SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2002

VISTOS Y CONSIDERANDOS

Que el artículo 51 de la Ley de Electricidad establece que las tarifas base de las empresas de distribución se calcularan tomando en cuenta, entre otros aspectos las previsiones de ventas de electricidad a sus consumidores.

Que el artículo 44 del Reglamento de Precios y Tarifas establece que la proyección de la demanda de electricidad para los Consumidores ubicados en la Zona de Concesión de las empresas de distribución, se efectuará por el período de cuatro años y debe ser presentada a la Superintendencia de Electricidad desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprendiendo los consumos de energía y potencia, el número de consumidores y el consumo promedio y se verificará su correlación con los factores económicos y demográficos relevantes.

Que las empresas de distribución deben presentar a la Superintendencia de Electricidad para que verifique la consistencia y apruebe sus planes de expansión incluyendo los respectivos programas de inversión para periodos de cuatro años, conforme a lo establecido en el artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas y a la vez dispone que las inversiones deben ejecutarse conforme al crecimiento de la demanda.

Que es necesario contar con una norma operativa que defina procedimientos uniformes y estándares para la presentación de la información de la proyección de la demanda y de los planes de expansión y sus programas de inversión, para el efecto la Superintendencia de Electricidad ha contratado un servicio de consultoría para que elabore la citada norma que defina metodologías para el estudio de la proyección de la demanda, para la elaboración y presentación de los planes de expansión y de los programas de inversión.

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad y su Reglamentación,

RESUELVE:

ARTÍCULO ÚNICO.- Apruébase la "Norma Operativa para la Presentación del Estudio de la Proyección de la Demanda, Metodología de Plan de Expansión y del Programa de Inversión", que en anexo forma parte de la presente Resolución, para su aplicación por parte de las empresas de distribución que cuentan con zonas de concesión y/o tarifas base aprobadas por la Superintendencia de Electricidad.

Regístrese, comuníquese y archívese.

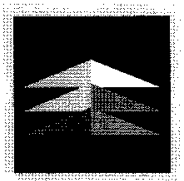
Alejandro Nowotny
SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD

Es conforme:

Dr. Ramiro Camargo Meneses
DIRECTOR LEGAL

ANEXO # 1

METODOLOGÍA PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2002

I. INTRODUCCION

El presente anexo tiene por objeto poner a disposición de las empresas distribuidoras una metodología para realizar las proyecciones de demanda de electricidad para la actividad de distribución. Sin embargo, la existencia de muchas metodologías de Proyección de la Demanda y por la experiencia de las empresas en sus propios métodos, la misma no tiene ningún carácter obligatorio.

No obstante, con el objetivo de homogeneizar la información que es presentada a la Superintendencia de Electricidad, la presente metodología incorpora formatos de presentación de la información que interviene en el proceso de Proyección de la Demanda, los mismos que son de carácter totalmente obligatorio para las empresas distribuidoras, al momento de presentar el estudio de referencia.

II. ESTRUCTURA Y UNIDADES DE ANALISIS

II.1. DEFINICIONES

En lo que sigue se utilizará la siguiente terminología:

Zona Eléctrica

Una zona eléctrica es la menor unidad espacial de proyección autónoma definida en base a los siguientes criterios:

- Homogeneidad y diferenciación geográfica.
- Características socioeconómicas y productivas comunes.
- Jurisdicción política: uno o más municipios, distritos, provincias con información demográfica desagregada.
- Integración en un subsistema eléctrico con información desagregada.

Centro Urbano y Áreas no Urbanas

Dentro de la zona eléctrica se distinguen los centros urbanos, caracterizados por tener un trazado de calles que sigue alguna normativa urbanística y por una elevada concentración de la demanda. El área no urbana es la restante, es decir la parte de la zona eléctrica que carece de tales características.

Contorno Urbano

Es la línea perimetral que separa el centro urbano del área no urbana que lo rodea o de un centro urbano adyacente. Si no está claramente definido, se lo define en forma convencional como la envolvente exterior del área en la que coexisten un trazado urbano y una red de distribución eléctrica.

Área Típica

Es una porción de un centro urbano que tiene características homogéneas, similar actividad (predominio de determinado sector de consumo) y análoga densidad de equipamiento eléctrico, lo que permite suponer que posee una densidad de carga eléctrica uniforme en toda su extensión.

Área Isodensa

Es un conjunto de áreas típicas cuyas densidades de carga están dentro de un rango que requiere instalaciones de un mismo tipo tecnológico (subterráneo, aéreo), desarrollo de red (por una sola vereda o por ambas) y tamaño de equipamiento eléctrico.

Relieve de Cargas

Es el conjunto de áreas isodensas de un centro urbano. En general, los valores de densidad de carga descienden desde un área céntrica hasta una extensa banda periférica.

Anillo de Expansión

Es la superficie adyacente al contorno urbano en que se incrementa el área total del centro urbano entre dos años de corte, por ejemplo entre el año base de proyección y el primer año del período tarifario analizado, o entre el primero y el último año del período tarifario analizado.

Normalmente se supone que el anillo de expansión tendrá una densidad de carga análoga a la de la banda isodensa periférica.

Sector de Consumo

Es cada uno de los sectores en que se subdividen los consumidores eléctricos según el tipo de actividad del usuario, en particular:

- Residencial,
- General (comercio y servicios, públicos y privados),
- Industrial,
- Alumbrado Público,
- Otros, según el caso.

Etapas de Consumo

Son los diferentes ámbitos comprendidos entre los niveles de tensión en que se conectan los consumidores:

- Alta tensión (AT).
- Media tensión (MT).
- Baja tensión (BT).

Categorías y Segmentos Tarifarios

Son las categorías y subdivisiones de la estructura tarifaria vigente o propuesta.

II.2. INFORMACION HISTORICA

Se analizarán y presentarán series históricas de información de entre siete y diez años consecutivos, incluyendo el último período anual completo (Año Base). Como mínimo, la siguiente información histórica asociada a cada unidad de análisis:

Demográfica:

- Población.
- Viviendas ocupadas e Índice de Habitantes por Vivienda IHV (población / viviendas ocupadas).
- Viviendas con servicio eléctrico y Grado de Electrificación GE (viviendas electrificadas / viviendas ocupadas).

Se deberá usar la información demográfica histórica y prospectiva de organismos oficiales de Estadística y Censos más actualizada. Además, se deberá relevar información fehaciente sobre planes nacionales, municipales o privados de asentamiento de población, barrios, urbanizaciones, o bien tendencias no contemplados en las proyecciones más generales.

Comercial, por sector de consumo:

- Clientela.
- Facturación (ventas).
- Pérdidas no técnicas.
- Factor de carga sectorial.
- Factor de responsabilidad en la carga máxima.

Eléctrica, por etapas:

- Energía operada: generación, compra, uso interno.
- Pérdidas técnicas.
- Carga máxima conjunta y por etapas.
- Factor de carga general.

Se deberá usar la información propia de las empresas, tales como, registros comerciales, datos de operación técnica, estudios de caracterización de carga, etc.

II.3. PERIODOS DE PROYECCION

Se distinguirán dos períodos de proyección:

Mediano plazo

Abarca el período tarifario para el cual se consideran las inversiones del plan de expansión, bastante previsible a partir del estudio de las tendencias y mediante el uso de procedimientos analíticos.

Largo plazo

Comprende no menos de 5 años, a partir del fin del período tarifario analizado. El pronóstico es menos preciso que para el mediano plazo, pero debe permitir dimensionar los activos mayores del Plan de Expansión: líneas troncales de MT y el sistema de subtransmisión.

Entre el último año histórico disponible y el primer año del nuevo período tarifario estudiado, se encuentra el período necesario para elaborar y hacer aprobar el estudio, aproximadamente un año.

En resumen, el estudio comprenderá, como mínimo:

- El año base de proyección, último año histórico disponible.
- El año del estudio.
- Cada uno de los cuatro años del período tarifario para el cual se propone el Plan de Expansión.
- Uno o más años de corte de largo plazo.

II.4. ZONIFICACION ESPACIAL DE LA PROYECCION

El análisis y proyección de las series históricas se realizará por Zonas Eléctricas, unidades espaciales a definir por los Distribuidores en número adecuado, según criterios de homogeneidad geográfica, socioeconómica, política y del sistema eléctrico.

La cantidad de zonas dependerá de las características de la jurisdicción de la empresa, pero se recomienda un número de entre 4 y 8, de dimensiones comparables entre sí.

El tamaño deberá ser suficiente para que el comportamiento de las variables de población,

consumo y carga de la zona eléctrica permita deducir tendencias históricas y su tratamiento tenga consistencia estadística.

Dentro de cada zona eléctrica, los centros urbanos relevantes se diferenciarán del resto: áreas suburbanas, poblaciones menores y áreas rurales.

Se considerará que un área es urbana y relevante cuando se presenten las siguientes situaciones:

- La demanda, y en consecuencia las redes de distribución de MT y BT, se concentra sobre un trazado predefinido (regulado) de calles.
- La extensión del área alcanza como mínimo a 50 ha.
- La densidad de carga media alcanza al menos los 3,5 kW/ha.
- Existen por lo menos 7 clientes por hectárea.

Estos valores son indicativos y podrán ajustarse en base a consideraciones sobre el tamaño relativo de los centros urbanos de cada empresa distribuidora.

Los criterios establecidos deben ser cumplidos en su totalidad. Si faltara uno de ellos el área no se considerará urbana aunque estén presentes los restantes, salvo que existan razones justificadas que deben ser expuestas por el Distribuidor.

Los centros urbanos principales podrán constituir una zona eléctrica en sí misma. Por tratase de un ámbito dinámico en constante crecimiento, el perímetro de tales centros deberá abarcar una franja externa para la expansión previsible dentro del período en estudio (anillo de expansión).

Aunque dentro de una zona eléctrica mixta, los parámetros de demanda de los centros urbanos se proyecten en conjunto con los del resto de la zona, deberán ser desagregados a posteriori mediante criterios sustentables, para permitir el análisis particular de cada partición.

Apertura Sectorial

En cada Zona Eléctrica, el análisis histórico y la proyección de los indicadores de consumo eléctrico, se efectuará para sectores típicos diferenciados.

Los sectores tendrán en cuenta como variable principal el tipo de actividad y sólo secundariamente el tamaño del consumo. Es decir que la base de proyección dará preferencia a la clasificación de consumidores en Residenciales, Generales, Industriales, AP, etc., antes que en las categorías de los cuadros tarifarios. De esta manera se conservan las características distintivas de los sectores clásicos (indicadores sectoriales, factor de carga, estacionalidad, etc.) mientras que en la clasificación por tamaño de consumo suele haber unos pocos individuos por tipo, es decir poca consistencia estadística.

Como mínimo se analizarán por separado los siguientes sectores de consumo:

- Residencial.
- General: comercial, servicios y gobierno.
- Industrial.
- Alumbrado público.

Se podrán diferenciar otros sectores cuando su magnitud relativa o su carácter particular así lo justifique, tales como bombas (riego por bombeo), consumos especiales, etc.

Se recomienda no superar la cantidad de seis sectores básicos.

De tener suficiente significación dentro de su sector, los grandes consumos de los sectores General e Industrial se proyectarán por separado de los pequeños. Como criterio general, se considerarán grandes a los que estén conectados en AT ó MT y a los que, estando conectados en BT, tengan asignado un centro de transformación (CT) exclusivo.

II.5. PROCESO DE PROYECCIÓN

Métodos y Variables Asociadas

Para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo se dará preferencia a los métodos analíticos y tendenciales.

Los métodos econométricos podrán usarse como elemento de control, para verificar el cierre global de las proyecciones. No son aconsejables para la elaboración de tales proyecciones debido a:

- la inexistencia de pronósticos confiables de crecimiento de las variables macroeconómicas a nivel de zonas eléctricas,
- la fuerte inercia y escasa elasticidad de las variables eléctricas en los países de Latinoamérica, donde estos métodos dan correlaciones aceptables sólo cuando los agregados macroeconómicos crecen, no así cuando las variables se estabilizan o decrecen y
- su incapacidad para reflejar variaciones debidas a políticas de recuperación del hurto, saturación de los procesos de electrificación periférica, etc.

Sector Residencial

La proyección se basará en un estudio demográfico de tipo analítico para cada Zona Eléctrica, consistente en analizar la evolución histórica y proyectar para el período futuro:

- La población
- El IHV y, como resultado, la cantidad de viviendas ocupadas.
- El GE y, como resultado, la cantidad de viviendas electrificadas.
- La clientela Residencial, que es menor a la cantidad de viviendas electrificadas por dos razones:
  - La existencia de usuarios ilegales, cuya evolución está recíprocamente ligada a la de las pérdidas no técnicas.
  - Parte de las viviendas están incluidas en otros sectores de consumo: comercio, industria, escuelas, etc., en proporción que suele ser elevada en áreas del interior.

El otro aspecto a estudiar será la evolución del Consumo por Cliente Residencial, sobre la base de:

- La tendencia histórica o su estabilización alrededor de un valor representativo.
- La comparación con zonas de referencia objetivo.
- Estudios de la evolución del equipamiento, si los hubiere.

No se admitirán tendencias decrecientes del consumo unitario a lo largo del período de proyección, salvo que estén debidamente fundamentadas.

La proyección del Consumo Residencial (facturación o ventas) se obtendrá como producto de la Clientela por el Consumo Unitario anual.

Sectores General e Industrial

Se proyectarán, según la metodología más adecuada a juicio de la empresa distribuidora, basada en el conocimiento de sus clientes:

- Cantidad de clientes.
- Consumos unitarios.
- Consumos totales (facturación o ventas).

Para cada uno de esos conceptos se mostrarán los registros históricos y los valores proyectados, por medio de cuadros y representaciones gráficas adecuados diseñados a tal efecto.

Se verificará que los Consumos Residenciales y Generales mantengan su participación histórica en la proyección, salvo que pueda justificarse lo contrario.

Los consumos generales pequeños deberían crecer con tasas similares a las del sector residencial, sobre todo en el interior. En los centros urbanos grandes, las demandas mayores suelen crecer en forma más dinámica.

Cuando existan pronósticos confiables de producción, para proyectar los consumos industriales podrá utilizarse la "intensidad eléctrica de la producción", relacionando los consumos y cargas esperados en función de la producción de las actividades predominantes en cada zona.

Alumbrado Público

Se proyectará el consumo total (facturación o venta), considerando los siguientes aspectos:

- La tendencia histórica.
- La participación histórica en el total.
- La relación entre el crecimiento de la demanda residencial y del AP.

El AP tiende a crecer menos que el consumo residencial, con una tasa similar a la de la expansión superficial de los centros urbanos. No obstante, suelen aparecer discontinuidades debidas a mejoras tecnológicas introducidas por los municipios, a las que sigue un período de crecimiento vegetativo.

Otros sectores

Se proyectarán siguiendo la metodología más adecuada a juicio del Distribuidor, basada en el conocimiento de sus clientes, para obtener:

- Cantidad de clientes.
- Consumos unitarios.
- Consumos totales (facturación o ventas)

II.6. BALANCE DE ENERGIA Y CARGA MAXIMA

Energía operada en nodos de entrada

Su proyección se obtendrá mediante la integración de:

- Los consumos (venta o facturación) sectoriales.
- Las pérdidas no técnicas.
- Las pérdidas técnicas por etapa.

La proyección de las pérdidas no técnicas se basará en el programa de limitación del hurto y del fraude que está dispuesta a llevar adelante para alcanzar valores estándar, teniendo en cuenta que tales programas implican compromisos de gastos e inversiones a determinar.

La proyección de las pérdidas técnicas tendrá en cuenta las mejoras implícitas y explícitas en el proceso de expansión de las redes, las que serán posteriormente verificadas mediante simulación de la operación.

Carga máxima y factor de carga

La carga máxima a nivel de nodos de entrada no puede ser proyectada directamente pues depende del aporte o responsabilidad en horas de pico de sectores con distintas tasas de crecimiento.

En consecuencia, aunque los factores de carga sectoriales se mantengan constantes durante el período de proyección, el factor de carga del sistema deberá variar en más o en menos en función de ese crecimiento relativo.

Por lo tanto, la evolución de la carga máxima se obtendrá en dos pasos:

Balance de potencia del año base, mediante la integración de:

- Las cargas máximas sectoriales afectadas por el factor de responsabilidad sectorial en la carga máxima del sistema.
- La pérdida de carga por etapa, función de las pérdidas de energía.

Los factores de carga y responsabilidad sectoriales se ajustarán hasta que la carga máxima resultante se corresponda con la registrada.

Proyección de la carga máxima, a través de la proyección de:

- Los factores de carga y responsabilidad sectoriales ajustados, los que se mantendrán constantes en el período de proyección a menos que existan razones justificadas para predecir su evolución.
- Las cargas máximas sectoriales resultantes.
- Las pérdidas de carga, función de las pérdidas de energía.

Evolución de los Indicadores y Control de Consistencia

Los principales indicadores demográficos y comerciales son:

- Índice de Habitantes por Vivienda IHV (población / viviendas ocupadas).
- Grado de electrificación: relación entre viviendas electrificadas y totales.
- Factor de clandestinidad: relación entre usuarios ilegales y totales.
- Consumo unitario o consumo por cliente.
- Participación sectorial en el total de las ventas.
- Pérdidas no técnicas: hurto y fraude.

Los indicadores complementarios, de tipo estructural, son:

- Factor de carga sectorial: relación entre el consumo del sector y su carga máxima.
- Factor de responsabilidad sectorial, relación entre la carga máxima del sector y su carga simultánea con la máxima del sistema.
- Pérdidas técnicas en la red, por etapa, referida a la energía total operada en bornes de

entrada del Distribuidor.
- Factor de carga del sistema: relación entre energía operada y carga máxima.

La consistencia de las proyecciones puede verificarse analizando el comportamiento y la evolución de los indicadores anteriores. Al respecto deberá tenerse en cuenta que:

- El IHV tiende a descender muy lentamente.
- El GE tiene un crecimiento constante aunque nunca alcanza la unidad. Su descenso es indicativo del incremento del hurto.
- El factor de clandestinidad debería disminuir paulatinamente a valores estándar, mediante campañas que normalmente implican inversiones y gastos.
- El consumo por cliente tiende a crecer hacia valores de referencia o bien a mantenerse estabilizado alrededor de un valor promedio.
- La participación relativa de los sectores típicos puede variar con el paso del tiempo, pero esta variación debería acotarse por comparación con lo que sucede en otros sistemas de referencia o justificarse debidamente.

En lo atinente a los balances de energía y potencia:

- Los factores de carga sectoriales y de responsabilidad deberían permanecer constantes en tanto no existan causas que justifiquen su variación.
- Las pérdidas técnicas se reducen gradualmente por la introducción de mejoras en la red. Esta reducción deberá surgir de la simulación del funcionamiento eléctrico de la red propuesta.
- En el año base, los factores de carga y responsabilidad sectoriales deberán permitir realizar un cierre con el factor de carga del sistema, es decir con la relación entre dos valores conocidos: la energía operada y la carga máxima.
- El factor de carga podrá variar en más o en menos según la diferente evolución relativa del de los sectores que lo determinan.

II.7. PROYECCIÓN DE LAS VARIABLES DE DISEÑO

Cargas de Diseño

El diseño de las redes se realiza para la carga máxima que debe ser suministrada a través de ellas. Lo normal es distribuir esta carga a lo largo de las redes secundarias de MT de BT y concentrarla convenientemente en las líneas troncales de MT, las líneas de subtransmisión y estaciones transformadoras.

La carga a considerar en cada caso será la máxima a soportar por el elemento o porción de red que se diseña. En consecuencia, la carga máxima total proyectada por zona eléctrica deberá ser:

- Desagregada hasta el nivel de las unidades a diseñar: urbana, rural, por centro de carga, por sectores urbanos, etc.
- Desafectada del factor de simultaneidad, es decir convertida en carga máxima de la unidad de análisis.

Por ejemplo, el diseño de una línea troncal dedicada a la alimentación de un parque industrial perteneciente a determinada zona eléctrica exigirá que:

- se desagregue de la carga máxima zonal la parte que compete al parque industrial y
- se desafecte esa carga simultánea del factor de responsabilidad del Sector Industrial,

para así tener la carga máxima del parque industrial.

En los centros urbanos, donde existe una regularidad en los tendidos, es posible definir una red de servicio estándar de BT y MT, incluyendo los centros de transformación MT/BT (CT).

En esos casos, la variable de diseño es la carga máxima por unidad de superficie, o densidad de carga. El conjunto de áreas isodensas de un conglomerado urbano constituye su relieve de densidades de carga.

En las áreas no urbanas la carga podrá ser expresada como una carga distribuida por unidad de longitud (kW/km) o como una carga por CT existente.

También podrá suministrarse la carga unitaria por cliente y evaluar la expansión sobre la base de la clientela media por CT, tratando por separado los grandes clientes con CT exclusivo.

Desagregación de Cargas

De las series proyectadas se realizarán como mínimo las siguientes desagregaciones:

- Dentro de cada zona, entre cargas máximas urbanas por localidad y cargas no urbanas.
- Cada una de éstas, a su vez, en cargas máximas de BT, MT y AT.
- En los centros urbanos relevantes, según áreas de similar densidad de carga.

Cada porción de carga máxima así desagregada deberá desafectarse del coeficiente de simultaneidad correspondiente.

En las áreas no urbanas es conveniente segregar la carga de los grandes usuarios con CT propio o exclusivo o con transformador de tamaño muy superior al medio, aunque éste sea compartido con clientes menores.

La proyección de la demanda, también deberá desagregarse según las etapas, categorías y segmentos del cuadro tarifario propuesto, los siguientes parámetros:

- Clientela.
- Facturación o ventas: consumo medio por cliente.
- Carga máxima.

Relieve Urbano de Densidades de Carga

La variable de diseño de la red urbana de BT y MT y los CT será la densidad de carga. Las densidades de carga del año base permiten verificar la adaptación de la red inicial, en tanto que su evolución a lo largo del período sirve para definir el crecimiento horizontal y vertical de la red.

La metodología de cálculo y proyección del relieve de cargas que se expone a continuación es sólo ilustrativa. El Distribuidor podrá utilizar métodos propios, según sus usos y normas, siempre que éstos sean compatibles con los que aquí se indican y conduzcan a los mismos resultados.

En áreas urbanas de menos de 500 ha de superficie total la expansión de la red podrá definirse utilizando una densidad media, sin necesidad de elaborar un relieve de cargas.

En el caso de utilizar metodologías propias, el Distribuidor deberá describir en detalle cada uno de los pasos que conduzcan a los resultados presentados.

ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2002

Año Base

Sobre cartografía adecuada se traza el contorno o perímetro del centro urbano, considerando como tal la envolvente de todos las áreas con trazado urbano, hasta donde exista cubrimiento de la red de distribución eléctrica.

Se calcula la superficie total y se calcula la **carga máxima** del año base propia del área así definida, diferenciada en cargas en BT y total en MT. La densidad media urbana es el cociente entre carga y superficie totales:

$$\delta M = \frac{CMáx}{ST}$$

Se define la micro distribución de la demanda según áreas isodensas, para lo cual se utiliza uno o más registros históricos tales como:

- Vinculaciones entre el facturado y la cantidad de usuarios asociados a un CT
- Mediciones periódicas de carga en los CT en horas próximas a la de carga máxima.
- Estimaciones del nivel de carga de los CT.
- Carga máxima por alimentador.

Dentro del contorno urbano se identifican áreas típicas, homogéneas y bien delimitadas en base a los siguientes criterios:

- Zonificación municipal, actividad principal u otra característica relevante.
- Similar concentración de CT: cantidad de CT por ha.

Se determina la superficie Sa de cada área típica, verificando el cierre del conjunto de áreas típicas con la superficie urbana total S_T:

$$\sum_i Sai = ST$$

Se desagrega la carga máxima CMáx del centro urbano en cada una de las áreas típicas definidas, utilizando el registro de cargas de nivel micro como ponderador. Se calcula así la **contribución a la carga máxima** Ca de cada área típica, de modo que:

$$\sum_i Cai = CMáx$$

Se calcula la densidad de carga de cada área típica como el cociente entre su contribución a la carga máxima y la superficie del área típica:

$$\delta a = \frac{Ca}{Sa}$$

Cuando la carga máxima propia de un área típica no es simultánea con la carga máxima del centro urbano, es necesario corregir la densidad de carga de diseño desafectándola de su factor de simultaneidad:

$$\delta' a = \frac{\delta a}{FSa}$$

Esto suele ocurrir en zonas industriales y sectores céntricos, cuya carga máxima es diurna, mientras la carga máxima urbana es normalmente nocturna.

Se ordenan las áreas típicas según las densidades de carga obtenidas y se definen rangos de densidad de carga, identificando las áreas pertenecientes a un mismo rango.

Se agrupan las áreas (a_1, a_2, a_3, ...) pertenecientes al mismo rango (A) y se calcula la densidad media del rango, definiendo un **área isodensa** única:

$$\delta A = \frac{\sum_i Ca_i}{\sum_i Sa_i}$$

Se recomienda usar límites de rango se correspondan con valores de densidad en los que conviene pasar de una configuración o equipamiento estándar de red a otro, por ejemplo paso de área de cubrimiento típica de un CT de cuatro a seis manzanas; de distribución por una sola vereda a distribución por ambas.

Si dentro de un mismo rango hubiere más de un tipo urbano característico, que pudiere requerir soluciones tecnológicas diversas, se definen tantas áreas isodensas como tipos se identifiquen.

Sobre la base cartográfica del centro urbano se representa ese conjunto de áreas isodensas, que constituye el relieve de densidades de carga del año base de la proyección. Se indican los valores en BT y total en MT.

En un centro urbano desarrollado, normalmente se identifican ciertas isodensas típicas:

- Uno o más sectores correspondientes al **centro comercial**, de alta densidad, a veces superior a 100 kW/ha.
- Una zona media correspondiente al **casco consolidado**, cuyas isodensas pueden variar entre 10 kW/ha y 30 kW/ha.
- Una o más **bandas periféricas**, extensas y de baja densidad, normalmente entre 3 kW/ha y 7 kW/ha.

Muchas veces existen áreas de actividades especiales: industriales, educativas, recreativas, etc.

II.8. PROYECCION

Para definir el Plan de Expansión de los centros urbanos se proyectará el relieve de densidades de carga a lo largo del período considerado, según el siguiente procedimiento:

- Se fija la expansión superficial del centro urbano a partir de su contorno del año base, teniendo en cuenta:

  - El crecimiento superficial histórico.
  - Los proyectos públicos y privados de desarrollo urbano y vivienda.
  - Planes Reguladores Urbanos de Alcaldías Municipales.
  - Las barreras físicas, económicas y regulatorias.
  - Los ejes principales de crecimiento.

De no existir información municipal u otra fuente confiable, se adoptará como tasa anual de expansión superficial una igual al 50% de la tasa media anual de crecimiento prevista para la clientela residencial:

$t_s = 0{,}5\ t_r$

Sobre la cartografía se representan los contornos urbanos inicial (año inmediato anterior) y final del período tarifario o "año final" del esquema, atendiendo a los ejes y barreras de crecimiento.

La superficie comprendida entre los contornos de dos años de corte sucesivos constituye el **anillo de expansión**. Existirá un anillo entre el año base y el del estudio o "previo" al período tarifario y otro correspondiente a la expansión "durante" el período tarifario.

Se definen tasas de crecimiento vertical de las densidades de carga de las áreas isodensas, iguales o diferenciadas, según el dinamismo adjudicado a cada sector de consumo predominante.

La totalidad de la expansión superficial o anillo de expansión se supone con idéntica densidad de carga que la banda periférica de menor densidad, salvo que existan motivos que justifiquen otra hipótesis. Ello equivale a decir que todo el crecimiento horizontal se asigna a esa banda periférica.

Puesto que la proyección se limita a unos pocos años, no es indispensable prever el crecimiento superficial de las áreas isodensas mayores, de modo que, salvo razones en contrario, se mantendrán constantes las superficies isodensas del año base.

Se obtiene la carga máxima integrando el relieve de densidades de carga de los años de corte "previo" y "final", ajustando las tasas de crecimiento vertical hasta verificar el cierre con la carga máxima urbana pronosticada para ambos períodos.

Los nuevos relieves de densidades de cargas deben mostrar un desarrollo armónico y consistente con el del año base.

Sobre la base cartográfica del centro urbano se representan los relieves de densidades de carga de los años "previo" y "final" del período tarifario, indicando los valores en BT y total en MT.

III. FORMATOS DE PRESENTACIÓN

III.1. Generalidades

La diversidad de tamaño y características propias de las empresas hace que puedan presentarse complejidades o particularidades que dificulten el uso de los diseños estándar aquí desarrollados. Ciertas empresas pueden tener sólo algunas de las etapas de suministro definidas; otras pueden adquirir, e incluso generar, energía en más de un nivel de tensión.

En cada caso, deberán realizarse las adecuaciones pertinentes pero manteniendo en lo posible el formato de presentación y el nivel de información aquí especificados.

III.2. PROYECCION DEMOGRAFICA Y DE CONSUMO

Los períodos anuales indicados en los cuadros son sólo a título de ejemplo y deberán adecuarse a los que correspondan en cada caso.

En el Cuadro N°I-1 se muestra el formato para realizar el análisis histórico y la proyección de los parámetros demográficos: habitantes, viviendas ocupadas y viviendas electrificadas y de sus indicadores: tasa de población, IHV y GE, para cada zona eléctrica y para el total de la jurisdicción de servicio.

En el Cuadro N°I-2 se muestra el formato para realizar el análisis histórico de las series de consumo (hasta el último disponible), para cada zona eléctrica y resumen:

- Clientela por sector de consumo y total.
- Ventas o facturación, ídem.
- Consumos unitarios, como cociente de los anteriores.
- Balance: consumo interno (propio del distribuidor), pérdidas técnicas y no técnicas, energía operada, factor de carga y carga máxima.

Complementariamente, en el Cuadro N°I-3 debe presentarse, para el año base, la tipificación de clientes y los consumos y demandas por sector, tamaño del consumo y nivel de tensión, diferenciados en:

Pequeños:		P <	10 kW
Medianos:	10 kW	< P <	50 kW
Grandes:	50 kW	< P	

En el Cuadro N°I-4 se muestra el formato diseñado para realizar la proyección de los parámetros de consumo:

- Clientela por sector de consumo y total.
- Consumos unitarios ídem.
- Ventas o facturación resultante.

En el Cuadro N° I-7 se muestra el formato de presentación de la proyección de clientela por tamaño de consumo y nivel de tensión.

III.3. BALANCES Y PROYECCION DE ENERGIA OPERADA Y CARGA MAXIMA

En el Cuadro N° I-5 se muestra el formato para realizar los balances de Energía y Potencia por zona y etapa de servicio del año base.

La primera parte del cuadro, "Balance de Energía", permite mostrar, para cada una de las posibles etapas de conexión de los diferentes consumos sectoriales, la venta de energía, las pérdidas técnicas y no técnicas registradas y el uso propio del servicio, cuya sumatoria progresiva debe igualar la energía total adquirida o generada.

La segunda parte, "Balance de Carga Máxima", se refiere a la carga máxima anual de la correspondiente zona eléctrica, esto permite mostrar la carga máxima sectorial por etapa del servicio, expresando el factor de carga que la vincula con la venta y, mediante el factor de responsabilidad, medir su contribución a la carga máxima zonal, cuya sumatoria, incluyendo las pérdidas de potencia y el uso propio del servicio, debe verificar este valor.

En el Cuadro N°I-6 se muestra el formato estándar para proyectar la energía operada y la carga máxima de cada zona y total para cada uno de los años de análisis. Incluye las siguientes proyecciones:

- Ventas, según el Cuadro N° I-4.
- Pérdidas de energía técnicas y no técnicas, según la hipótesis de evolución que se adopte.

- Energía operada (energía a distribuir) resultante de integrar las ventas, el uso propio y las pérdidas.
- Contribución sectorial a la carga máxima, resultante de aplicar los factores de carga y responsabilidad del año base a los años proyectados.
- Pérdidas de potencia en carga máxima, vinculadas con la variación supuesta para las pérdidas de energía técnicas y no técnicas.
- Carga máxima, resultante de integrar la contribución sectorial, el uso propio del servicio y las pérdidas de carga.

En el Cuadro Nº I-7 se muestra el formato de apertura de la proyección de demanda máxima por categoría tarifaria (tamaño de consumo) y nivel de tensión

III. 4 RELIEVES URBANOS DE DENSIDADES DE CARGA

En el Cuadro N°I-8 se muestra el formato requerido para asentar los relieves de carga de los centros urbanos y su representación cartográfica. El cuadro consta del año base, de los años de corte, previo y final, del período de período tarifario analizado.

En el caso de que se considere innecesario variar la superficie de las áreas isodensas, la columna correspondiente a la tasa de expansión superficial valdrá sólo para la/s banda/s periférica/s, debiendo consignarse en la penúltima fila de cada bloque la expansión entre años de corte. De lo contrario, la tasa a considerar operará sobre la superficie acumulada de las isodensas en orden decreciente.

Por ejemplo, si se considera el crecimiento de la Isodensa N°4 en orden decreciente de densidad de carga, la tasa de corrimiento superficial de esa banda se refiere al crecimiento conjunto del área que engloba las Isodensas N°1, 2, 3 y 4, es decir la acumulada entre la de máximo valor (N°1) y la N°4.

La tasa de crecimiento vertical se refiere a la densidad de carga y debe reflejar el crecimiento de los consumos unitarios, más la densificación de cada área (crecimiento intersticial).

III.5. DISTRIBUCION DE LA DEMANDA NO URBANA

Sobre cartografía de la red adecuada, el Distribuidor identificará:

- clientes singulares del área, considerando como tales a los que tienen una potencia de 50 kW o más y un CT propio o compartido con no más de otros cuatro usuarios generales.
- áreas que no llegan a ser "centros urbanos" sino pueblos pequeños o núcleos poblacionales más o menos concentrados
- áreas de electrificación rural con una misma densidad lineal de clientes por km de red (tantas áreas como conglomerados de diferente densidad lineal se identifiquen).
- áreas que concentran cargas dispersas pero ubicadas (confinadas) dentro de un "polígono", tales como parques industriales, cuarteles, universidades, explotaciones mineras, etc.
- tramos de línea con usuarios singulares en su extremo

En el Cuadro Nº I-9 se presentarán los datos correspondientes a la demanda del año base y las proyecciones de las áreas no urbanas de cada zona, según la apertura definida en los párrafos anteriores. Será suficiente proporcionar la cantidad de clientes de cada tipo en cada año de corte y la carga distribuida por área.

Adicionalmente, se indicará, para cada una de las áreas típicas, el tipo de dispersión (lineal /

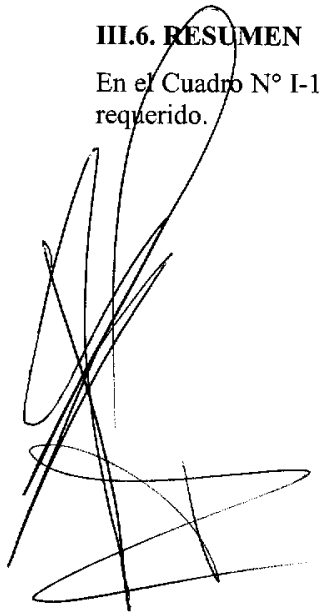
superficial) de las instalaciones, de acuerdo a los siguientes criterios:

- Dispersión lineal: para aquellas áreas en donde prácticamente los CT y eventualmente la red de BT se desarrolla a lo largo de la troncal de MT, es decir que la existencia de derivaciones de MT y de BT son mínimas.
- Dispersión superficial: para aquellas áreas en donde las instalaciones de MT y BT están ramificadas, es decir que existen CT que se alimentan de derivaciones de la troncal de MT y de los CT emergen redes de BT.

En general alcanzará con suministrar la carga por área simultánea a la máxima zonal. No obstante, de existir clientes singulares o polígonos cuya carga máxima esté desfasada apreciablemente con la zonal, se planteará la desafectación de su factor de simultaneidad.

III.6. RESUMEN

En el Cuadro N° I-10 se muestra el formato del cuadro resumen del pronóstico de demanda requerido.



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002

La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° I-1

DISTRIBUIDORA: _____

ANALISIS Y PROYECCION DEMOGRAFICA

por Zona Eléctrica y Resumen Total

ZONA ELECTRICA: _____

PERIODO	AÑO	VARIABLES			INDICADORES (1)		
		Población	Viviendas ocupadas	Vivienda electrificadas	Tasa Población	IHV	GE
PERIODO HISTORICO	1992						
	1993						
	1994						
	1995						
	1996						
	1997						
	1998						
	1999						
	2000						
AÑO BASE	2001						
INTERMEDIO	2002						
PERIODO TARIFARIO	2003						
	2004						
	2005						
	2006						
LARGO PLAZO	2011						
Tasas	Media Histórica						
	Media Proyectada						

(1) Definición de los indicadores:

IHV = Indice de Habitantes por Vivienda = población / viviendas ocupadas

GE = Grado de electrificación = viviendas electrificadas / viviendas ocupadas

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO Nº I-2

DISTRIBUIDORA:_____

~~SERIES HISTORICAS~~ DE CONSUMO
por Zona Eléctrica y Resumen Total

ZONA ELECTRICA:_____

AÑO	CLIENTELA					VENTAS / FACTURACION(MWh)					
	Resi-dencial	General	Industrial	Otros	Clientela Total	Resi-dencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Energía Vendida Total
1993											
1994											
1995											
1996											
1997											
1998											
1999											
2000											
2001											
TASA 1993/2001											
TASA 1993/1998											
TASA 1997/2001											

AÑO	CONSUMO POR CLIENTE (kWh/año)					BALANCE					
	Resi-dencial	General	Industrial	Otros	Consumo promedio	Consumo Interno (MWh)	Pérdida Técnica %	Pérdida No Técnica %	Energía Operada (MWh)	Factor de Carga Entrada	Carga Máxima (MW)
1993											
1994											
1995											
1996											
1997											
1998											
1999											
2000											
2001											
Incremento Anual								TASA 1993/2001			
Promedio Histórico								TASA 1993/1998			
Valor Asintótico								TASA 1997/2001			

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° I-3

DISTRIBUIDORA:_____

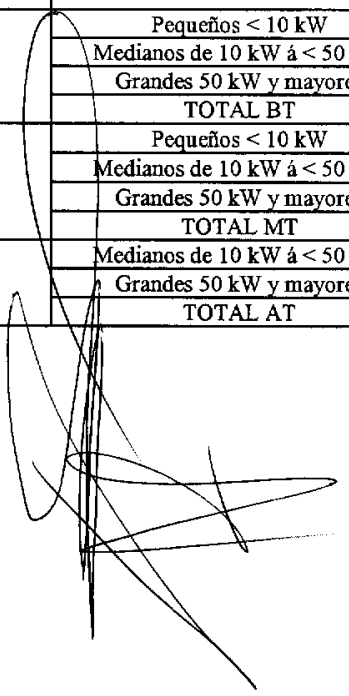
TIPIFICACION DEL CONSUMO DEL AÑO BASE
por Zona Eléctrica y Resumen Total

ZONA ELECTRICA:_____

TENSION	TAMAÑO	CLIENTELA					
		Resi-dencial	General	Industrial	Otros	Clientela	
BT	Pequeños < 10 kW						
	Medianos de 10 kW á < 50 kW						
	Grandes 50 kW y mayores						
	TOTAL BT						
MT	Pequeños < 10 kW						
	Medianos de 10 kW á < 50 kW						
	Grandes 50 kW y mayores						
	TOTAL MT						
AT	Medianos de 10 kW á < 50 kW						
	Grandes 50 kW y mayores						
	TOTAL AT						

TENSION	TAMAÑO	VENTAS / FACTURACION (MWh)					
		Resi-dencial	General	Industrial	AP	Otros	Energía Vendida
BT	Pequeños < 10 kW						
	Medianos de 10 kW á < 50 kW						
	Grandes 50 kW y mayores						
	TOTAL BT						
MT	Pequeños < 10 kW						
	Medianos de 10 kW á < 50 kW						
	Grandes 50 kW y mayores						
	TOTAL MT						
AT	Medianos de 10 kW á < 50 kW						
	Grandes 50 kW y mayores						
	TOTAL AT						

TENSION	TAMAÑO	CONSUMO/CLIENTE (kWh/año)					
		Resi-dencial	General	Industrial	Otros	Medio	
BT	Pequeños < 10 kW						
	Medianos de 10 kW á < 50 kW						
	Grandes 50 kW y mayores						
	TOTAL BT						
MT	Pequeños < 10 kW						
	Medianos de 10 kW á < 50 kW						
	Grandes 50 kW y mayores						
	TOTAL MT						
AT	Medianos de 10 kW á < 50 kW						
	Grandes 50 kW y mayores						
	TOTAL AT						



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° I-4

DISTRIBUIDORA:_____

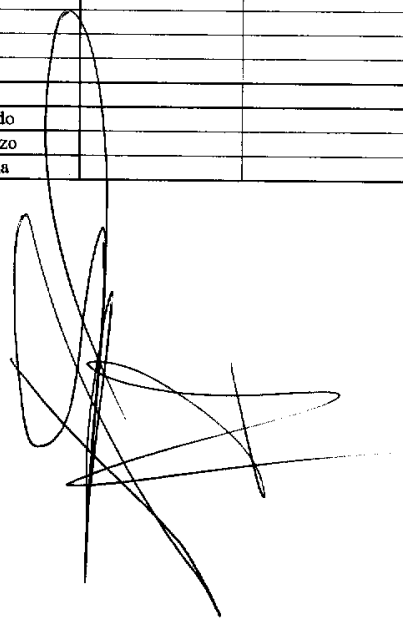
PROYECCION DE CLIENTES Y CONSUMOS
por Zona Eléctrica y Resumen Total

ZONA ELECTRICA:_____

AÑO	CLIENTELA					
	Resi-dencial	General	Industrial	Otros	Alum- brado	Total
2001						
2002						
2003						
2004						
2005						
2006						
2011						
Tasa Período						
Tasa L. Plazo						
Tasa Media						

AÑO	VENTAS / FACTURACION(MWh)					
	Resi-dencial	General	Industrial	Otros	Alum- brado	Total
2001						
2002						
2003						
2004						
2005						
2006						
2011						
Tasa Período						
Tasa L. Plazo						
Tasa Media						

AÑO	CONSUMO/CLIENTE(kWh/año)					
	Resi-dencial	General	Industrial	Otros	Alum- brado	Total
2001						
2002						
2003						
2004						
2005						
2006						
2011						
Tasa Período						
Tasa L. Plazo						
Tasa Media						



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO Nº I-5

DISTRIBUIDORA:_____

BALANCE DE ENERGIA Y POTENCIA
por Zona Eléctrica y Resumen Total

AÑO BASE: _____
(ESTE PROTOTIPO GENERAL SE ADECUARA A LA REALIDAD DE LA DISTRIBUIDORA O ZONA ELECTRICA)

ZONA ELECTRICA:_____

BALANCE DE ENERGÍA (MWh)

ETAPA	VARIABLE	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Participación (%)[1]
USO DEL SERVICIO	Energía de uso propio						0	0.0%
BAJA TENSION	Venta de Energía en BT						0	100.0%
	Pérdida No Técnica en BT						0	0.0%
	Pérdida Técnica en BT						0	0.0%
TRANSFORMACION MEDIA/BAJA	Energía Distribuida en BT						0	100.0%
	Venta de Energía en TMB						0	0.0%
	Pérdida No Técnica en TMB						0	0.0%
	Pérdida Técnica en TMB						0	0.0%
MEDIA TENSION	Energía Distribuida en TMB						0	100.0%
	Venta de Energía en MT						0	0.0%
	Pérdida No Técnica en MT						0	0.0%
	Pérdida Técnica en MT						0	0.0%
TRANSFORMACION ALTA/MEDIA	Energía Distribuida en MT						0	100.0%
	Venta de Energía en TAM						0	0.0%
	Pérdida No Técnica en TAM						0	0.0%
	Pérdida Técnica en TAM						0	0.0%
ALTA TENSION	Energía Distribuida en TAM						0	100.0%
	Venta de Energía en AT						0	0.0%
	Pérdida No Técnica en AT						0	0.0%
	Pérdida Técnica en AT						0	0.0%
ENERGIA COMPRADA[2]							0	100.0%

BALANCE DE CARGA MAXIMA (MW)

ETAPA	VARIABLE	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Participación (%)[1]
USO DEL SERVICIO	Carga simultánea propia						0	0.0%
BAJA TENSION	Carga Máxima sectorial BT							
	Factor de carga sectorial[3]							
	Factor de responsabilidad[4]							
	Carga simultánea sector BT						0	100.0%
	Pérdida BT en Carga Máxima						0	0.0%
TRANSFORMACION MEDIA/BAJA	Carga Máx. Distribuida en BT						0	100.0%
	Carga Máxima sectorial TMB							
	Factor de carga sectorial[3]							
	Factor de responsabilidad[4]							
	Carga simultánea sector TMB						0	0.0%
	Pérdida TMB en Carga Máxima						0	0.0%
MEDIA TENSION	Carga Máx. Distribuida en TMB						0	100.0%
	Carga Máxima sectorial MT							
	Factor de carga sectorial[3]							
	Factor de responsabilidad[4]							
	Carga simultánea sector MT						0	0.0%
	Pérdida MT en Carga Máxima						0	0.0%
TRANSFORMACION ALTA/MEDIA	Carga Máx. Distribuida en MT						0	100.0%
	Carga Máxima sectorial TAM							
	Factor de carga sectorial[3]							
	Factor de responsabilidad[4]							
	Carga simultánea sector TAM						0	0.0%
	Pérdida TAM en Carga Máxima						0	0.0%
ALTA TENSION	Carga Máx. Distribuida en TAM						0	100.0%
	Carga Máxima sectorial AT							
	Factor de carga sectorial[3]							
	Factor de responsabilidad[4]							
	Carga simultánea sector AT						0	0.0%
	Pérdida AT en Carga Máxima						0	0.0%
CARGA MAXIMA DE LA ZONA							0	100.0%

(1) Porciento sobre la energía ingresada/carga máxima total
(2) O generada; si existen compras en más de una etapa, deberán incluirse donde correspondieren.
(3) Relación entre la energía del sector en la etapa y la correspondiente carga máxima sectorial.
(4) Participación de la carga del sector (en la etapa) respecto de la carga máxima de la zona.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° I-6

DISTRIBUIDORA: _____

PROYECCION DE LA CARGA MAXIMA
por Zona Eléctrica y Resumen Total

ZONA ELECTRICA: _____

AÑO	**ENERGIA** (MWh)									**CARGA MAXIMA** (MW)								
	VENTAS						ENTRADA			CONTRIBUCION SECTORIAL					ENTRADA			
	Resi-dencial	General	Industrial	Otros	Alum-brado	Total	Uso del Servicio	Pérdidas (%)	Energía Operada	Resi-dencial	General	Industrial	Otros	Alum-brado	Uso del Servicio	Pérdidas (%)	Carga Maxima	Factor de Carga
2001								(2)								(2)		(4)
2002																(3)		
2003																		
2004																		
2005																		
2006																		
2011																		
Factor de Carga (1)							Tasa Media	Período Tarifario							Tasa Media	Período Tarifario		
Factor de (1) Responsabilidad								Total								Total		

(1) Si existen razones para no suponerlos constantes, se abrirán por períodos anuales.
(2) Año base: Pérdida total equivalente que asegure el cierre con el balance del año base.
(3) La variación de las pérdidas en carga máxima debe ser consistente con la adoptada para las pérdidas totales de energía.
(4) Energía operada / Carga máxima / 8760 horas.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° I-7

DISTRIBUIDORA:_____

PROYECCION DE CLIENTES Y CARGA MAXIMA
por tamaño / tensión

ZONA ELECTRICA:_____

AÑO	CLIENTELA BT				CLIENTELA MT				CLIENTELA AT		
	Pequeños < 10 kW	Medianos de 10 a 50 kW	Grandes 50 kW y más	TOTAL	Pequeños < 10 kW	Medianos de 10 a 50 kW	Grandes 50 kW y más	TOTAL	Medianos de 10 a 50 kW	Grandes 50 kW y más	TOTAL
2001											
2002											
2003											
2004											
2005											
2006											
2011											

AÑO	CARGA MAXIMA (MW) [1]				
	BT	TMB	MT	TAM	AT
2001					
2002					
2003					
2004					
2005					
2006					
2011					

(1) Acumulada en cada etapa.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° I-8

DISTRIBUIDORA:_____

RELIEVE DE DENSIDADES DE CARGA
por Zona Eléctrica y Centro Urbano

ZONA ELECTRICA:_____
CENTRO URBANO:

ISODENSA		SUPERFICIE (ha)			BAJA TENSION			TOTAL MEDIA TENSION		
		Isodensa (N)	Acumulada (1+2+...+N)	Tasa [1] Expans.	Carga (kW)	Densidad de carga (kW/ha))	Tasa [1] Vertical	Carga (kW)	Densidad de carga (kW/ha))	Tasa [1] Vertical
AÑO BASE:										
1	Centro									
2	Casco céntrico									
3	...									
4	...									
5	Periférica									
VALOR TOTAL / MEDIO										
AÑO PREVIO [2]:										
1	Centro									
2	Casco céntrico									
3	...									
4	...									
5	Periférica									
Expansión 2001/2003										
VALOR TOTAL / MEDIO										
AÑO FINAL [3]:										
1	Centro									
2	Casco céntrico									
3	...									
4	...									
5	Periférica									
Expansión 2001/2003										
VALOR TOTAL / MEDIO										

(1) En caso de considerar invariables las isodensas mayores, sólo se reflejará en la periferia, como franja de expansión.
(2) Año inmediato anterior al comienzo del período tarifario.
(3) Año final del período tarifario analizado.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO Nº I-9

DISTRIBUIDORA:_____

PROYECCION DE LA DEMANDA EN AREAS NO URBANAS
por Zona Eléctrica

ZONA ELECTRICA:_____
AREAS NO URBANAS

AREA TIPICA[2]	AÑO BASE:_____				AÑO PREVIO [1]				AÑO FINAL [1]				
	Clientes en general		Clientes singulares		Clientes en general		Clientes singulares		Clientes en general		Clientes singulares		Clientes en General
	Cantidad Total	Carga[4] kW	Cantidad Total	Carga[4] kW	Cantidad Total	Carga[4] kW	Cantidad Total	Carga[4] kW	Cantidad Total	Carga[4] kW	Cantidad Total	Carga[4] kW	Tipo de Dispersión del área
POBLADOS MENORES[3]													
1													
2													
3													
4													
5													
,,,													
NUCLEOS RURALES													
1													
2													
3													
4													
5													
,,,													
OTROS (describir)													
1													
2													
3													
4													
5													
,,,													
TRAMOS SIN POBLACION													
TOTALES POR TIPO													
TOTAL AREA RURAL	Clientes:		Carga:		Clientes:		Carga:		Clientes:		Carga:		

(1) Años inmediato anterior y último del período tarifario.
(2) Identificar en cartografía adecuada incluyendo la red.
(3) Según especificación de "Centros Urbanos".
(4) Salvo casos especiales a identificar, en general será suficiente la carga simultánea a la máxima zonal.

- Dispersión:
  Lineal
  Superficial

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° I-10

DISTRIBUIDORA: _____

PROYECCION DE LA DEMANDA - RESUMEN

VARIABLES DE MERCADO	Unidad	2003	2004	2005	2006	ACUMULADO
Demanda Máxima Operada (KW)	KW					
Energía Operada (KWh)	KWh					
Pérdidas (respecto a la Compra)	%					
Energía Facturada (KWh)	KWh					
Media Tensión	KWh					
Baja Tensión	KWh					
Urbana	KWh					
Rural	KWh					
Número de Clientes	cantidad					
Media Tensión	cantidad					
Baja Tensión	cantidad					
Grandes	cantidad					
Medianos	cantidad					
Pequeños	cantidad					
Urbanos	cantidad					
Rurales	cantidad					

ANEXO # 2

METODOLOGIA PARA LA PRESENTACION DE LOS PLANES DE EXPANSION Y PROGRAMAS DE INVERSION

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2002

I. INTRODUCCION

Los distribuidores deben presentar a la Superintendencia de Electricidad, los planes de expansión y programas de inversión concebidos para mantener el servicio y abastecer el crecimiento de la demanda a mínimo costo y con la calidad de producto, y servicio exigida en el Reglamento de Calidad de Distribución.

En este sentido, el presente anexo tiene por objeto desarrollar la metodología con la cual, obligatoriamente las empresas de distribución deben presentar ante la Superintendencia de Electricidad, los Planes de Expansión y Programas de Inversión.

I.1. INFORMACION A PRESENTAR

El programa de inversiones futuras consistirá en la definición del equipamiento óptimo por zona eléctrica o área diferenciada dentro de ella, para satisfacer la proyección de la demanda realizada por los Distribuidores.

El programa comprenderá un mediano plazo, coincidente con el período tarifario en el cual se aplicará.

El 100% de la inversión será computada en el año de entrada en operación de la correspondiente obra de expansión, reemplazo, calidad, etc.. Es decir que la inversión se considerará realizada sólo cuando la obra esté habilitada y prestando servicio.

I.2. DESAGREGACION DE LA INFORMACION

Los planes de expansión deberán presentarse desagregados de la siguiente manera (Cuadro Nº II-1):

Por etapa de distribución

Esta apertura se realiza en base al nivel de tensión de las instalaciones:

- Baja tensión
- Media tensión
- Alta tensión

En las estaciones transformadoras AT/MT se asignarán a la etapa de alta tensión a los campos de AT: entrada de línea y acoplamiento. El resto de las instalaciones eléctricas se asignará a la de media (transformadores e instalaciones de media tensión), así como lo establece el Sistema Uniforme de Cuentas.

Por motivo

El segundo nivel de apertura será por motivo principal de la inversión:

- Ampliación: inversiones en expansión eléctricas y no eléctricas necesarias para atender al crecimiento de la demanda con la calidad de producto exigida en el Reglamento de Calidad de Distribución.
- Calidad: inversiones en expansión necesarias para alcanzar las exigencias de calidad de servicio técnico requerida en el Reglamento de Calidad de Distribución, luego de haber incorporado las obras de ampliación.
- Reemplazos: inversiones destinadas al reemplazo de las instalaciones eléctricas y no eléctricas que llegan al fin de su vida útil económica
- Reducción de pérdidas: inversiones cuyo objetivo principal sea reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2002

Una obra de expansión se ejecuta básicamente para satisfacer el crecimiento de la demanda pero a veces también trae aparejada una mejora de la calidad de servicio. Por ejemplo, la instalación de una nueva subestación transformadora aumenta la capacidad del sistema al agregar nuevos alimentadores pero, además, mejora la calidad del servicio al reducir las caídas de tensión promedio en la zona. En estos casos, la inversión se planteará básicamente como de expansión y se desglosará sólo la parte que pueda atribuirse sin dudas a una mejora de la calidad.

Las inversiones no eléctricas serán del tipo:

- Comunicaciones y Control: podrán incluirse nuevas inversiones o ampliaciones de: sistemas SCADA, equipos para transmisión de datos, sistemas de VHF, sistemas telefónicos, sistemas de onda portadora, sistemas de microondas, sistemas de fibra óptica, centrales telefónicas, centrales telefónicas de protecciones, etc.
- Edificios y Terrenos: podrán incluirse nuevas inversiones o ampliaciones de oficinas, salas de control, galpones, talleres, pavimentos, caminos, playas de maniobra, etc.
- Vehículos
- Equipos de Computación: PC, sistemas GIS y licencias de programas (software en general, antivirus, etc.).
- Muebles y Útiles
- Equipos de Laboratorio: elementos de laboratorio e instrumentos especiales de medición y control de medidores, etc.
- Repuestos: repuestos generales en almacenes.
- Herramientas: todos los activos que no pertenezcan a los rubros anteriores utilizados para la gestión.

Deberán incluirse al plan de inversiones todas las inversiones no eléctricas necesarias, independientemente si la Distribuidora realiza alquileres, como por ejemplo los edificios, vehículos, etc.

Por importancia y singularidad

Las inversiones que por su magnitud y singularidad puedan ser identificadas separadamente, tales como líneas de AT, líneas troncales de MT, alimentadores principales de MT que normalmente cumplen servicio de subtransmisión y subestaciones transformadoras AT/MT y MT/MT, deberán presentarse separadamente.

Inversiones en Expansión

Las inversiones de expansión son las requeridas para satisfacer el crecimiento de la demanda con la calidad de producto solicitada en el RCD. Son obligatorias y están sujetas a "regulación directa".

Sistema de Subtransmisión y Circuitos Troncales de MT

Año Base
Se realizará un diagnóstico de la red de subtransmisión para el año base (líneas de AT, estaciones transformadoras AT/MT y MT/MT, centros de distribución de MT, líneas principales de MT y circuitos troncales de MT), con el objeto de detectar los principales problemas, los refuerzos necesarios y el eventual grado de desadaptación de las instalaciones (sobre o subdimensionamiento a la demanda que alimentan).

Se deberá presentar:

- Descripción del procedimiento y las herramientas utilizadas en el estudio.
- Resultados y Diagnóstico.
- Cuadro N° II- 2 debidamente llenado con las instalaciones del año base.
- Cartografía (unifilar y geográfico), mostrando la totalidad de las instalaciones e incorporando en los mismos, las principales características técnicas (tensiones, longitudes y secciones de líneas, potencias de transformadores, etc.)

Para el cálculo de las potencias demandadas máximas se deberá considerar la condición n-1, es decir, que se deberá tener en cuenta la solicitación máxima de las instalaciones ante eventualidades (salida de servicio de alguna línea, transformador, etc).

I.3. PROYECCION

Con el diagnóstico del año base y el estudio de proyección de la demanda se determinarán las necesidades de ampliación de las instalaciones existentes y la ejecución de otras nuevas.

Por tratarse de obras de montos de inversión significativos, cada una de ellas deberá justificarse mediante un estudio de viabilidad técnica y económica, con alternativas.

Se deberá presentar lo siguiente:

- Descripción del procedimiento y las herramientas utilizadas en el estudio.
- Análisis de cada una de las nuevas instalaciones o ampliaciones proyectadas.
- Cuadro N° II-2 debidamente llenado con el total de las instalaciones existentes en el último año del período tarifario analizado.
- Cartografía (unifilar y geográfico), mostrando la totalidad de las instalaciones e incorporando en los mismos, las principales características técnicas (tensiones, longitudes y secciones de líneas, potencias de transformadores, etc.). Las nuevas instalaciones deberán poderse individualizar de las existentes para el año base.

El análisis de viabilidad técnica y económica de cada uno de los proyectos con sus alternativas, deberá presentarse separadamente, conteniendo como mínimo la siguiente información:

- Memoria descriptiva técnica.
- Esquemas, planos, etc.
- Cronograma de ejecución.
- Cómputo y presupuesto.
- Estudio económico que justifica la realización del proyecto (en base al análisis del VAN).

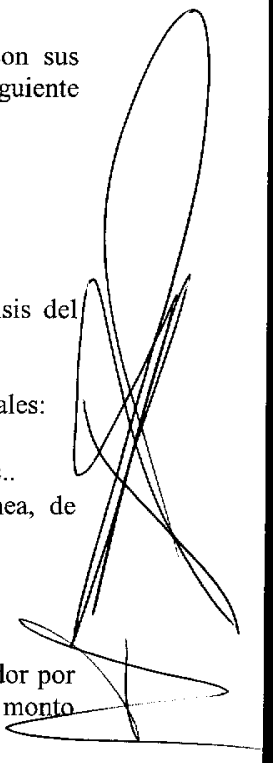
En el Cuadro N° II-2, las instalaciones se identificarán por sus características principales:

- Líneas: aérea o subterránea, nivel de tensión, sección de conductor, postación, etc..
- Subestaciones: niveles de tensión, configuración, cantidad de campos de línea, de transformación y de acoplamiento, etc

Ídem anterior para el cálculo de las potencias demandadas máximas.

Presupuestos del Sistema Troncal

Cuando se trate de una ampliación, como por ejemplo el cambio de un transformador por otro de mayor capacidad, el reconductado de una línea, etc., se deberá descontar el monto correspondiente a la instalación retirada.



Los montos de inversión obtenidos se volcarán en el Cuadro N° II-2.

Los montos de inversión por proyecto obtenidos para el período tarifario (que se analiza), serán volcados en el Cuadro N° II-1 en el año de entrada en operación y en el rubro "Expansión", etapas de Alta y Media Tensión.

Redes de Distribución

Áreas de estudio

En coincidencia con el de proyección de la demanda, el estudio de la expansión de las redes de distribución deberá hacerse por separado para las áreas urbanas y no urbanas.

Año Base: Áreas urbanas

Se deberá realizar un diagnóstico de la red de distribución urbana existente en el año base (líneas de baja tensión, puestos de transformación y transformadores de distribución MT/BT y derivaciones de media tensión) destinado a la detección del grado de desadaptación de la red a la demanda que alimenta (sobre / subdimensionamiento).

Este diagnóstico deberá poner de manifiesto si el diseño de la red existente responde a criterios económicos de largo plazo. Para ello deberán tenerse en cuenta todos los costos asociados: inversión, operación y mantenimiento, pérdidas, penalidades, etc.,

Se deberá presentar lo siguiente:

- Descripción del procedimiento y las herramientas utilizadas para la realización de los estudios.
- Diagnóstico de las instalaciones en materia de capacidad de distribución, estado de mantenimiento y economía de diseño.
- Cuadro N° II-3 debidamente llenado, para cada una de las zonas eléctricas urbanas estudiadas, coincidentes con la apertura realizada en el estudio de demanda.

La cantidad de "tipos" de instalación a incluir en el Cuadro deberá limitarse a los más representativos del área, es decir a los que concentren alrededor del 95% de la inversión total.

En la descripción de líneas se utilizará la siguiente codificación:

Orden	Descripción	Código
1	Subterránea Aérea convencional Aérea preensamblado	SUB ACO APE
2	Sección del conductor	Ej. 50, 70, 1/0
3	Una por calle o vereda Dos por calle o vereda	1V 2V

Año Base: Áreas no urbanas

Se deberá realizar un diagnóstico para el año base de la red de distribución no urbana existente (líneas de baja tensión, puestos de transformación y transformadores de distribución MT/BT y líneas de media tensión) destinado a la detección del grado de desadaptación de las instalaciones a la demanda que alimentan.

En las áreas no urbanas la dispersión de la demanda suele ser determinante a la hora de establecer una relación adecuada entre los niveles de MT y BT, es decir que la cantidad de usuarios a conectar a un CT dependerá de su mayor o menor grado de dispersión lineal.

Se deberá presentar lo siguiente:

- Descripción del procedimiento y las herramientas utilizadas para la realización del estudio.
- Diagnóstico sobre la capacidad, estado de mantenimiento y economía de diseño de las instalaciones.
- Cuadro N° II-4 debidamente llenado, para cada una de las zonas no eléctricas urbanas consideradas, coincidentes con la apertura realizada en el estudio de demanda.
- Cartografía (geográfico), mostrando la totalidad de las redes de MT y los puestos de transformación existentes, incorporando en los mismos las principales características técnicas (tensiones, secciones de líneas, potencias de transformadores, etc.).

La cantidad de "tipos" de instalación a incluir en el Cuadro deberán limitarse a los más representativos del área, es decir los que concentren alrededor del 95% de la inversión total.

En la descripción de los tipos de línea se utilizará la siguiente codificación:

Orden	Descripción	Código
1	Aérea convencional Aérea preensamblado	ACO APE
2	Sección del conductor	Ej. 50, 70, 1/0

Proyección: Áreas urbanas

Las nuevas instalaciones a incorporar en áreas urbanas generalmente son requeridas para cubrir el crecimiento "horizontal" y "vertical" de la demanda. Las primeras implican un aumento del cubrimiento territorial por expansión del área de cobertura eléctrica y las restantes, son para absorber un crecimiento de la densidad de carga en áreas ya servidas.

Las instalaciones proyectadas deberán ser las adecuadas para la densidad de carga de cada zona, es decir que el conjunto red BT – red MT - cantidad y módulo de CT de cada área eléctrica debe tender a un óptimo económico a largo plazo, teniendo en cuenta todos los costos asociados (inversión, o&m, pérdidas, penalidades, etc.)

Los transformadores de distribución deberán disponer de una adecuada reserva de área, de modo que ante la eventual salida de servicio de un transformador (condición n-1), el área afectada pueda ser abastecida por otros adyacentes. Considerando que alrededor de un transformador existen siempre unos cinco cercanos, esta reserva debería ser del orden del 20%.

Se deberá presentar lo siguiente:

- Descripción del procedimiento y las herramientas utilizadas para la realización de los estudios.
- Descripción y análisis de las nuevas instalaciones o ampliaciones proyectadas.
- Cuadro N° II-5 debidamente llenado, para cada una de las zonas urbanas consideradas, coincidentes con la apertura realizada en el estudio de demanda, para el ultimo año del período tarifario analizado.

- En el caso de existir ampliaciones extraordinarias (planes de vivienda, parques industriales, barrios privados, etc.), se presentará la cartografía (geográfico) correspondiente, incorporando en los mismos las principales características técnicas (tensiones, secciones de líneas, potencias de transformadores, etc.).

La cantidad de "tipos" de instalación a incluir en el Cuadro deberá limitarse a los más representativos del área, es decir los que concentren alrededor del 95% de la inversión total.

Codificación ídem a la indicada más arriba.

Proyección: Áreas no urbanas

Las instalaciones proyectadas deberán ser las adecuadas para la densidad lineal de usuarios de cada zona, es decir que el conjunto red BT - cantidad y módulo de CT de cada área eléctrica debe tender a un óptimo económico a largo plazo, teniendo en cuenta todos los costos asociados (inversión, O&M, pérdidas, penalidades, etc.).

Se deberá presentar lo siguiente:

- Descripción del procedimiento y las herramientas utilizadas para la realización de los cálculos.
- Análisis de cada una de las nuevas instalaciones o ampliaciones proyectadas.
- Cuadro N° II-6 debidamente llenado, para cada una de las zonas urbanas consideradas, coincidentes con la apertura realizada en el estudio de demanda, para el ultimo año del período tarifario analizado.
- En el caso de existir ampliaciones extraordinarias (planes de electrificación rural, parques industriales, etc.), se presentará la cartografía (geográfico) correspondiente, incorporando en los mismos las principales características técnicas (tensiones, secciones de líneas, potencias de transformadores, etc.).

Presupuestos de Redes de Distribución

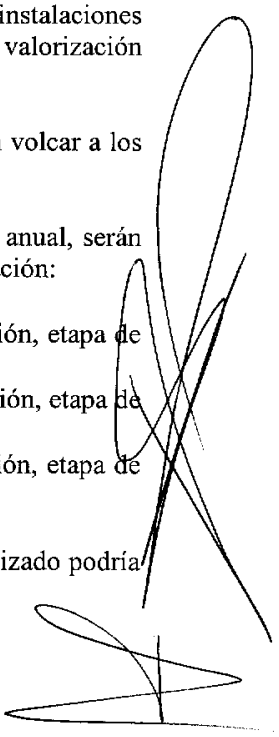
Una vez computadas las instalaciones del año base y las nuevas instalaciones representativas para los años de corte proyectados, se deberá proceder a su valorización sobre la base de costos unitarios.

Los costos unitarios utilizados y los montos de inversión obtenidos se deberán volcar a los Cuadros N° II-3 a 6.

Los montos de inversión obtenidos para el período tarifario y su distribución anual, serán volcados en el Cuadro N° II-1, según la categorización que se indica a continuación:

- Líneas de MT urbanas y no urbanas, en la parte correspondiente a Expansión, etapa de Media Tensión.
- CT y transformadores de distribución, en la parte correspondiente a Expansión, etapa de Baja Tensión.
- Líneas de BT urbanas y no urbanas, en la parte correspondiente a Expansión, etapa de Baja Tensión.

Un criterio de reparto de los montos de inversión para el período tarifario analizado podría ser el crecimiento de la demanda.



ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2002

Calidad

En la normativa de calidad de producto están definidos los rangos de tensión en los que debe trabajar el sistema y en base a los cuales son dimensionadas las instalaciones de expansión para atender el crecimiento de la demanda.

Los índices de calidad de servicio técnico son la frecuencia de corte FC y el tiempo de corte TC. Estos índices se calculan semestralmente computando las fallas mayores de 3 minutos y el tiempo en se tarda en reponer el servicio. Si se violan los valores establecidos en el contrato de concesión se aplica una penalización proporcional a la energía no suministrada.

Estos índices de calidad de servicio pueden mejorarse (reducirse):

- Realizando inversiones en la red para minimizar las unidades proclives a fallas.
- Mantenimiento adecuadamente las instalaciones
- Realizando una buena gestión de incidencias con lo cual se reduce el tiempo de localización de falla y reposición del servicio.

Una vez definidas las inversiones en expansión, la conveniencia de realizar inversiones de calidad surge del cálculo de la evolución anual de los indicadores de calidad FC y TC y de las penalizaciones por apartamiento de los valores límites permitidos, para el período considerado.

Por lo tanto, el Distribuidor deberá elaborar un plan de obras de calidad que permita mantener a los indicadores cerca de los niveles aceptados por el RCD y a las penalizaciones nulas o mínimas.

Se deberá presentar lo siguiente:

- Descripción del procedimiento y las herramientas utilizadas en el cálculo.
- Cuadro N° II-12, completar la parte correspondiente a la evolución de los índices de calidad de servicio y los montos de las penalizaciones de acuerdo con el RCD, correspondientes a cada uno de los años del período tarifario analizado y considerando sólo inversiones de expansión.
- Sensibilidad de los índices de calidad de servicio a cada una de las inversiones de calidad proyectadas.
- Detalle de las inversiones, su cómputo, costos unitarios y totales, volcados en el Cuadro N° II-11
- Cuadro N° II-12, completar la parte correspondiente a la evolución de los índices de calidad de servicio y los montos de penalizaciones, de acuerdo con el RCD, correspondientes a cada uno de los años del período tarifario analizado, con las inversiones de expansión y las asociadas a la calidad.

Los montos totales obtenidos se volcarán al Cuadro N° II-1 desagregados por etapa y año.

Acometidas

En base la proyección de clientes pequeños, medianos y grandes por nivel de tensión realizada en el estudio de demanda, se computarán las nuevas acometidas a instalar. La proyección de acometidas para clientes pequeños se hará considerando solamente las de propiedad del Distribuidor.

Cuando exista previsión de recupero de clientes ilegales, deberá tenerse presente que la acometida puede ya existir y estar en buenas condiciones.

Se valorizarán las instalaciones típicas por tipo de cliente (pequeño, mediano y grande), sobre la base de costos unitarios.

El detalle de estas inversiones, los costos unitarios utilizados y los montos de inversión obtenidos se volcarán en el Cuadro N° II-7.

Los montos totales obtenidos se volcarán al Cuadro N° II-1 desagregados por etapa y año.

Medidores

En base la proyección de clientes pequeños, medianos y grandes por nivel de tensión realizada en el estudio de demanda, se computarán los nuevos medidores a instalar. La proyección de medidores para clientes pequeños se hará considerando solamente los de propiedad del Distribuidor.

Cuando exista previsión de recupero de clientes ilegales, deberá tenerse presente que el medidor puede ya existir.

Se valorizarán los medidores típicos por tipo de cliente (pequeño, mediano y grande), sobre la base de costos unitarios.

El detalle de estas inversiones, los costos unitarios utilizados y los montos de inversión obtenidos se volcarán en el Cuadro N° II-8.

Los montos totales obtenidos se volcarán al Cuadro N° II-1 desagregados por etapa y año.

Otras Inversiones de Expansión

Dentro de este ítem los Distribuidores podrán incluir otras inversiones en expansión no incluidas en los puntos anteriores, tales como las siguientes:

- Compensación del factor de potencia
- Regulación automática de tensión para resolver problemas de caída de tensión en circuitos extensos no muy cargados
- Reconectadores, protecciones e indicadores de falla
- Extensiones de tramos monofásicos a trifásicos para el balance de la carga de los troncales.
- Medidores en subestaciones.
- Etc.

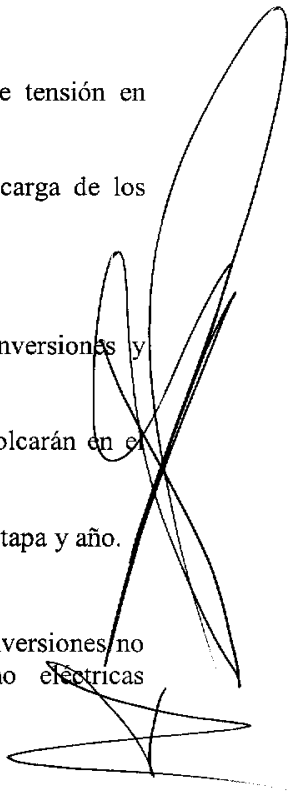
El Distribuidor deberá presentar una descripción de cada una de estas inversiones y justificar su necesidad.

El detalle de estas inversiones, su cómputo, costos unitarios y totales, se volcarán en el Cuadro N° II-9.

Los montos totales obtenidos se volcarán al Cuadro N° II-1 desagregados por etapa y año.

No eléctricas

El Distribuidor deberá presentar una descripción y una justificación de las inversiones no eléctricas por expansión que considere necesarias. Las inversiones no eléctricas incorporadas por expansión no deberán ser reemplazos de otras existentes.



El detalle de estas inversiones, su cómputo, costos unitarios y totales, se volcarán en el Cuadro N° II-10.

Los montos totales obtenidos se volcarán al Cuadro N° II-1 desagregados por etapa y año.

Inversiones en Reemplazos

Las inversiones en reemplazos son las requeridas para renovar instalaciones que van llegando al fin de su vida útil, ya sea por razones económicas o de obsolescencia tecnológica.

Cabe destacar que estas inversiones no se relacionan con el reemplazo de piezas individuales o pequeñas partes dañadas, lo cual debe considerarse como un gasto de mantenimiento, sino al de conjuntos o componentes principales de las instalaciones (por ejemplo, para líneas o estaciones transformadoras: conductores, postes de madera, transformadores, sistemas de protecciones, aisladores de todo un tramo de línea, etc.).

Para estimar estas inversiones se deberá proceder de la siguiente manera:

- Computar las instalaciones eléctricas principales y las no eléctricas, desagregadas por tipo y por etapa
- Calcular su Valor de Reemplazo
- Subdividir el Valor de Reemplazo de las instalaciones eléctricas principales en el de sus componentes principales de similar vida útil (obras civiles, aisladores, conductores, equipamiento electromecánico de subestaciones transformadoras, etc.)
- Asignar una vida útil (ciclo de reemplazo) a cada uno de estos componentes principales y a cada una de las instalaciones no eléctricas
- Obtener o estimar la fecha de entrada en servicio (alta) de las instalaciones singulares (principales)
- Obtener el Valor de Reemplazo asociado a las reposiciones que corresponderían hacer en cada en el período proyectado.

El detalle de las instalaciones existentes, sus características, su cómputo, desagregación de componentes principales, la vida útil considerada, costos unitarios y totales se volcarán en el Cuadro N° II-13.

El detalle de las inversiones en reemplazos obtenidas para el período de análisis se volcarán en el Cuadro N° II-14.

Los montos totales obtenidos se volcarán al Cuadro Nº II-1, en su correspondiente desagregación por etapa y año de ejecución.

Inversiones para Reducción de Pérdidas

Dentro de este ítem los Distribuidores podrán incluir las inversiones destinadas exclusivamente a mantener las pérdidas técnicas alrededor de los valores de eficiencia reconocidos en la tarifa y las destinadas a reducir las pérdidas no técnicas.

Se podrán computar inversiones para reducir las pérdidas no técnicas (fraude y hurto) a valores eficientes, tales como:

- Campañas de concientización.
- Planes y sistemas de detección y seguimiento de fraude y hurto.

- Implementación de lecturas electrónicas.
- Contrastación / Traslado de medidores.
- Reemplazo de medidores, adicionales al ciclo normal.
- Instalación de acometidas antihurto.
- Etc.

En cada caso el Distribuidor deberá presentar la debida justificación de estas inversiones desde el punto de vista de la conveniencia de los usuarios.

El detalle de estas inversiones, su cómputo, costos unitarios y totales, se volcarán en el Cuadro Nº II-15.

Los montos totales obtenidos se volcarán al Cuadro Nº II-1 desagregados por etapa y año.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

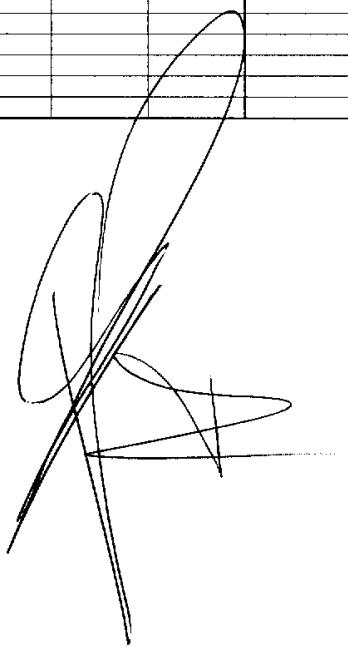
CUADRO N° II-1

DISTRIBUIDORA: _____

PROGRAMA DE INVERSIONES

DESCRIPCION	BASE 2002	Período Tarifario Analizado				
		Monto Anual de inversión ($)				Monto Total Inversión ($)
		2003	2004	2005	2006	
ALTA TENSION						
Expansión						
Proyecto 1						
Proyecto 2						
Proyecto 3						
...						
Acometidas usuarios AT						
Medidores usuarios AT						
Otras inversiones de expansión						
No Eléctricas						
Calidad						
Reducción de Pérdidas						
Técnicas						
No Técnicas						
Reemplazo						
No Eléctricas						
MEDIA TENSION						
Expansión						
Proyecto 1						
Proyecto 2						
Proyecto 3						
...						
Líneas de Media Tensión (sin troncales importantes)						
Troncales Media Tensión (Circuitos)						
Acometidas usuarios MT						
Medidores usuarios MT						
Otras inversiones de expansión						
No Eléctricas						
Calidad						
Reducción de Pérdidas						
Técnicas						
No Técnicas						
Reemplazo						
BAJA TENSION						
Expansión						
Transformadores Distribución						
Líneas de Baja Tensión						
Acometidas usuarios BT						
Medidores usuarios BT						
Otras inversiones de expansión						
No Eléctricas						
Calidad						
Reducción de Pérdidas						
Técnicas						
No Técnicas						
Reemplazo						

NOTAS:
Gris: no llenar
En la columna aporte indicar el monto de la inversión por aporte de capital propio o de terceros.



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-2

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
SISTEMA DE SUBTRANSMISION Y CIRCUITOS TRONCALES DE MT

	Año Base 2002				
Línea desde - hasta	**Características Principales**	**Longitud (km)**	**Potencia de Diseño (MVA)**	**Potencia Demandada (MVA)**	**Reserva (%)**
	2002	2002	2002	2002	2002
Lineas de Alta Tensión					
Líneas de Media Tensión en Subtransmisión					
Circuitos Troncales de Media Tensión					

	Año Base 2002				
Subestación	**Características Principales**	**Cantidad Transformadores**	**Potencia Instalada (MVA)**	**Potencia Demandada (MVA)**	**Reserva (%)**
	2002	2002	2002	2002	2002
Subestaciones Transformadoras AT/MT					
Subestaciones Transformadoras MT/MT					
Centros de Distribución de MT					

REFERENCIAS

Completar para todas las instalaciones existentes en el año base:
- Características Principales
- Potencia de diseño (MVA) (potencia máxima que puede transmitir cada línea)
- Potencia instalada (MVA) (potencia total instalada en transformación en cada ET)
- Potencia demandada (MVA) (demanda máxima de potencia en la línea o ET, para la condición más desfavorable (N-1
- Reserva (1 - cociente entre la potencia demandada y la potencia de diseño o la instalada, según el caso)
- VNR Total ($) (valor nuevo de reposición de las instalaciones en servicio)

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-2

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
SISTEMA DE SUBTRANSMISION Y CIRCUITOS TRONCALES DE MT

	Ultimo Año del Período Tarifario Analizado					
Línea desde - hasta	**Características Principales**	**Longitud (km)**	**Potencia de Diseño (MVA)**	**Potencia Demandada (MVA)**	**Reserva (%)**	**Inversión Total ($)**
	2006	2006	2006	2006	2006	2003-06
Lineas de Alta Tensión						
Líneas de Media Tensión en Subtransmisión						
Circuitos Troncales de Media Tensión						

	Ultimo Año del Período Tarifario Analizado					
Subestación	**Características Principales**	**Cantidad Transformadores**	**Potencia Instalada (MVA)**	**Potencia Demandada (MVA)**	**Reserva (%)**	**Inversión Periodo ($)**
	2006	2006	2006	2006	2006	2003-06
Subestaciones Transformadoras AT/MT						
Subestaciones Transformadoras MT/MT						
Centros de Distribución de MT						

REFERENCIAS

Completar para todas las instalaciones existentes en el año final del período proyectado:
- Características Principales
- Potencia de diseño (MVA) (potencia máxima que puede transmitir cada línea)
- Potencia instalada (MVA) (potencia total instalada en transformación en cada ET)
- Potencia demandada (MVA) (demanda máxima de potencia en la línea o ET, para la condición más desfavorable (N-1))
- Reserva: 1 - cociente entre la potencia demandada y la potencia de diseño o la instalada, según el caso.

Completar para las ampliaciones o nuevas instalaciones en el período:
- Inversión Total ($) (monto de inversión realizada para el período)

CUADRO N° II-3

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS URBANAS

INSTALACIONES AÑO BASE 2002

Centro Urbano	Isodensa	Datos de Demanda			Centros de Transformación								
		Area Urbana (Ha)	Densidad BT (kW/ha)	Densidad MT (kW/ha)	CT Instalados (Cant.)	Trafos Instalados (Cant.)	CT Típico	Potencia Instalada (kVA)	Módulo Medio (kVA)	Nivel de Carga (%)	CU CT ($/unidad)	CU Trafos ($/kVA)	Total ($)
		2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002			2002
Ciudad 1	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Ciudad 2	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Cuidad 3	...												
	...												
MONTO TOTAL													

REFERENCIAS

- CT Instalados (cantidad total de centros de transformación instalados)
- Trafos Instalados (cantidad total de transformadores MT/BT instalados)
- CT Típico (Centros de Transformación más representativos del area analizada)
- Potencia instalada (potencia total instalada de transformación MT/BT (kVA))
- Módulo medio (Módulo promedio de Tmt/bt, como el cociente entre la potencia instalada y los trafos instalados)
- Carga no sim. (carga media no simultánea del trafo, en kVA, calculada a partir de la carga de los usuarios de BT,
- Nivel de carga (nivel medio de carga de los trafos calculada a partir de la carga de los usuarios de BT, y las pérdidas de la red de BT)
- CU CT (costo unitario de los centros de transformación)
- CU Trafos (costo unitario de $/KVA para el módulo medio)
- Total ($) (monto total instalado en CT y transformadores MT/BT)

CUADRO N° II-3

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS URBANAS

INSTALACIONES AÑO BASE 2002

Centro Urbano	Isodensa	Datos de Demanda			Red BT								
		Area Urbana (Ha)	Densidad BT (kW/ha)	Densidad MT (kW/ha)	Total instalado (km)	Tensión linea (kV)	Instalción trifásica tipo	Subtotal trifásico (km)	Instalción monofásica tipo	Subtotal monof. (km)	CU trifásico ($/km)	CU monof. ($/km)	Total ($)
		2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002			2002
Ciudad 1	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Ciudad 2	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Cuidad 3	...												
	...												
MONTO TOTAL													

REFERENCIAS

- Total instalado (longitud total instalada de líneas (km))
- Instalación trifásica tipo (instalación trifásica más representativa)
- Subtotal trifásico (longitud de líneas trifásicas instaladas (km))
- Instalación monofásica tipo (instalación monofásica más representativa)
- Subtotal monof. (longitud de líneas monofásicas instaladas (km))
- CU trifasico (costo unitario de la línea trifásica tipo)
- CU monof. (costo unitario de la línea monofásica tipo)
- Total ($) (monto total instalado en líneas de BT)

CUADRO N° II-3

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS URBANAS

INSTALACIONES AÑO BASE 2002

Centro Urbano	Isodensa	Datos de Demanda			Red MT								
		Area Urbana (Ha)	Densidad BT (kW/ha)	Densidad MT (kW/ha)	Total instalado (km)	Tensión linea (kV)	Instalción trifásica tipo	Subtotal trifásico (km)	Instalción monofásica tipo	Subtotal monof. (km)	CU trifásico ($/km)	CU monof. ($/km)	Total ($)
		2002	2002	2002	2002		2002	2002	2002	2002			2002
Ciudad 1	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Ciudad 2	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Cuidad 3	...												
	...												
MONTO TOTAL													

REFERENCIAS

- Total instalado (longitud total instalada de líneas (km))
- Instalación trifásica tipo (instalación trifásica más representativa)
- Subtotal trifásico (longitud de líneas trifásicas instaladas (km))
- Instalación monofásica tipo (instalación monofásica más representativa)
- Subtotal monof. (longitud de líneas monofásicas instaladas (km))
- CU trifasico (costo unitario de la línea trifásica tipo)
- CU monof. (costo unitario de la línea monofásica tipo)
- Total ($) (monto total instalado en líneas de MT)

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-4

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS NO URBANAS

INSTALACIONES AÑO BASE 2002

Zona	Area típica	Datos de Demanda		Red MT - Clientes en General								
		Clientes en general (cant)	Clientes singulares (cant)	Total instalado (km)	Tensión linea (kV)	Instalción trifásica tipo	Subtotal trifásico (km)	Instalción monofásica tipo	Subtotal monofásico (km)	CU trifásico ($/km)	CU monof. ($/km)	Total ($)
		2002	2002	2002		2002	2002	2002	2002			2002
Zona 1	Poblado menor 1											
	Poblado menor 2											
	...											
	Nucleo rural 1											
	Nucleo rural 2											
	...											
	Poligonos											
	....											
	Tramos sin Demandas											
	...											
Zona 2	...											

REFERENCIAS

- Total instalado (longitud total instalada de líneas (km))
- Instalación trifásica tipo (instalación trifásica más representativa)
- Subtotal trifásico (longitud de líneas trifásicas instaladas (km))
- Instalación monofásica tipo (instalación monofásica más representativa)
- Subtotal monof. (longitud de líneas monofásicas instaladas (km))
- CU trifasico (costo unitario de la línea trifásica tipo)
- CU monof. (costo unitario de la línea monofásica tipo)
- Total ($) (monto total instalado en líneas de MT)

CUADRO N° II-4

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS NO URBANAS

INSTALACIONES AÑO BASE 2002

Zona	Area típica	Datos de Demanda		Centros de Transformación - Clientes en General						
		Clientes en general (cant)	Clientes singulares (cant)	CT Instalados (Cant.)	Potencia Instalada (kVA)	Módulo Medio (kVA)	Nivel de Carga (%)	CU CT ($/unidad)	CU Trafos ($/kVA)	Total ($)
		2002	2002	2002	2002	2002	2002			2002
Zona 1	Poblado menor 1									
	Poblado menor 2									
	...									
	Nucleo rural 1									
	Nucleo rural 2									
	...									
	Polígonos									
	....									
	Tramos sin Demandas									
	...									
Zona 2	...									

REFERENCIAS

- CT Instalados (cantidad total de centros de transformación instalados)
- Trafos Instalados (cantidad total de transformadores MT/BT instalados)
- Potencia instalada (potencia total instalada de transformación MT/BT (kVA))
- Módulo medio (Módulo promedio de Tmt/bt)
- Nivel de carga (nivel medio de carga de los trafos)
- CU CT (costo unitario de los centros de transformación)
- CU Trafos (costo unitario de KVA para el módulo medio)
- Total ($) (monto total instalado en CT y transformadores MT/BT)

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-4

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS NO URBANAS

INSTALACIONES AÑO BASE 2002

Zona	Area típica	Datos de Demanda		Red BT - Clientes en General									Clientes en General
		Clientes en general (cant)	Clientes singulares (cant)	Total instalado (km)	Tensión linea (kV)	Instalción trifásica tipo	Subtotal trifásico (km)	Instalción monofásica tipo	Subtotal monofásico (km)	CU trifásico ($/km)	CU monof. ($/km)	Total ($)	Tipo de Dispersión del área
		2002	2002	2002		2002	2002	2002	2002			2002	2002
Zona 1	Poblado menor 1												
	Poblado menor 2												
	...												
	Nucleo rural 1												
	Nucleo rural 2												
	...												
	Polígonos												
	....												
	Tramos sin Demandas												
	...												
Zona 2	...												

REFERENCIAS

- Total instalado (longitud total instalada de líneas (km))
- Instalación trifásica tipo (instalación trifásica más representativa)
- Subtotal trifásico (longitud de líneas trifásicas instaladas (km))
- Instalación monofásica tipo (instalación monofásica más representativa)
- Subtotal monof. (longitud de líneas monofásicas instaladas (km))
- Asociada a CT (longitud promedio de redes por CT (m), como el cociente entre longitud total instalada y la cantidad de CT instaladas)
- CU trifasico (costo unitario de la línea trifásica tipo)
- CU monof. (costo unitario de la línea monofásica tipo)
- Total ($) (monto total instalado en líneas de BT)

- Dispersión:
  Lineal
  Superficial

CUADRO N° II-4

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS NO URBANAS

INSTALACIONES AÑO BASE 2002

Zona	Area típica	Datos de Demanda		Red MT - Clientes Singulares		Centros de Transformación - Clientes Singulares			Red BT - Clientes Singulares	
		Clientes en general (cant)	Clientes singulares (cant)	Total instalado (km)	Total ($)	CT Dedicados (Cant.)	Potencia Instalada (kVA)	Total ($)	Total instalado (km)	Total ($)
		2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002
Zona 1	Poblado menor 1									
	Poblado menor 2									
	...									
	Nucleo rural 1									
	Nucleo rural 2									
	...									
	Polígonos									
	....									
	Tramos sin Demandas									
	...									
Zona 2	...									

REFERENCIAS

- Total instalado (longitud total instalada de líneas (km))
- CT Instalados (cantidad total de centros de transformación instalados)
- Potencia instalada (potencia total instalada de transformación MT/BT (kVA))
- Total instalado (longitud total instalada de líneas (km))
- Total ($) (monto total instalado para cada caso)

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-5

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS URBANAS

PERIODO PROYECTADO 2003-6

Centro Urbano	Isodensa	Datos de Demanda			Centros de Transformación									
		Area Urbana (Ha)	Densidad BT (kW/ha)	Densidad MT (kW/ha)	Nuevos CT proyectados (Cant.)	Nuevos Trafos proyectados (Cant.)	Nueva Concentr. Total (CT/ha)	Potencia Instalada Total (kVA)	Nuevos Módulos (kVA)	Módulo Medio (kVA)	Nivel de Carga (%)	CU CT Nuevos ($/unidad)	CU Trafos Nuevos ($/kVA)	Inversión Periodo ($)
		2006	2006	2006	2003-06	2003-06	2006	2006	2003-06	2006	2006			2003-06
Ciudad 1	Centro													
	Casco céntrico													
	...													
	...													
	...													
	Periférica													
Ciudad 2	Centro													
	Casco céntrico													
	...													
	...													
	...													
	Periférica													
Cuidad 3	...													
	...													
MONTO TOTAL														

REFERENCIAS

- Nuevos CT proyectados (cantidad de nuevos centros de transformación proyectados en el período.)
- Nuevos Trafos proyectados (cantidad de nuevos transformadores MT/BT proyectados en el período.)
- Nueva Concentr. Total (concentración, al fin del período, de centros de transformación por hectárea (CT/Ha), como cociente entre la cantidad total de CT y la superficie urbanizada del área en donde se encuentran instalados.)
- Potencia instalada total (potencia total proyectada de transformación MT/BT (kVA) al fin del período.)
- Nuevos Módulos (potencia promedio de los nuevos trafos proyectados (kVA))
- Módulo medio (Módulo promedio de Tmt/bt, como el cociente entre la potencia total instalada y los trafos instalados, al fin del período.)
- Nivel de carga (nivel medio de carga de los trafos calculada a partir de la carga de los usuarios de BT, y las pérdidas de la red de BT)
- CU CT Nuevos (costo unitario de los nuevos centros de transformación)
- CU Trafos (costo unitario de kVA para el módulo medio)
- Inversión período ($) (monto total proyectado en CT y transformadores)

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO Nº II-5

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS URBANAS

PERIODO PROYECTADO 2003-6

Centro Urbano	Isodensa	Datos de Demanda			Red BT								
		Area Urbana (Ha)	Densidad BT (kW/ha)	Densidad MT (kW/ha)	Total NUEVO proyectado (km)	Tensión línea (kV)	Instalción trifásica tipo	Subtotal trifástco (km)	Instalción monofásica tipo	Subtotal monof. (km)	CU trifásico Nuevo ($/km)	CU monof. Nuevo ($/km)	Inversión Periodo ($)
		2006	2006	2006	2003-06		2003-06	2003-06	2003-06	2003-06			2003-06
Ciudad 1	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Ciudad 2	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Cuidad 3	...												
	...												
MONTO TOTAL													

REFERENCIAS

- Total NUEVO proyectado (longitud total proyectada de líneas para el período (km).)
- Instalación trifásica tipo (instalación trifásica tipo proyectada)
- Subtotal trifásico (longitud de líneas trifásicas proyectadas (km))
- Instalación monofásica tipo (instalación monofásica tipo proyectada)
- Subtotal monof. (longitud de líneas monofásicas proyectadas (km))
- CU trifasico (costo unitario de la línea trifásica tipo.)
- CU monof. (costo unitario de la línea monofásica tipo.)
- Inversión período ($) (monto total proyectado en líneas de BT.)

CUADRO N° II-5

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS URBANAS

PERIODO PROYECTADO 2003-6

Centro Urbano	Isodensa	Datos de Demanda			Red MT								
		Area Urbana (Ha)	Densidad BT (kW/ha)	Densidad MT (kW/ha)	Total NUEVO proyectado (km)	Tensión linea (kV)	Instalción trifásica tipo	Subtotal trifásico (km)	Instalción monofásica tipo	Subtotal monof. (km)	CU trifásico Nuevo ($/km)	CU monof. Nuevo ($/km)	Inversión Período ($)
		2006	2006	2006	2003-06		2003-06	2003-06	2003-06	2003-06			2003-06
Ciudad 1	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Ciudad 2	Centro												
	Casco céntrico												
	...												
	...												
	...												
	Periférica												
Cuidad 3	...												
	...												
MONTO TOTAL													

REFERENCIAS

- Total NUEVO proyectado (longitud total proyectada de líneas para el período (km).)
- Instalación trifásica tipo (instalación trifásica tipo proyectada)
- Subtotal trifásico (longitud de líneas trifásicas proyectadas (km))
- Instalación monofásica tipo (instalación monofásica tipo proyectada)
- Subtotal monof. (longitud de líneas monofásicas proyectadas (km))
- CU trifasico (costo unitario de la línea trifásica tipo.)
- CU monof. (costo unitario de la línea monofásica tipo.)
- Inversión período ($) (monto total proyectado en líneas de MT.)

CUADRO N° II-6

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS NO URBANAS

PERIODO PROYECTADO 2003-6

Zona	Area típica	Datos de Demanda		Red MT - Clientes en General								
		Clientes en general (cant)	Clientes singulares (cant)	Total NUEVO proyectado (km)	Tensión linea (kV)	Instalción trifásica tipo	Subtotal trifásico (km)	Instalción monofásica tipo	Subtotal monofásico (km)	CU trifásico Nuevo ($/km)	CU monof. Nuevo ($/km)	Inversión Periodo ($)
		2006	2006	2003-06		2003-06	2003-06	2003-06	2003-06			2003-06
Zona 1	Poblado menor 1											
	Poblado menor 2											
	...											
	Nucleo rural 1											
	Nucleo rural 2											
	...											
	Polígonos											
	....											
	Tramos sin Demandas											
	...											
Zona 2	...											

REFERENCIAS

- Total NUEVO proyectado (longitud total proyectada de líneas para el período (km).)
- Instalación trifásica tipo (instalación trifásica tipo proyectada)
- Subtotal trifásico (longitud de líneas trifásicas proyectadas (km))
- Instalación monofásica tipo (instalación monofásica tipo proyectada)
- Subtotal monof. (longitud de líneas monofásicas proyectadas (km))
- CU trifasico (costo unitario de la línea trifásica tipo.)
- CU monof. (costo unitario de la línea monofásica tipo.)
- Inversión período ($) (monto total proyectado en líneas de BT.)

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO Nº II-6

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS NO URBANAS

PERIODO PROYECTADO 2003-6

Zona	Area típica	Datos de Demanda		Centros de Transformación - Clientes en General						
		Clientes en general (cant)	Clientes singulares (cant)	Nuevos CT proyectados (Cant.)	Potencia Instalada Total (kVA)	Módulo Medio (kVA)	Nivel de Carga (%)	CU CT Nuevos ($/unidad)	CU Trafos Nuevos ($/kVA)	Inversión Periodo ($)
		2006	2006	2003-06	2006	2006	2006			2003-06
Zona 1	Poblado menor 1									
	Poblado menor 2									
	...									
	Nucleo rural 1									
	Nucleo rural 2									
	...									
	Polígonos									
	....									
	Tramos sin Demandas									
	...									
Zona 2	...									

REFERENCIAS

- Nuevos CT proyectados (cantidad de nuevos CT proyectados en el período.)
- Potencia instalada total (potencia total proyectada (kVA) al fin del período.)
- Módulo medio (Módulo promedio de Tmt/bt, cociente entre la potencia total instalada y los trafos instalados, al fin del período.)
- Nivel de carga (nivel medio de carga de los transformadores, incluyendo las pérdidas de BT)
- CU CT Nuevos (costo unitario de los nuevos centros de transformación)
- CU Trafos (costo unitario de KVA para el módulo medio)
- Inversión período ($) (monto total proyectado en CT y transformadores)

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO Nº II-6

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS NO URBANAS

PERIODO PROYECTADO 2003-6

Zona	Area típica	Datos de Demanda		Red BT - Clientes en General									Clientes en General
		Clientes en general (cant)	Clientes singulares (cant)	Total NUEVO proyectado (km)	Tensión linea (kV)	Instalción trifásica tipo	Subtotal trifásico (km)	Instalción monofásica tipo	Subtotal monofásico (km)	CU trifásico Nuevo ($/km)	CU monof. Nuevo ($/km)	Inversión Periodo ($)	Tipo de Dispersión del área
		2006	2006	2003-06		2003-06	2003-06	2003-06	2003-06			2003-06	
Zona 1	Poblado menor 1												
	Poblado menor 2												
	...												
	Nucleo rural 1												
	Nucleo rural 2												
	...												
	Polígonos												
	....												
	Tramos sin Demandas												
	...												
Zona 2	...												

REFERENCIAS

- Total NUEVO proyectado (longitud total proyectada de líneas para el período (km).)
- Instalación trifásica tipo (instalación trifásica tipo proyectada)
- Subtotal trifásico (longitud de líneas trifásicas proyectadas (km))
- Instalación monofásica tipo (instalación monofásica tipo proyectada)
- Subtotal monof. (longitud de líneas monofásicas proyectadas (km))
- CU trifasico (costo unitario de la línea trifásica tipo.)
- CU monof. (costo unitario de la línea monofásica tipo.)
- Inversión período ($) (monto total proyectado en líneas de BT.)

- Dispersión:
  Lineal
  Superficial

CUADRO N° II-6

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
REDES DE DISTRIBUCION
AREAS NO URBANAS

PERIODO PROYECTADO 2003-6

Zona	Area típica	Datos de Demanda		Red MT - Clientes Singulares		Centros de Transformación - Clientes Singulares			Red BT - Clientes Singulares	
		Clientes en general (cant)	Clientes singulares (cant)	Total NUEVO proyectado (km)	Inversión Periodo ($)	Nuevos CT Dedicados (Cant.)	Potencia Instalada (kVA)	Inversión Periodo ($)	Total NUEVO proyectado (km)	Inversión Periodo ($)
		2006	2006	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002
Zona 1	Poblado menor 1									
	Poblado menor 2									
	...									
	Nucleo rural 1									
	Nucleo rural 2									
	...									
	Polígonos									
	....									
	Tramos sin Demandas									
	...									
Zona 2	...									

REFERENCIAS

- Total NUEVO proyectado (longitud total proyectada de líneas para el período (km).)
- Nuevos CT dedicados (cantidad de nuevos CT proyectados en el período.)
- Potencia instalada (potencia total instalada de transformación MT/BT (kVA))
- Inversión período ($) (montos totales proyectados para cada caso)

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-7

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
ACOMETIDAS

			Periodo Tarifario Analizado			
AÑOS		**BASE 2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
Clientes						
Pequeñas demandas BT						
Medianas demandas BT						
Medianas demandas MT						
Grandes demandas MT						
Grandes demandas AT						
Propiedad del Distribuidor						
Pequeñas demandas BT	%					
Inversion por incremento de acometidas	**Precio unitario**					
Pequeñas demandas BT						
Medianas demandas BT						
Medianas demandas MT						
Grandes demandas MT						
Grandes demandas AT						
MONTO TOTAL						

NOTAS:
Para el Año Base indicar el Valor Total de las acometidas instaladas

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-8

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
MEDIDORES

			Período Tarifario Analizado			
AÑOS		**BASE 2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
Clientes						
Pequeñas demandas BT						
Medianas demandas BT						
Medianas demandas MT						
Grandes demandas MT						
Grandes demandas AT						
Propiedad del Distribuidor						
Pequeñas demandas BT	%					
Inversion por incremento de medidores	**Precio unitario**					
Pequeñas demandas BT						
Medianas demandas BT						
Medianas demandas MT						
Grandes demandas MT						
Grandes demandas AT						
MONTO TOTAL						

NOTAS:
Para el Año Base indicar el Valor Total en medidores instalados

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO Nº II-9

DISTRIBUIDORA: _____

INVERSIONES EN EXPANSION
OTRAS INVERSIONES EN EXPANSIÓN

AÑOS		BASE 2002	Período Tarifario Analizado			
			2003	2004	2005	2006
Descripción de las Inversiones	**Unidad**					
Item 1						
.						
.						
.						
Item 5						
Monto de las Inversiones	**Precio unitario**					
Item 1						
.						
.						
.						
Item 5						
MONTO TOTAL						

NOTAS:
La itemización corresponderá a las diferentes inversiones consideradas
Para el Año Base estimar el Valor Total en este tipo de instalaciones

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-10

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN EXPANSION
NO ELECTRICAS

			Período Tarifario Analizado			
AÑOS		**BASE 2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
Descripción de las Inversiones	**Unidad**					
Item 1						
.						
.						
.						
Item 5						
Monto de las Inversiones	**Precio unitario**					
Item 1						
.						
.						
.						
Item 5						
MONTO TOTAL						

NOTAS:
La itemización corresponderá a las diferentes inversiones consideradas.
No se deben incluir las incorporadas por reemplazos
Para el Año Base estimar el Valor Total en activos no elécticos

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-11

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN CALIDAD
DETALLE

			Período Tarifario Analizado			
AÑOS		**BASE 2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
Descripción de las Inversiones	**Unidad**					
Item 1						
.						
.						
.						
Item 5						
Monto de las Inversiones	**Precio unitario**					
Item 1						
.						
.						
.						
Item 5						
MONTO TOTAL						

NOTAS:
La itemización corresponderá a las diferentes inversiones consideradas
Gris: no llenar

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE Nº 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO Nº II-12

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN CALIDAD
EVOLUCION DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO TECNICO

DATOS DEL RCD	FC Limite	TC Limite
Consumidores BT		
Consumidores MT		
Consumidores AT		
CENS ($/kwh)		

		SIN OBRAS DE CALIDAD				**CON OBRAS DE CALIDAD**			
AÑOS	**BASE 2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
ENERGIA FACTURADA									
Consumidores BT									
Consumidores MT									
Consumidores AT									
INDICES DE CALIDAD promedio									
FC - Cons. BT									
TC - Cons. BT									
FC - Cons. MT									
TC - Cons. MT									
FC - Cons. AT									
TC - Cons. AT									
ENS									
Consumidores BT									
Consumidores MT									
Consumidores AT									
PENALIZACION ($)									
Consumidores BT									
Consumidores MT									
Consumidores AT									
PENALIZACION total ($)									

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-13

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES EN REEMPLAZOS
ACTIVOS ELECTRICOS Y NO ELECTRICOS
VALOR DE REEMPLAZO (VR) Y VIDAS UTILES ESTIMADAS

DESCRIPCION INSTALACIONES 2002					Valor de Reemplazo (M$)				Año de entrada en servicio	Estructuras u Obras Civiles			Cable / Conductor			Aisladores, Protecc., Conexiones			Transformador			Control, Protecci, y Varios			Equip. Electromec.		
	kV	Tipo	Estructura	Cable / Conductor	Cant.	Unidad	P.Unit	Total		VR (M$)	%	V.U.	VR (M$)	%	V.U.	VR (M$)	%	V.U.	VR (M$)	%	V.U.	VR (M$)	%	V.U.	VR (M$)	%	V.U.
SUBTRANSMISION																											
LINEAS																											
Detallando c/u de las líneas exitentes																											
ESTACIONES TRANSFORMADORAS																											
Detallando c/u de las ET existentes																											
(sin incluir los transformadores de potencia)																											
TRAFOS DE POTENCIA																											
Detallando c/u de los Trafos existentes																											
DISTRIBUCION																											
LINEAS DE MEDIA TENSION																											
TRAFOS DE DISTRIBUCION																											
LINEAS DE BAJA TENSION																											
ACOMETIDAS																											
MEDIDORES																											
OTROS ACTIVOS ELECTRICOS																											
NO ELECTRICAS																											
COMUNICACIÓN Y CONTROL																											
EDIFICIOS																											
VEHICULOS																											
EQUIPOS DE COMPUTACION																											
MUEBLES Y UTILES																											
EQUIPOS DE LABORATORIO																											
HERRAMIENTAS																											

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-14

DISTRIBUIDORA: _____

INVERSIONES EN REEMPLAZOS
DETALLE

		Período Tarifario Analizado			
DESCRIPCION	**BASE 2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
SUBTRANSMISION					
LINEAS					
Detallando c/u de las líneas exitentes					
ESTACIONES TRANSFORMADORAS					
Detallando c/u de las ET existentes					
(sin incluir los transformadores de potencia)					
TRAFOS DE POTENCIA					
Detallando c/u de los Trafos existentes					
DISTRIBUCION					
LINEAS DE MEDIA TENSION					
TRAFOS DE DISTRIBUCION					
LINEAS DE BAJA TENSION					
ACOMETIDAS					
MEDIDORES					
OTROS ACTIVOS ELECTRICOS					
NO ELECTRICAS					
COMUNICACIÓN Y CONTROL					
EDIFICIOS					
VEHICULOS					
EQUIPOS DE COMPUTACION					
MUEBLES Y UTILES					
EQUIPOS DE LABORATORIO					
HERRAMIENTAS					

NOTAS:
Gris: no llenar

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 240/2002
La Paz, 20 de diciembre de 2.002

CUADRO N° II-15

DISTRIBUIDORA:_____

INVERSIONES PARA REDUCCION DE PERDIDAS

			Período Tarifario Analizado			
AÑOS		**BASE 2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
PERDIDAS TECNICAS						
Descripción de las Inversiones	**Unidad**					
Item 1						
.						
Item 3						
Monto de las Inversiones	**Precio unitario**					
Item 1						
.						
Item 3						
PERDIDAS NO TECNICAS						
Descripción de las Inversiones	**Unidad**					
Item 1						
.						
Item 3						
Monto de las Inversiones	**Precio unitario**					
Item 1						
.						
Item 3						
MONTO TOTAL						

NOTAS:
La itemización corresponderá a las diferentes inversiones consideradas
Gris: no llenar