problema de tensión
- Calcular una curva lineal de demanda para cada clase de conexión con y sin el proyecto.
- Calcular el beneficio al grupo de la mejora en la regulación de tensión.
- Calcular el costo de suministrar más energía. Se calcula multiplicando el costo marginal al nivel de tensión de la conexión por el incremento en energía ofrecida.
- Calcular el beneficio social neto de la mejora con la regulación de tensión. Dicho beneficio es igual al beneficio al grupo menos el costo de ofrecerlo.

Beneficios por Reducción de Pérdidas No Técnicas

Estos beneficios se perciben al conectar legalmente a los usuarios que consumen con acometida directa o con el contador descalibrado. Al quedar legalmente conectados, los usuarios experimentan aumento en la tarifa presentando disminución en el consumo.

Las inversiones típicas para reducción de pérdidas no técnicas son:

- Instalación de contadores
- Normalización de acometidas
- Equipo para calibración de medidas
- Equipos de cómputo para facturación

El beneficio económico por reducción de las pérdidas no técnicas se divide en dos componentes:

EVALUACION SOCIOECONOMICA Y FINANCIERA

- . Reducción del componente técnico. Se cuantifica multiplicando la reducción en energía y en potencia, por el costo marginal del kWh o del kW, a nivel de tensión de la acometida.
- . Ahorro neto en el consumo por el cobro del servicio al usuario.

El beneficio por la disminución de pérdidas no técnicas, es el ahorro neto de la reducción de consumo debida al cobro de una tarifa al usuario.

6.1.4 Análisis Distributivo

Una vez calculado el volumen total de costos y beneficios se entra a determinar qué sector de la sociedad incurre con los costos y quiénes son los beneficiarios del proyecto.

En los proyectos se distinguen los siguientes grupos:

- . Sector Privado
 - . Bajos ingresos (mano de obra no calificada)
 - . Ingresos medios (mano de obra calificada)
 - . El resto (exportador - importador)
- . Sector Público
 - . Gobierno central
 - . Empresa generadora
 - . Empresa mayorista
 - . Empresa distribuidora

En este análisis se incluyen los flujos tanto económicos, como financieros atribuibles al proyecto.

Distribución de los costos entre los sectores

El costo de inversión, operación y mantenimiento sin ajuste por precio sombra y con impuesto incluido se le asigna a la empresa ejecutora del proyecto. Los impuestos, subsidios y aranceles en general son valores que percibe el gobierno nacional, luego son un beneficio para éste.

Para los ajustes por precio sombra se le asigna la diferencia entre el costo financiero y el económico al grupo respectivo. Así el efecto sobre el sector de bajos ingresos será:

$$\text{Inversión en mano de obra no calificada} \times (1 - \sigma) \quad (6.11)$$

σ Factor corrección mano de obra no calificada

Si se ha usado factores de corrección para otros items se procede de igual manera.

Distribución de los beneficios

En general los beneficios por los proyectos afectan a las empresas involucradas en el proceso de prestación del servicio de energía eléctrica en razón a:

- Mayores ventas a los usuarios (se valora a tarifas reales)
- Menores compras en bloque (se valora a tarifas reales)
- Ahorro en costos de prestación del servicio. Estos se valoran con los costos marginales para cada nivel.

Adicionalmente los ajustes afectan al Gobierno (impuestos) y al sector privado (mano de obra no calificada y divisas). Por otra parte, la disminución en el excedente del consumo es una pérdida para el sector de usuarios respectivo.

EVALUACION SOCIOECONOMICA Y FINANCIERA

Una vez definidos los flujos con cada uno de los costos y beneficios desagregados en sus insumos, se totaliza y se obtiene una serie de indicadores que determinan quien paga el proyecto y los beneficios directos.

Con base en el flujo de caja que resulte de los beneficios y costos antes descritos, se calculan los indicadores económicos valor presente neto (VPN), relación beneficio-costos (B/C) y tasa interna de retorno (TIR).

Los criterios para seleccionar la alternativa desde el punto de vista económico son:

$$\begin{array}{l} VPN > 0 \\ B/C > 1 \\ TIR > \text{Tasa de descuento} \end{array} \quad (6.12)$$

Así mismo, para escoger entre varias alternativas se utiliza el VPN como parámetro de comparación.

6.2. EVALUACION FINANCIERA

Permite determinar la conveniencia para la empresa desde el punto de vista estrictamente financiero, de realizar o no el proyecto. Por ello en este tipo de evaluación la valoración de costos y beneficios se hace utilizando los precios de mercado establecidos para cada proyecto en particular.

La metodología a aplicar, es similar en su primera parte a la utilizada para la evaluación socioeconómica, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Para los costos de inversión, de operación y mantenimiento no se hacen los ajustes por precio sombra.
- Se deben incluir en los costos de inversión los subsidios, impuestos y aranceles.

EVALUACION SOCIOECONOMICA Y FINANCIERA

- La valoración de los beneficios por reducción de pérdidas técnicas debe hacerse utilizando la tarifa de compra de la empresa.
- En caso de utilización de créditos para la financiación del proyecto, se incluirán los gastos financieros durante toda su vida útil, utilizando precios constantes del año base.
- Para el cálculo de beneficios en proyectos de reducción de pérdidas no técnicas, se deberá tener en cuenta el ingreso adicional que recibe la empresa al legalizar y facturar un servicio que antes era ilegal. Los beneficios serán valuados a la tarifa real que se cobra año a año a precios constantes.
- Se calculan los mismos indicadores que en la evaluación económica con los siguientes criterios:

$$VPN > 0$$

$$B/C > 1$$

$$TIR > \text{Tasa de rentabilidad promedio nacional}$$

(6.13)

Adicionalmente a la metodología generalmente aceptada se incluye el impacto que un proyecto o paquete de proyectos tiene sobre el total de la empresa. Para esto es necesario que la información a tener en cuenta sea amplia y que la Oficina de Planeación tenga una visión más amplia de las diferentes políticas de la Gerencia en cuanto a inversiones, gastos, reparto de utilidades, etc. y el conocimiento de la proyección de estados financieros.

Se parte de los Estados de Pérdidas y Ganancias y Balance General reales del año base para que por medio de los criterios de proyección para cada una de las cuentas de estos estados financieros se proceda a calcular los estados de Pérdidas y Ganancias, Balance General Flujo de Caja y las Razones Financieras para cada uno de los años a proyectar y así encontrar la estructura financiera de la empresa.

Se deben proyectar año a año las siguientes cuentas:

EVALUACION SOCIOECONOMICA Y FINANCIERA

- Ventas

El ingreso operacional se encuentra a partir de los datos estimados de la proyección de demanda y de tarifas o multiplicando una tarifa proyectada promedio a precios corrientes con el total de la demanda.

- Gastos

Se deben proyectar los gastos por compra de energía, el cual se calcula para cada año multiplicando la proyección de la tarifa de compra a precios corrientes por el número de kilovatios comprados.

Para los gastos de generación, gastos de distribución, gastos de subtransmisión, gastos de facturación, otros gastos, la proyección tienen en cuenta el valor que tiene en el año base y se multiplica por el índice de inflación para proyectarlo.

Adicionalmente se le puede sumar los costos por estos conceptos que pueden generar los nuevos proyectos.

Un rubro que dentro de los gastos representan un porcentaje alto, son los gastos administrativos, los cuales para su cálculo deben considerar los acuerdos sindicales, las políticas de aumento de personal, los factores prestacionales, etc.

Otro gasto que se tiene en cuenta es la depreciación la cual tiene en cuenta el costo histórico del bien, y se reconoce su deterioro durante la vida útil del mismo. Se toma el porcentaje de depreciación que lleva la empresa, se le aplica al total de activos la tasa de depreciación.

Al considerar el total de ingresos menos el total de gastos se encuentra la utilidad operacional, la cual se verá afectada por otros ingresos y por otros egresos.

Para encontrar la utilidad del ejercicio se deben restar los gastos financieros, los cuales van asociados a la tasa de interés que se paga por créditos ya establecidos, y por los nuevos intereses que se pagarán si en los flujos de caja proyectados se detecta que

la empresa requiere para su funcionamiento recursos de crédito de entidades financieras.

Las utilidades del ejercicio formarán parte del balance general en el rubro de utilidades retenidas. Además en este estado deben proyectarse el valor de los activos, caja y bancos, inversiones, cuentas por cobrar, inventarios, cuentas por pagar corto y largo plazo; el patrimonio el cual considera el capital suscrito y pagado, las reservas, etc.

También se debe proyectar un flujo de caja para mirar las necesidades de capital para adelantar las obras de inversión y para el pago de los gastos.

Adicionalmente se deben calcular algunos índices financieros como:

- . Razones de liquidez
- . Razones de solvencia
- . Razones de endeudamiento.

Estos indicadores pueden servir como criterios de la viabilidad o postergación de los diferentes proyectos de inversión.

6.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Consiste en observar el impacto que cada una de las variables relevantes del proyecto tiene sobre el VPN total. Estas variables se modifican dentro de rangos determinados para establecer su incidencia. Los cambios en el resultado se ordenan para cada una de las alternativas. junto con la variación del correspondiente factor, con el objeto de encontrar los factores sobre los cuales recae o depende más el proyecto e influyen en la toma de una decisión. Los factores típicos a considerar, cuyos valores deben tener un suficiente grado de certeza, son:

Tasa de descuento, costos de racionamiento, factor de conversión de la mano de obra no calificada, factor de conversión de la divisa, tarifa marginal, costos incrementales,

elasticidades de la demanda respecto a la tarifa, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento.

6.4 DEFINICION DE LA ALTERNATIVA

Una vez se hayan realizado los análisis de sensibilidad y se tengan las evaluaciones socioeconómicas y financieras correspondientes a cada alternativa del proyecto, se procede a su jerarquización y con base en ésta se hace la selección definitiva. El programa de inversiones asociado será consecuentemente el encontrado con los procedimientos explicados en el capítulo anterior.

En el evento de que las alternativas no hubieran demostrado su viabilidad económica o que en los análisis de sensibilidad se evidenció un alto riesgo de no ser rentables, deberán modificarse o formularse nuevas alternativas tal como se ilustra en la Figura 1 de este Manual.

GLOSARIO

ALIMENTADOR PRIMARIO. Equivalente a circuito primario. (v. Distribución Primaria).

ALIMENTADOR SECUNDARIO. Equivalente a circuito secundario. (v. Distribución Secundaria).

CARGA. Cantidad de potencia dada o recibida en un punto sobre un intervalo de tiempo. Este puede aplicarse a un sistema, parte del sistema, consumidor individual o grupo de consumidores.

CARGA PICO. Es la potencia máxima requerida por los usuarios en un período de tiempo determinado.

CIRCUITO RADIAL. Circuito por el cual la corriente fluye en una sola dirección y tiene un punto único de alimentación.

CLASE DE CARGA. También llamado tipo de consumo. Es una clasificación del consumo según su uso o tipo de suscriptor.

CURVA DE CARGA. Es la representación gráfica de la variación de carga en un período de tiempo determinado, ya sea para el sistema, grupo de consumidores o consumidor individual.

CURVA DE DURACION DE CARGA. Es la representación gráfica del conjunto de valores demandados en un intervalo de tiempo, ordenados de mayor a menor y teniendo en cuenta su tiempo de duración.

DEMANDA. Es la suma de la carga y las pérdidas de potencia correspondientes en un instante determinado, de un usuario, conjunto de usuarios o de un sistema.

DEMANDA MAXIMA. También denominada demanda pico. Es la mayor demanda ocurrida durante un período específico de tiempo.

GLOSARIO

DISTRIBUCION PRIMARIA. Es el conjunto de elementos utilizados para transportar la energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta el lado de alta tensión de los transformadores de distribución.

DISTRIBUCION SECUNDARIA. Es el conjunto de elementos (transformadores de distribución y red secundaria) utilizados para transportar la energía eléctrica desde el lado de alta tensión de los transformadores de distribución hasta el equipo de medida del usuario inclusive.

FACTOR DE CARGA. Es la relación entre la carga promedio y la carga pico.

$$FC = \frac{\text{Carga Promedio}}{\text{Carga Pico}}$$

FACTOR DE DIVERSIDAD. Se define como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima total del sistema considerado.

$$\text{FACTOR DE DIVERSIDAD} = \frac{\sum \text{Demandas máximas individuales}}{\text{Demanda máxima total del sistema}}$$

FACTOR DE ESTACIONALIDAD DE CONSUMOS. Es la relación entre los consumos máximos mensuales con el máximo anual. Esta relación se realiza luego de descontar los crecimientos de demanda en el período anual. El factor de estacionalidad mide la variabilidad de consumos que se presentan durante un año (ciclo base) debido a los hábitos o costumbres de los usuarios con respecto a la utilización de la energía eléctrica.

FACTOR DE PERDIDAS. Es la relación entre los kilovatios-hora de pérdidas durante un período y las horas del período por kilovatio pico de pérdidas. Se expresa como:

$$FPer = \frac{\text{Energía perdida durante un período}}{\text{Duración del período} \times \text{Potencia pico de pérdidas}}$$

GLOSARIO

FACTOR DE POTENCIA. Es una medida de la potencia reactiva asociada a un circuito. Corresponde al valor del coseno de la diferencia angular de la tensión y la corriente.

INDICE DE PERDIDAS. Es la relación en porcentaje entre las pérdidas de energía en un sistema o parte de éste y su correspondiente demanda.

PERDIDAS DE ENERGIA. Energía eléctrica disipada por causas inherentes al proceso de transporte o transformación, más la energía que no se contabiliza o se contabiliza erróneamente por la empresa encargada de su suministro. Puede definirse también como la diferencia que resulta al hacer un balance entre la energía demandada y la energía facturada.

PERDIDAS DE POTENCIA. Es la potencia entregada a un elemento o sistema que no es utilizada.

PERDIDAS NO TECNICAS. Energía consumida pero no contabilizada o contabilizada erróneamente. Diferencia entre la energía entregada a los usuarios y la energía facturada a los suscriptores de una empresa.

PERDIDAS TECNICAS. Energía disipada debido a fenómenos físicos. Los fenómenos que originan las pérdidas técnicas son:

- . Efecto corona
- . Disipación térmica (efecto joule) en líneas y transformadores
- . Corrientes de Foucault (o parásitas) e histéresis en núcleos de transformadores

REGULACION. Es la relación en porcentaje entre la caída de la tensión en un circuito y la tensión del punto receptor.

$$R(\%) = \frac{V_f - V_r}{V_r} \times 100$$

Donde:

GLOSARIO

V_f : Tensión en la fuente o punto de suministro.

V_r : Tensión en el punto receptor.

SISTEMA DE DISTRIBUCION. Conjunto de elementos eléctricos cuya función es distribuir entre los usuarios, la energía en bloque que viene de los sistemas de subtransmisión y transmisión.

SISTEMA DE SUBTRANSMISION. Es el conjunto de elementos eléctricos que permiten llevar bloques de energía desde un nodo de envío hacia otro de recepción dentro de un mismo mercado o empresa.

SISTEMA DE TRANSMISION. Es el sistema utilizado para transportar grandes bloques de energía desde un nodo de envío hacia otro de recepción, los cuales corresponden a centros de generación, mercados o empresas.

SUSCRIPTOR. Entidad o persona que celebra el contrato de prestación del servicio con la empresa.

USUARIO. Entidad o persona que hace uso del servicio de energía eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ANSI/IEEE. "An American National Standard IEEE Guide for Loading Mineral-oil-immersed Power Transformers up to and Including 100 MVA Sighth 55°C or 65°C Average Winding Rise". ANSI/IEEE. C57.92
- [2] AUGUGLIARO, A. Dusonchet, L. y Mangione, S. Optimal Capacitive Compensation on Radial Distribution Systems Using Nonlinear Programming. En: Electric Power Systems Research. V.19. N°2. Agosto 1990.
- [3] BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO. "Estudio Sectorial de la Demanda por Energía Eléctrica en el Ecuador". Fernando Lecaros, abril de 1986.
- [4] ----- . "Pronosticando la Demanda por Electricidad, Enfoque General y un Estudio de Caso en la República Dominicana". Westley, G. Enero 1986.
- [5] BILLINTON, R. and Allan, R." Reliability Evaluation of Engineering Systems; Concepts and Techniques". 1983.
- [6] CALABRESE, J. "Metodología de Evaluación de Pérdidas no Técnicas". Simposio Latinoamericano sobre control de Pérdidas Eléctricas. Bogotá, octubre de 1988.
- [7] CELGAC. "Estudio de Pérdidas para CELGAC S.A.", Consultores Unidos, mayo de 1988.
- [8] ----- . "Manual de Procedimientos para Planes de Expansión". Oficina de Planeación, marzo de 1990.
- [9] COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL -CIER" Sistematización y Automatización de las Demandas de Bienes y Materiales para Programas de Distribución". Comité Nacional Colombiano. Medellín, abril de 1992.
- [10] CURSO GESTION DE LA CARGA ELECTRICA. VIII Jornadas Nacionales de Energía Eléctrica. Bogotá, mayo de 1991.

BIBLIOGRAFIA

- [11] CUERVO Gabriel. "Actualización de Criterios para Selección de Conductor Económico y Cargabilidad de Transformadores".
- [12] DARLING, A. "Documentos sobre Metodología de Análisis Económico de Proyectos de reducción de Pérdidas Eléctricas", 1986.
- [13] DECRETO No. 3069 del 16 de diciembre de 1968. "Por el cual se crea la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, se establecen los criterios básicos para la aprobación de las mismas y se dictan otras disposiciones".
- [14] DECRETO No.2545 del 12 de octubre de 1984. "Por el cual se reglamentan los Decretos 3069 de 1968 y 149 de 1976 y se establece a nivel nacional la estructura de tarifas para la prestación del servicio de energía eléctrica".
- [15] DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION. "Banco de Proyectos de Inversión Nacional, Manual de Operación y Metodologías".
- [16] -----. "Sector Eléctrico Colombiano. Programa de Inversiones 1989-2000". Bogotá, junio de 1991.
- [17] DURAN, E., DE LA CALLE, T. y CARDONA, N. "Caracterización de la Carga del Sistema Eléctrico Colombiano. Caso Piloto de Empresas Públicas de Medellín". VII Jornadas Nacionales de Energía Eléctrica. Bogotá, 1990.
- [18] EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA. "Procesamiento del Planeamiento de la Distribución. PROPLAD". CNEC-ET, junio de 1989.
- [19] -----. "Procesamiento de Datos del Sistema de Distribución, PRODADIS"., CNEC-ET, junio de 1989.
- [20] -----. "Estudios de Planeamiento del Sistema de Subtransmisión y Distribución de la EEB, Informe Final". Salgado Meléndez y Asociados-Gilbert Associates INC., mayo de 1981.

BIBLIOGRAFIA

- [21] EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN. "Actividades de la Red de Precedencias de un Proyecto Típico de Subestación". Documento 3-593.
- [22] -----, "Estudio de Conductores y Apoyos en Circuitos Primarios Aéreos de EEPPI de Medellín". Salgado Meléndez y Asociados.
- [23] EKWUE, A and Cory, B. "Transmission System Expansion Planning by Iterative Methods", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, V.103, July 1984..
- [24] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. "Aggregate Consumer Expenditures on Energy". Dale W. Jorgenson, EPRI EA-366A, Project 1428.
- [25] -----, "Reliability Indexes for Power Systems". New York, 1981.
- [26] -----, "Research into Load Forecasting and Distribution Planning". EL-1198, V.1, Research Project 570-1, 1980.
- [27] ELETROBRAS. Planejamento de Sistemas de Distribuicao. Rio de Janeiro. Cap.4 y 5. 1986.
- [28] EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI. "Criterios de Planeamiento: Aspectos Practicos de Hydro-Quebec relacionados con los Sistemas de Distribución". SISTECOM LTDA., Bogotá, 1989.
- [29] -----, "El Sistema de Manejo de Carga en Transformadores". octubre de 1987.
- [30] FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL S.A., "Procedimientos de Diseño Eléctrico de Sistemas de Subtransmisión y Distribución", Armando Renjifo B., 2 V. Abril 1989.
- [31] -----, "Estudio Organizacional de Empresas de Energía Eléctrica". Instituto de Estudios Colombianos- Zuleta Holguín y Cía., Informe Final. Bogotá, septiembre de 1988.

BIBLIOGRAFIA

- [32] Glossary of terms related to load management. IEEE. Transactions on Power Apparatus and Systems. V. 104, No. 9. septiembre 1985.
- [33] IEC. "Loading Guide for Oil-immersed Transformers". Geneve, 1972.
- [34] IEE Proceedings-C. Generations, Transmission and Distribution. Special Issue on Aspects of Power Distribution. V.133, No.7, noviembre de 1986.
- [35] INTERCONEXION ELECTRICA S.A. "Guía para la Actualización del Programa de Inversiones en Sistemas de Subtransmisión y Distribución". Oficina de Planeación, julio de 1981.
- [36] -----, "Metodología para el Planeamiento de la Expansión de la Transmisión". Oficina de Planeación, marzo de 1988.
- [37] -----, "Modelo de Evaluación Económica e Impacto Distributivo de Proyectos de Transmisión, Subtransmisión y Distribución; EVEPRED. Manual de la Metodología". Medellín, octubre 1988.
- [38] -----, "Modelo Econométrico de Proyecciones Regionales y Sectoriales de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia". Informe Final. Econometría. Ltda. Tomo 1, agosto de 1982.
- [39] ----- "Plan Maestro de Distribución; Informe Final". SISTECOM LTDA., mayo de 1982.
- [40] -----, "Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica 1990-2010". Medellín, marzo de 1991.
- [41] -----, "Revisión y Reestimación del submodelo de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia". Informe Final. Centro de Investigaciones Económicas CIE, Universidad de Antioquia. Medellín, mayo de 1987.
- [42] MODER, Joseph and Phillips, C. "Project Management with CPM and PERT".

BIBLIOGRAFIA

- [43] MONTAÑO, Agustín. "Iniciación al Método del Camino Crítico".
- [44] MUNASINGHE, M. and Scott, W. "Energy Efficiency: Optimization of Electric Power Distribution System Losses", World Bank, Energy Department Paper No. 2, 1988.
- [45] OLADE. "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas"., Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, agosto de 1990.
- [46] SCOTT, W. "Computerizing the Engineering of Distribution Systems". Transmission & Distribution International. 1990.
- [47] TALUKDAR, S. and Gellings, C. "Load Management". IEEE Press. New York, 1987.
- [48] TORRES, A. y Vallejo, P. "Métodos Probabilísticos para Estudios de Expansión de Sistemas de Transmisión". Consultoría Colombiana - Universidad de los Andes.
- [49] TRAM, H.N. y WALL D.L. "Optimal Conductor Selection in Planning Radial Distribution Systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Febrero 1988.
- [50] UNITED NATIONS INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANIZATION. "Manual for Planning the Development of Capital Goods Industries". M.M. Luther. 1983.
- [51] WALL D.L. et al. "An Optimization Model for Planning Radial Distribution Network". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Mayo/Junio 1979.
- [52] WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. "Computer-aided Distribution Planning and Design System, CADPAD". Pittsburg, 1982.

BIBLIOGRAFIA

- [53] WILLIS H.L., Powel R.W. y Wall D.L. "Load Transfer Coupling Regression Curve Fitting for Distribution Load Forecasting". IEEE Transactions on Power apparatus and Systems. V. 103 No. 5, 1984.

- [54] WILLIS, H.L. y Tram, H. "A Cluster Based V.A.I. Method for Distribution Load Forecasting". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. V. 102 No.8, 1983.

- [55] WILLIS, H. and Northcote-Green, J. "Spatial Electric Load Forecasting: A Tutorial Review." Proceedings of the IEEE. V.71, No. 2. february 1983.

- [56] WOLFF, ROBERT F. The New Electronic Frontier Distribution Design. En: Electrical World. Mayo 1982.

Manual de planeamiento de sistemas
eléctricos de distribución versión 1.1
Interconexión Eléctrica S. A.

333.914 l611m Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

FECHA