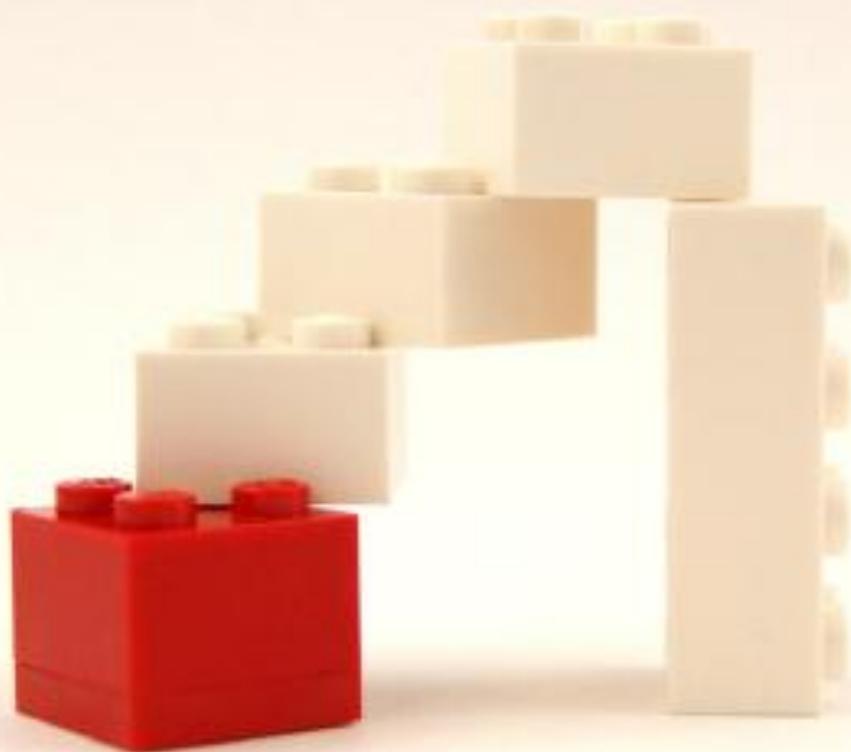


Metodología para la Evaluación de Proyectos de Construcción de Subestaciones de Distribución



**GOBIERNO
FEDERAL**

SHCP



www.gobiernofederal.gob.mx
www.hacienda.gob.mx



Vivir Mejor

La presente metodología es un documento de carácter exclusivamente informativo y por lo tanto no sustituye ni suple las disposiciones y normas jurídicas que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público haya emitido o emita en cumplimiento de sus facultades legales o reglamentarias. Se autoriza la reproducción parcial o total de la presente obra siempre y cuando se cite la fuente de origen y la reproducción se efectúe sin fines de lucro.

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1 ANTECEDENTES	4
1.2 OBJETIVO	4
1.3 RESUMEN DE LA METODOLOGÍA.....	4
1.3.1 <i>Oferta</i>	5
1.3.2 <i>Demanda</i>	5
1.3.3 <i>Interacción de la oferta y la demanda</i>	5
1.3.4 <i>Costos y beneficios</i>	5
2. TIPOS DE PROGRAMAS Y/O PROYECTOS DE INVERSIÓN.....	7
2.1 RELACIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y CENTRALES GENERADORAS	7
2.2 COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	8
3. ANÁLISIS DEL PROYECTO DE INVERSIÓN	9
3.1 SITUACIÓN ACTUAL	10
3.1.1 <i>Oferta</i>	11
3.1.2 <i>Demanda</i>	13
3.1.3 <i>Interacción de la oferta-demanda</i>	14
3.2 SITUACIÓN SIN PROYECTO.....	14
3.2.1 <i>Optimizaciones</i>	15
3.2.2 <i>Oferta</i>	16
3.2.3 <i>Demanda</i>	16
3.2.4 <i>Diagnóstico de la interacción de la oferta-demanda con optimizaciones a lo largo del horizonte de evaluación</i>	21
3.2.5 <i>Alternativas de solución</i>	21
3.3 SITUACIÓN CON PROYECTO	21
3.3.1 <i>Descripción del proyecto</i>	23
3.3.2 <i>Oferta</i>	24
3.3.3 <i>Demanda</i>	25
3.3.4 <i>Diagnóstico de la interacción de la oferta y la demanda a lo largo del horizonte de evaluación</i>	25
3.4 EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN	25
3.4.1 <i>Identificación, cuantificación y valoración de los costos del proyecto de inversión</i>	26
3.4.2 <i>Identificación, cuantificación y valoración de los beneficios del proyecto de inversión</i>	29

3.4.3 Cálculo de los indicadores de rentabilidad	32
3.4.4 Análisis de sensibilidad	35
3.4.5 Análisis de riesgos	35
3.5 CONCLUSIONES.....	36
3.6 RECOMENDACIONES FINALES	37
4. ANEXOS	40
4.1 TIPOS DE SUBESTACIONES	40
4.2 COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN	44
4.3 CÁLCULO DE LA ENERGÍA INCREMENTAL Y LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN FALLA.....	48
4.4 RESUMEN DE VARIABLES EMPLEADAS EN LA EVALUACIÓN SOCIO-ECONÓMICA.....	53
4.5 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA OFERTA Y LA DEMANDA	56
4.6 TIPOS DE POTENCIA.....	57
4.7 FACTOR DE PÉRDIDAS	59
4.8 FACTOR DE POTENCIA.....	61
4.9 FACTOR DE DEMANDA	63
4.10 FACTOR DE CARGA.....	64
4.11 FACTOR DE DIVERSIDAD, COINCIDENCIA Y DIVERSIDAD DE LA CARGA.....	65
4.12 FACTOR DE UTILIZACIÓN.....	67
4.13 TARIFAS DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	68
4.14 LÍMITES TÉCNICOS APLICABLES	69
5. GLOSARIO	71
5.1 ACRÓNIMOS.....	71
5.2 DEFINICIONES.....	72
6. BIBLIOGRAFÍA	77

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La asignación de recursos a programas y proyectos de inversión por parte del Gobierno Federal es una tarea relevante debido a que los recursos que se destinan para cubrir una necesidad identificada, conllevan un costo de oportunidad para la sociedad. Por lo tanto, con el objetivo de maximizar el beneficio social y reducir dicho costo, el Gobierno Federal ha diseñado metodologías específicas que coadyuvan a la eficiente asignación de los recursos públicos.

La Metodología para la Evaluación de Proyectos de Construcción de Subestaciones de Distribución proporciona un marco conceptual específico para la evaluación de proyectos de inversión de este tipo. El contenido de esta metodología se desprende de la Metodología Global de las Etapas que Componen el Ciclo de Inversiones, la cual facilita una perspectiva general del proceso de inversión pública en México.

Adicional a la presente metodología, existen otros dos documentos de apoyo para la evaluación de proyectos de construcción de subestaciones de distribución. El primero es el Manual para la Evaluación de Proyectos de Construcción de Subestaciones de Distribución, el cual muestra, mediante un ejemplo ilustrativo, la aplicación de la metodología. El segundo documento, denominado Guía para la Evaluación de Proyectos de Construcción de Subestaciones de Distribución, enlista los principales pasos para realizar la evaluación de este tipo de proyectos.

1.2 Objetivo

El objetivo de la presente metodología es explicar la manera en la que las Entidades y Dependencias relacionadas con el sector eléctrico deben elaborar la evaluación de proyectos de inversión de construcción de subestaciones de distribución de energía eléctrica. Lo anterior con el fin de coadyuvar al proceso de evaluación y analizar la rentabilidad social del proyecto.

1.3 Resumen de la metodología

Los proyectos de construcción de subestaciones de distribución, junto con los demás Programas y Proyectos de Inversión (PPIs) relativos al sector eléctrico, permitirán garantizar el suministro de energía eléctrica, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas.

En particular, la presente metodología describe el análisis que deberá realizarse para la evaluación socio-económica de proyectos de construcción de subestaciones de distribución. Dicho análisis se presenta bajo tres escenarios: situación actual, situación sin proyecto y situación con proyecto. Para cada uno de estos escenarios, se evaluarán las variables que intervienen en la determinación de la oferta y la demanda en el área de influencia. Asimismo, se analizará cómo interactúan la oferta y la demanda, obteniendo como resultado de esta interacción, la identificación y descripción de la problemática a resolver.

1.3.1 Oferta

En el caso de un proyecto de construcción de subestaciones de distribución, la oferta estará dada por la capacidad máxima de las subestaciones en el área de influencia del proyecto, considerando los criterios de planeación (operativos) existentes.

1.3.2 Demanda

Por otro lado, la demanda del área de influencia corresponderá al valor máximo de la potencia eléctrica requerida por los usuarios; es decir se referirá a la demanda máxima del área de influencia del proyecto.

1.3.3 Interacción de la oferta y la demanda

Una vez que se ha definido la oferta y la demanda en el área de influencia, deberá realizarse un análisis de su interacción bajo los tres escenarios antes mencionados: situación actual, situación sin proyecto y situación con proyecto. A partir de dicho análisis, deberá determinarse la existencia de una problemática que sustente la realización del proyecto de inversión.

1.3.4 Costos y beneficios

El siguiente paso de la evaluación consistirá en la identificación, cuantificación y valoración de los costos y beneficios relacionados con el proyecto de inversión, resultado de la comparación de la situación con proyecto y sin proyecto.

Los costos y beneficios evaluados para la Construcción de Subestaciones de Distribución serán los siguientes:

COSTOS
Costos de Inversión
Costos Incrementales (aguas arriba y aguas abajo)
Costos de Operación y Mantenimiento
BENEFICIOS
Valor de la Energía Incremental
Ahorro en costos por mejora de confiabilidad (Energía no Suministrada en Falla)
Ahorros Operativos

Finalmente se evaluará la factibilidad económica del proyecto mediante el cálculo de indicadores de rentabilidad. También se realizará un análisis de sensibilidad en el cual se observará el comportamiento de la rentabilidad ante el cambio en algunas variables. Por ejemplo, ante un incremento en el monto total de inversión o ante una reducción de la demanda máxima proyectada.

2. Tipos de programas y/o proyectos de inversión

La presente metodología fue diseñada para realizar un análisis costo-beneficio de un proyecto de construcción de subestaciones de distribución de energía eléctrica. El objetivo fundamental de este tipo de proyectos es incrementar la oferta de energía eléctrica en su área de influencia, referida como el área de servicio de la subestación, cuya construcción se evalúa y se delimita en la problemática identificada, a partir de la interacción de la oferta y la demanda, mediante criterios técnicos.

Se entenderá por “construcción”, la creación de instalaciones nuevas; es decir, la instalación de infraestructura en el área de influencia definida. Por otro lado, se hablará de una subestación de distribución de energía eléctrica como el conjunto de elementos o dispositivos que permitirán cambiar las características de la energía eléctrica (voltaje y corriente), o bien, conservarla con ciertas características (Harper, 2004). Finalmente la metodología abarcará los proyectos que trabajen en los siguientes niveles de tensión: 230, 138, 115, 85 y 69 kV; así como en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV.

2.1 Relación entre las subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y centrales generadoras

Las centrales generadoras presentan economías de escala sustanciales, por lo que es conveniente la producción de energía eléctrica en grandes volúmenes. En algunos casos, la localización de dichas centrales es cercana a la ubicación de los recursos naturales que le sirven de insumo, pero se ubican en lugares lejanos a los usuarios finales. Por ello es necesario transportar la energía a grandes distancias.

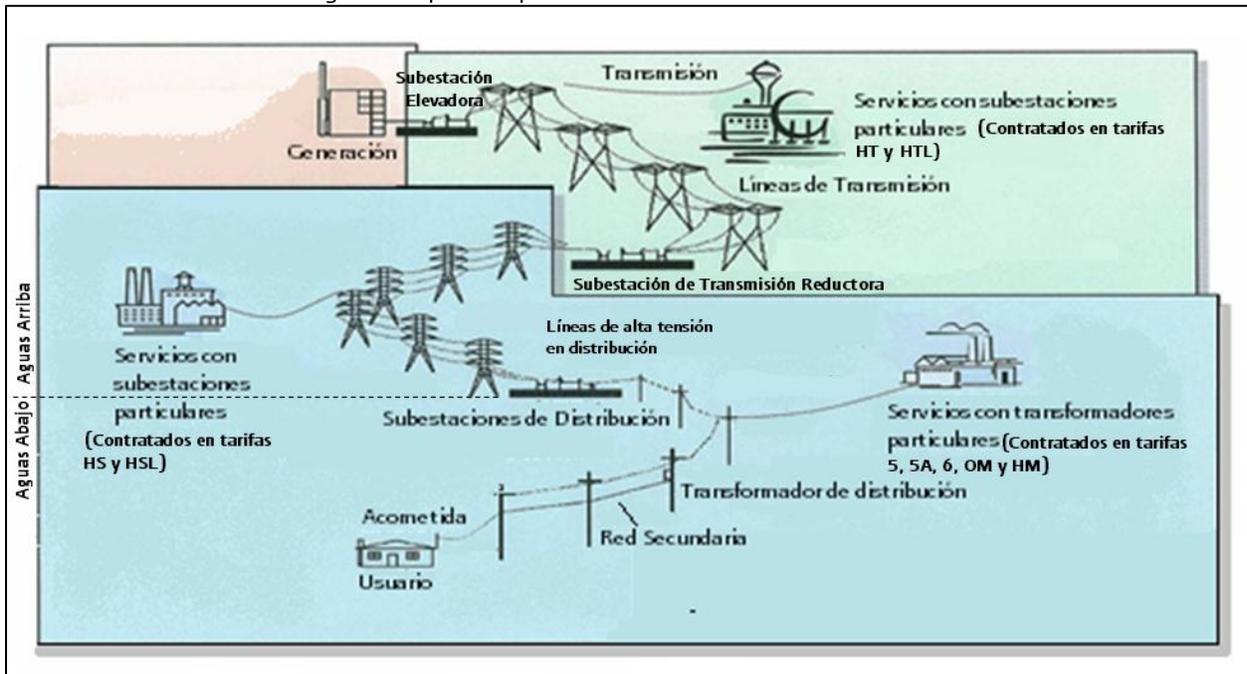
Por cuestiones técnicas (aislamiento, enfriamiento, etc.) las centrales generan energía en voltajes relativamente bajos. Sin embargo, por razones técnicas y económicas, la transmisión de energía eléctrica se realiza a grandes voltajes. Resulta entonces necesario elevar el voltaje de la energía generada en las centrales para su transmisión, para lo cual se utilizan las subestaciones elevadoras.

Una vez transportada la energía a los centros de consumo, o a usuarios en alta tensión, es necesario disminuir nuevamente el voltaje para poder alimentar las redes y líneas de

distribución de baja tensión y para permitir su utilización en el voltaje adecuado a las necesidades de los usuarios. Para ello, se construyen las subestaciones de distribución (reductoras).

El siguiente diagrama (Figura 1) muestra la relación entre las subestaciones eléctricas, las líneas de transmisión y las centrales generadoras.

Figura 1: Esquema Representativo del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: CFE, 2008. Conformación del Sistema Eléctrico Nacional. 11 noviembre 2010.
 <http://app.cfe.gob.mx/informe2008/capitulo3_2.html>.

2.2 Componentes de una subestación eléctrica

Además, desde luego, de un terreno, obra civil, cableados, ductos y redes de tierra, las subestaciones constan de equipos asociados con la recepción de la línea de alta tensión, equipo de transformación, compensación, tableros de control, protección y medición, comunicaciones, equipos para protección y maniobra¹. (Ver anexo 4.2 “Componentes Principales de una Subestación” para mayor detalle)

¹ En caso de que las líneas de distribución existentes que conecten la subestación con la red nacional se encuentren saturadas, se deberá considerar la construcción de nuevas líneas dentro de los costos de inversión del proyecto.

3. Análisis del proyecto de inversión

En esta sección se hará énfasis en la determinación de la oferta, la demanda y su interacción bajo tres escenarios: la situación actual, situación sin proyecto y situación con proyecto. Todo ello con la finalidad de detectar la problemática en el área bajo estudio y determinar la conveniencia de llevar a cabo un proyecto que la solvente.

La *oferta* de energía eléctrica se define como la máxima capacidad disponible de las subestaciones para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de un área determinada, bajo criterios de planeación. La oferta de subestaciones de distribución se mide términos de MegaVoltAmpere o MVA.

Para el correcto análisis de dicha oferta, se buscará definir las siguientes características, tanto para la situación actual, como para la situación sin proyecto y la situación con proyecto:

- a. La infraestructura de distribución existente
- b. La conexión a líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica
- c. Los límites técnicos especificados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE)

En el caso de la situación actual, se deberá incluir también el registro de interrupciones o fallas del área de influencia del proyecto, durante el periodo que se considere relevante para la evaluación.

Por otro lado, la *demand*a de energía eléctrica es el valor de la potencia entregada a los usuarios al proporcionar el servicio de energía eléctrica y resulta del producto del voltaje y la corriente. Yebra Morón (Sistemas Eléctricos de Distribución, p.40) describe la relación entre los términos de carga y demanda de la siguiente manera: “la carga eléctrica es el aparato o conjunto de aparatos conectados a un sistema eléctrico que demandan una potencia eléctrica. El valor de la potencia demandada es el “valor de la carga” y normalmente se le conoce como la demanda”. Dicha demanda se mide en términos de Megawatts o MW.

Debido a que la energía eléctrica generada en corriente alterna no puede almacenarse (salvo casos de laboratorio) y a que la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) estipula que se deberá prestar el servicio en condiciones de continuidad, eficiencia y seguridad a todo el que lo solicite, salvo que exista impedimento técnico o razones económicas para hacerlo, se requiere construir instalaciones que aseguren que la

oferta satisfaga la **demanda máxima** en cualquier momento. En términos generales, dicha demanda representa el valor máximo expresado en Watts, ocurrido en un periodo de 5 minutos consecutivos, en un día, mes o año.

El análisis de la demanda actual deberá resultar de las mediciones a los equipos existentes de CFE. Por otro lado, el pronóstico de la demanda para la situación con y sin proyecto deberá considerar el efecto de diversas variables tales como²:

- a. Crecimiento económico del PIB
- b. Crecimiento poblacional
- c. Grado de urbanización
- d. Tipo de usuarios
- e. Estacionalidad
- f. Niveles tarifarios
- g. Usuarios potenciales (solicitudes de servicio)
- h. Valores reales de los servicios propios (autoconsumo)
- i. Comportamiento del consumo eléctrico histórico y actual
- j. Evolución de la energía por pérdidas eléctricas
- k. Comportamiento histórico de los factores de carga y de diversidad
- l. Atención a particularidades de la División
- m. Cambio de tipo de usuario, derivado del cambio en el uso de suelo
- n. Efecto de las campañas de eficiencia energética

En las siguientes secciones se describirán cada una de las variables, así como las variaciones que se presentan en el análisis según el periodo que se esté evaluando.

3.1 Situación Actual

La situación actual comprende la evaluación de los conceptos de oferta, demanda y su interacción al momento de elaboración del PPI. Además, el análisis de la situación actual deberá contemplar por lo menos 5 años anteriores a la fecha de elaboración del estudio.

A continuación se describen con mayor detalle los conceptos mencionados.

² La inclusión y el grado de impacto de cada una de las variables mencionadas en la determinación de la demanda para un proyecto de inversión particular, variará según las características que se presenten en la situación bajo estudio

3.1.1 Oferta

La oferta en este escenario incluye el detalle de la infraestructura de distribución definida por la capacidad máxima actual de las subestaciones localizadas en el área de influencia del proyecto.

La capacidad máxima se establece según el criterio determinístico de planeación $n-1$, el cual admite la pérdida del elemento más crítico sin poner en riesgo el sistema y sin violar los límites de operación establecidos. Los componentes considerados como elementos críticos podrán incluir transformadores, líneas, elementos de compensación, entre otros. El criterio $n-1$ asegura que ante la contingencia sencilla más severa, se continuará suministrando la energía para abastecer la demanda del área de influencia. En otras palabras, el criterio refleja un margen de seguridad ante un elemento crítico fuera de servicio. Por lo tanto, la capacidad deberá describirse en términos de los límites de saturación n y $(n-1)$ según se indica en el Anexo 4.3 “Cálculo de la Energía Incremental y la Energía no Suministrada en Falla”.

La información respecto a la capacidad máxima de las subestaciones se almacena en la base de datos del Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD) de la CFE. En términos generales, el SIAD permite registrar solicitudes de suministro, realizar pronósticos de crecimiento a corto y largo plazo y diseñar la infraestructura eléctrica acorde a las necesidades detectadas. De igual manera permite llevar un registro de interrupciones de energía eléctrica, cargar parámetros eléctricos, realizar consultas de demanda máxima y de consumo de energía, consultar factores de potencia, factores de carga de los circuitos de distribución y bancos de transformación, así como elaborar presupuestos y administrar la construcción de obras convenidas. La actualización de la base de datos y su gestión es responsabilidad de cada una de las áreas de la CFE.

A continuación se describen los aspectos que influyen en la determinación de la capacidad máxima de las subestaciones del área de influencia (oferta), así como algunas consideraciones particulares:

a. Infraestructura de distribución existente

La infraestructura de distribución existente en el área de influencia del proyecto se refiere a las subestaciones con que cuenta el sistema al momento de evaluación del proyecto. Específicamente, para cada subestación se deberá hacer mención de:

- El tipo de subestación de que se trate. Por ejemplo, encapsulada, convencional, etc. (Ver anexo 4.1 “Tipos de Subestaciones” para mayor detalle)
- La capacidad disponible de la instalación, distinguiéndose en este caso de la capacidad instalada como sigue:
 - *La capacidad instalada*(CI) se referirá a la capacidad de placa de los equipos
 - *La capacidad disponible o efectiva* (CD) será la capacidad que puede ser utilizada para atender la demanda, tomando en consideración la posible disminución de la misma (“derrateo”), determinada por el envejecimiento o deterioro de materiales y equipos. Esta capacidad será utilizada para definir la oferta del proyecto.

$$CD = CI - \text{disminución por derrateo}$$

- La vida útil remanente de los componentes principales
- La ubicación geográfica y eléctrica de la subestación
- La descripción del estado actual de los principales componentes

b. Conexión a líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica

Se deberá corroborar la existencia de conexiones a líneas de transmisión que suministren energía a la subestación de distribución bajo estudio, considerando que una subestación podrá recibir la energía de una o varias líneas. Según el nivel de tensión en el que trabaje la subestación, las conexiones podrán incluir:

- Líneas de alta tensión que operen en voltajes de 230, 138, 115, 85 ó 69kV

Así mismo, se deberá verificar la existencia de conexiones que permitan la distribución de la energía transformada en las subestaciones de distribución. Según el nivel de tensión en el que trabaje la subestación, las conexiones podrán incluir:

- Líneas de alta tensión en distribución que operen en voltajes de 138, 115, 85 ó 69kV y media tensión

c. Límites técnicos

Los límites técnicos son los implícitos en las especificaciones, de equipos y materiales, así como en las prácticas de operación normalizadas en CFE. Para el proyecto de una subestación, se consideran las especificaciones de los equipos y materiales normalizados en su conjunto. (Ver anexo 4.14 “Límites Técnicos Aplicables” para mayor detalle).

d. Registro de interrupciones

Se deberá incluir el historial de interrupciones relativo a las subestaciones del área de influencia del proyecto, el cual es obtenido del módulo Sircaid con que cuenta el sistema SIAD de la CFE. En el caso de distribución, se referirá a las fallas o pérdidas de capacidad definitivas, mismas que requieren de maniobras para normalizar el servicio. Para este propósito, se deberá incluir el registro del mes anterior a la fecha de elaboración del PPI, así como el acumulado del año en cuestión.

e. Consideraciones particulares de la oferta

La unidad de medida de la capacidad disponible de una subestación es el MegaVoltAmpere o MVA. Sin embargo la oferta también deberá ser expresada en términos de Megawatts o MW para compararla con la demanda máxima, misma que se calcula en estas unidades. Para ello se multiplica el valor en MVA de la subestación por un factor de potencia, obteniendo así la oferta en términos de MW. Es importante mencionar que el factor de potencia se obtiene de mediciones en campo y se encuentra en la base de datos del sistema SIAD antes mencionado (Ver anexo 4.8 "Factor de Potencia" para mayor detalle). Dicho factor deberá detallarse en el PPI propuesto.

3.1.2 Demanda

En primera instancia, resulta conveniente distinguir los tipos de demanda comúnmente utilizados, con el propósito de clarificar la definición que se utilizará en la evaluación de los PPIs. En términos generales, se habla de demanda máxima, coincidente, no coincidente y demanda promedio como sigue:

- *Demanda máxima*: es la demanda pico de energía eléctrica expresada en Watts, ocurrida en un periodo de 5 minutos consecutivos, en un día, mes o año
- *Demanda coincidente*: es la suma de las demandas individuales de un grupo de cargas que coinciden en un intervalo de tiempo determinado
- *Demanda no coincidente*: es la suma de las demandas individuales no simultáneas de un grupo de cargas
- *Demanda promedio*: es el promedio de las demandas en un plazo determinado

Para propósitos de la evaluación de proyectos, se utilizará la demanda máxima coincidente del área de influencia; es decir la demanda dada por el valor máximo de la potencia de energía eléctrica requerida por los usuarios del área bajo estudio. Dicha demanda será medida en MW.

En el caso de la situación actual, la demanda máxima se obtendrá del Estudio del Desarrollo del Mercado Eléctrico (DMED), el cual forma parte del sistema SIAD descrito anteriormente.

3.1.3 Interacción de la oferta-demanda

La interacción en la situación actual está dada por la diferencia entre la capacidad ofertada y demandada al momento de elaboración del PPI. En otras palabras, la interacción ocurre al comparar, en el año base, los MW disponibles con los MW demandados en el área de influencia.

En este caso, la magnitud de la diferencia entre la oferta y la demanda en un plazo determinado, fundamentará la necesidad de ampliar la oferta mediante la construcción de subestaciones de distribución.

En general, la interacción entre la oferta y la demanda para cualquier punto en el tiempo estará dada por:

$$IOD = OA - DA$$

Donde:

IOD = Interacción Oferta-Demanda

OA = Oferta actual MW

DA = Demanda actual MW

3.2 Situación sin Proyecto

La situación sin proyecto comprende la evaluación de los conceptos de oferta, demanda, su interacción a través de un horizonte de evaluación definido y la descripción de las alternativas de solución que pudieran atender la problemática identificada.

Bajo este escenario, existen las siguientes diferencias en el cálculo de la oferta y la demanda con respecto a la situación actual:

- La oferta definida será la que corresponda a la proyección a lo largo de todo el horizonte de evaluación. Dicho cálculo deberá incluir también los proyectos en ejecución de subestaciones de distribución.
- Se deberán considerar todas aquellas optimizaciones que pudieran sustituir o diferir los proyectos de construcción de subestaciones de distribución.

- El cálculo de la demanda corresponderá a la proyección de la demanda de energía eléctrica a lo largo de todo el horizonte de evaluación. Dicha cifra será calculada a través de los modelos de pronóstico del SIAD e incluirá los efectos de diversas variables tales como los pronósticos del PIB, la tasa de crecimiento poblacional, etc.

A continuación se desarrollan los conceptos referidos para una situación sin proyecto.

3.2.1 Optimizaciones

Las optimizaciones se definen como “medidas administrativas e inversiones de bajo costo, que serían realizadas en caso de no llevar a cabo el PPI”³. Para efectos de la evaluación de un proyecto de inversión, dichas optimizaciones se “cuantifican” e integran en el análisis dado que representan las acciones que se realizarían en ausencia del proyecto de inversión. Esto permite llevar a cabo una comparación entre la situación sin proyecto y la situación con proyecto.

En el caso de proyectos de inversión de construcción de subestaciones de distribución las optimizaciones son:

- Redistribuciones de carga. Una redistribución de carga se realiza cuando una subestación, que proporciona servicios de transformación de energía eléctrica al área de influencia, se encuentra sobrecargada. En este caso su magnitud puede ser disminuida realizando una redistribución de cargas entre la subestación sobrecargada y las subestaciones aledañas. Las maniobras permiten que las subestaciones que cuentan con capacidad disponible, transformen la energía excedente que provoca la sobrecarga en las subestaciones bajo estudio. De esta forma, se optimiza el trabajo que realiza cada subestación.
- Pequeñas obras entre las que se incluyen reubicaciones de cuchillas, reconfiguraciones de la red de distribución, re-calibraciones, etc.
- Instalación de bancos de capacitores
- Entre otras

³ Definición de optimizaciones según la Metodología Global de las Etapas que Componen el Ciclo de Inversiones

3.2.2 Oferta

La oferta de la situación sin proyecto, definida como la capacidad máxima futura de las subestaciones de distribución del área de influencia, se obtendrá del sistema SIAD y deberá considerar las siguientes variables:

- a. La infraestructura actual de subestaciones de distribución, los proyectos en ejecución de subestaciones de distribución y las optimizaciones correspondientes
- b. La consideración a conexiones a líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica, según se detalló en la situación actual
- c. Los límites técnicos específicos del proyecto, mismos que también fueron descritos en la situación actual. (Ver anexo 4.14 “Límites Técnicos Aplicables” para mayor detalle)

La capacidad (oferta) de una subestación se medirá en Megawatts.

3.2.3 Demanda

La demanda máxima coincidente estará dada por el valor máximo de la potencia de energía eléctrica requerida por los usuarios del área bajo estudio y será medida en MW.

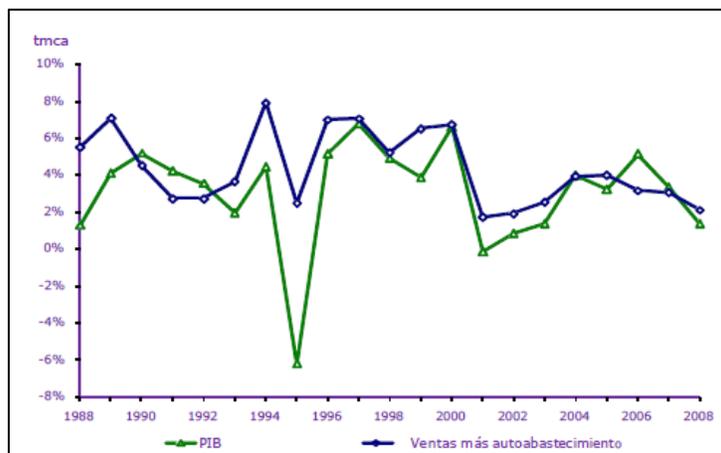
La información requerida para el pronóstico de la demanda se obtiene del sistema SIAD, el cual utiliza las siguientes variables como insumo⁴:

- a. Crecimiento económico

Salvo marcadas excepciones, los análisis históricos muestran gran similitud entre las variaciones en las ventas de energía y del Producto Interno Bruto (PIB) del país. Por esta razón, los pronósticos elaborados para el sector energético utilizan el PIB como indicador macroeconómico de comportamiento futuro. Por ejemplo, la siguiente gráfica (Figura 2) muestra la correlación mencionada para el periodo comprendido entre 1988 y 2008:

⁴ El pronóstico se obtiene de los sistemas con los que cuenta la CFE, mismos que conoce la Unidad de Inversiones de la SHCP

Figura 2: Evolución del PIB y ventas más autoabastecimiento



Fuente: POISE, 2010. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024.

Coordinación de Planificación de la Subdirección de Programación de Comisión Federal de Electricidad. México.

Es importante mencionar que el indicador de crecimiento económico se obtiene de los pronósticos de desarrollo elaborados por SENER. Además se buscará que dicho indicador se detalle a nivel de área de influencia del proyecto.

b. Crecimiento poblacional

El crecimiento poblacional del país se obtiene de los pronósticos elaborados por el CONAPO y de los censos que realiza el INEGI a nivel de municipios. Estos pronósticos podrán ser utilizados en la justificación de una variación en la demanda del área de influencia del proyecto. Al igual que como sucede con el PIB, la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica es proporcional al crecimiento poblacional.

c. Grado de urbanización

Es importante analizar el impacto del grado de urbanización en los pronósticos de demanda, pues la intensidad energética resulta proporcional al desarrollo de los centros de población. Es decir, las zonas urbanas en general, presentan un alto crecimiento en la carga por km^2 .

d. Tipo de usuarios

En términos de consumo y para propósitos de la presente metodología, la energía eléctrica se puede desagregar en los sectores:

- Industrial
 - ✓ Empresa mediana: servicios en media tensión
- Comercial: servicios en media y baja tensión

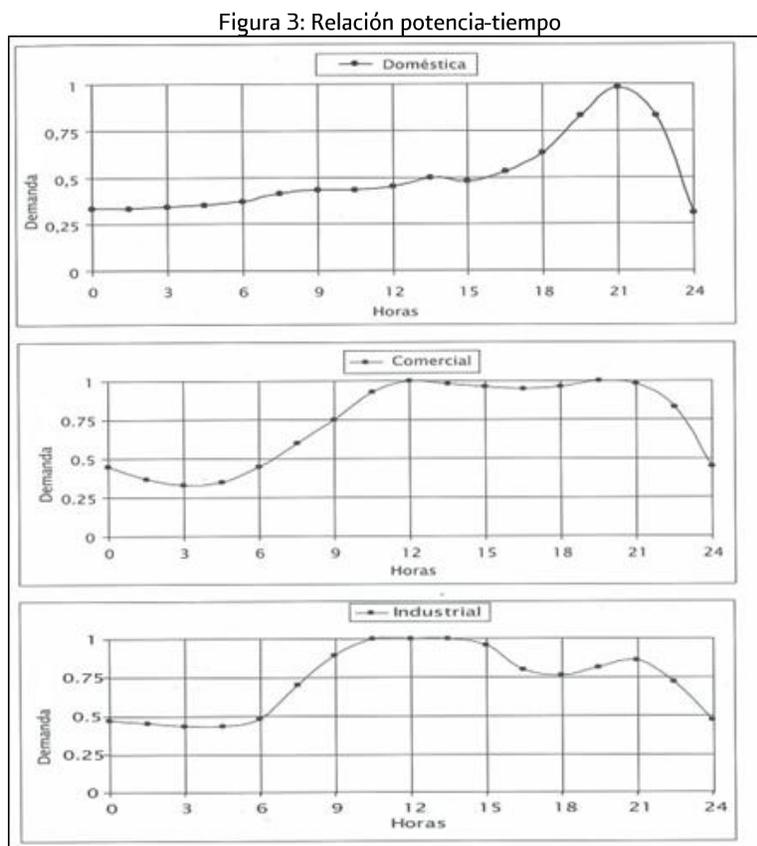
- Servicios: en alta, media y baja tensión
- Residencial con patrones de crecimiento diferenciados

Cada una de ellas presenta características particulares de servicio y por lo tanto los pronósticos de demanda de energía eléctrica son ajustados a las necesidades de dichos sectores.

e. Estacionalidad

La demanda de energía eléctrica varía según el periodo de que se trate. El análisis de la estacionalidad se realiza tomando en consideración las diferencias horarias (horas pico y horas valle), semanales (generalmente entre semana y fines de semana) y mensuales (verano – invierno), debido a su relación con variables como el efecto del cambio de horario, la temperatura y actividad económica de un periodo determinado.

Algunos ejemplos de curvas de demanda que muestran estos patrones de utilización se muestran en la Figura 3 siguiente:



Fuente: Yebra Morón, J.A. 2009, Sistemas Eléctricos de Distribución. Editorial Reverté, Buenos Aires, Argentina. p. 322

Las curvas de demanda también cambian con las estaciones del año, notoriamente por la carga que representa el uso del aire acondicionado durante el verano en algunas zonas del país. De hecho, la importancia del cambio de la demanda “invierno-verano” es una de las particularidades que pueden caracterizar una zona o división, y deben tomarse en cuenta en el pronóstico de la demanda.

f. Niveles tarifarios

El efecto de los niveles tarifarios hace referencia a una relación económica común: un incremento en el nivel de los precios puede traer como consecuencia una reducción de la demanda de energía eléctrica y viceversa⁵. Para el caso de esta variable se debe considerar lo siguiente en relación en el cálculo de la demanda:

- Las tarifas de energía eléctrica en México varían de acuerdo al tipo de usuario y zona geográfica
- Las tarifas tienen diferentes niveles de subsidio

Para mayor referencia, se incluye una descripción de las distintas tarifas que maneja actualmente la CFE en la sección de anexos (Anexo 4.13 “Tarifas del Servicio Eléctrico”).

g. Usuarios potenciales y comprometidos (solicitudes de servicio)

Los usuarios potenciales y comprometidos repercuten de manera directa en las características de la demanda esperada. Estas se refieren a las solicitudes de suministro de servicios de energía eléctrica; sobre todo incorpora las demandas considerables que provienen de la instalación de parques industriales o empresas manufactureras, así como a solicitudes de nuevos usuarios comerciales y domésticos.

Las solicitudes las realizan los usuarios potenciales directamente a la CFE. Una vez que son recibidas, se analiza la posibilidad de atenderlas y, en caso de ser aprobadas, se convierten en solicitudes comprometidas.

h. Valores reales de los servicios propios (autoconsumo)

La demanda también debe tomar en cuenta los valores reales de los servicios propios o las necesidades de autoconsumo de los equipos de CFE, pues las instalaciones que suministran energía eléctrica funcionan a base del propio producto que entregan a la red: energía eléctrica. “Se necesita energía para mover energía” (H. Lee Willis, 2004). Por ejemplo, el

⁵ En casos excepcionales, el aumento del nivel tarifario podría tener un efecto adverso al mantener el nivel de demanda fijo e incrementar el nivel de conexiones ilegales a la red de suministro de energía eléctrica.

transformador de una subestación, que representa el equipo principal, consume una porción de energía para trabajar las bombas de aceite, ventiladores para enfriamiento, etc. Otro ejemplo son los medidores de energía eléctrica (watthorímetros) que de igual manera consumen energía para operar.

i. Comportamiento del consumo eléctrico histórico y actual

El comportamiento histórico y actual es el registro estadístico de los valores de la demanda en el área de influencia del proyecto. Es importante analizar el comportamiento del consumo, pues su estudio permite fundamentar tendencias aplicables a los pronósticos de demanda utilizados.

j. Evolución de la energía por pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas hacen referencia tanto a las pérdidas técnicas, causadas por la resistencia al paso de la corriente en conductores y equipos, como a las pérdidas no técnicas que son asociadas a ingresos no recolectados. Esto último abarca conexiones ilegales, errores de medición, etc.

k. Comportamiento histórico de los factores de carga y de diversidad

- El *factor de carga* considera el promedio de la demanda en el área de influencia con respecto a la demanda máxima. Un factor de carga cercano a la unidad indicará que la mayor parte del tiempo, en promedio, se está trabajando a niveles cercanos a la demanda máxima.
- El *factor de diversidad* es la relación entre la suma de demandas máximas individuales coincidentes y no coincidentes y la demanda máxima del grupo de cargas. Permite conocer la diversificación de las demandas máximas en un conjunto de instalaciones. Este dato resulta importante durante los análisis de redistribución de cargas, detallados en la sección de optimizaciones.

l. Atención a particularidades de la División

La atención a particularidades de la División de Distribución involucra aquellas situaciones únicas del área al momento de elaboración del estudio. Algunas de las particularidades más notorias que deberán analizarse incluyen:

- Altitud de operación. Por ejemplo, el Valle de México y Toluca requieren una atención distinta en aislamientos externos en comparación con la que se requiere a nivel del mar
- Zonas costeras con alto nivel de contaminación por niebla salina

- Distintos niveles de descargas atmosféricas
- Intensidades de vientos, huracanes y ciclones
- Vegetación que interfiere con líneas de transmisión y distribución

m. Cambio de tipo de usuario, derivado del cambio en el uso de suelo

El cambio de tipo de usuario, derivado del cambio en el uso de suelo, tiene implicaciones sobre la demanda. El cambio se da por ejemplo, en un uso de suelo residencial, con vivienda unifamiliar, a conjuntos habitacionales verticales o en la transformación de zonas residenciales a comerciales. Esto provoca que se modifiquen las necesidades de suministro de energía.

n. Efecto de las campañas de eficiencia energética

En casos específicos se deberá considerar, en el cálculo de la demanda, el efecto de las campañas de promoción de eficiencia energética, especialmente aquellas que traten sobre la sustitución de electrodomésticos. Por ejemplo, aquellas que promuevan el uso de refrigeradores de bajo consumo de energía o el uso de focos ahorradores. Así mismo, se deberán identificar los responsables por parte de la CFE que determinarán y supervisarán el impacto que tengan las campañas mencionadas, en los cálculos de la demanda del área bajo estudio.

3.2.4 Diagnóstico de la interacción de la oferta-demanda con optimizaciones a lo largo del horizonte de evaluación

Al igual que en el análisis de la situación actual, la interacción entre la oferta y la demanda resultará de la diferencia calculada entre la cantidad ofertada y demandada de potencia. La magnitud de dicha diferencia, fundamentará la necesidad de ampliar la oferta mediante la construcción de nuevas subestaciones de distribución.

3.2.5 Alternativas de solución

Se deberán listar y describir las alternativas de solución consideradas para atender la problemática identificada. Dichas alternativas pueden ser clasificadas en dos tipos:

- Ampliación de la(s) Subestación(es) existente(s)
- Construcción de una nueva subestación

Los elementos que deberán ser considerados para la selección de la alternativas analizadas son, entre otros: i) el menor costo total ii) tipo de tecnología de la subestación (convencional, hexafluoruro de azufre, móvil, entre otras), iii) localización de la subestación, iv) disponibilidad de espacio en la(s) subestación(es) existente(s), v) restricciones del entorno tales como técnicas, urbanas, operativas, legales, ambientales, entre otras.

Las alternativas de solución seleccionadas en el análisis costo-beneficio respectivo serán aquellas con mayor factibilidad técnica y económica de implementación, dadas las restricciones existentes.

En las conclusiones de selección de la mejor alternativa, se incluirá un cuadro comparativo con las características de cada una, así como sus costos de inversión y operación e indicadores económicos y se expondrán las razones que resalten las ventajas de la seleccionada. En resumen, esta sección contará:

- Breve descripción de cada alternativa. Por ejemplo, la primer alternativa considera ampliar una subestación existente con un banco de transformación de 30 MVA – 115/13.8 kV – 2/6 A, 1.8 MVAR. Por otro lado, la segunda alternativa incluye la construcción de una nueva subestación con un banco de transformación de 45 MVA – 115/ 13.8 kV – 2/ 6 A, 1.8 MVAR. En este apartado también se deberá incluir el costo total de cada alternativa, incluyendo los costos de inversión, operación y mantenimiento y, en su caso, el valor de las pérdidas eléctricas.
- Evaluación de las alternativas. Para decir qué proyecto será incorporado se emplea la metodología de mínimo costo, que consiste en comparar dos o más opciones de proyectos con grados de robustez y beneficios equiparables. El análisis compara los costos en que incurre cada opción a lo largo de su vida útil, que se componen del monto total de inversión, los costos de operación y mantenimiento y las pérdidas eléctricas.
- Selección y justificación de la alternativa elegida. La alternativa elegida con la metodología de mínimo costo, para el caso de horizontes de evaluación similares de las alternativas, es la que obtenga el menor Valor Presente de los Costos (VPC). En el caso de que las alternativas tengan horizontes de evaluación distintos, se elige la opción que registre el menor Costo Anual Equivalente (CAE).

3.3 Situación con Proyecto

La situación con proyecto comprende la evaluación de los conceptos de oferta, demanda y su interacción a través de un horizonte de evaluación definido. A diferencia de la situación sin proyecto, en este escenario se deberá tomar en cuenta la siguiente consideración:

- La oferta en la situación con proyecto incluirá la capacidad adicional añadida como consecuencia de la posible ejecución del proyecto de construcción de subestaciones de distribución que se evalúe mediante el análisis costo-beneficio. Por ello, este escenario incluye una sección descriptiva del programa de inversión propuesto.

A continuación se desarrollan brevemente los conceptos que deberá contener la situación con proyecto.

3.3.1 Descripción del proyecto

El análisis costo-beneficio deberá detallar las características del proyecto de construcción de subestaciones de distribución propuesto. En este sentido, la descripción del proyecto deberá incluir los siguientes apartados:

a. Descripción general

Se detallarán las características físicas del PPI y los componentes que resultarían de su realización; es decir, se deberán incluir los componentes o activos, así como su cantidad, tipo y principales características.

Generalmente los elementos de una subestación incluyen:

- Número de transformadores o autotransformadores
- Capacidad en MVA
- Relación de tensión
- Capacidad de MVAR (potencia reactiva)
- Número de alimentadores
- Entre otros

b. Localización geográfica

Se describirá la ubicación geográfica donde se desarrollará el PPI y su área de influencia. Adicionalmente se deberá incluir un croquis que señale su ubicación exacta y un diagrama unifilar de la zona.

c. Calendario de actividades

Se deberá incluir la programación de las principales actividades que serán necesarias para generar los componentes del PPI. En este punto, se recomienda utilizar el diagrama de Gantt para representar la cronología de actividades.

d. Monto total de inversión

Deberá precisarse el monto total de inversión del proyecto, incluyendo los impuestos correspondientes para fines de presupuestación. Se deberán considerar los recursos fiscales y de otras fuentes de financiamiento.

e. Fuentes de financiamiento de los recursos

Se detallará la procedencia de financiamiento del PPI.

f. Vida útil

Deberá calcularse como el tiempo de operación del proyecto expresado en años. Se deberá asegurar que la vida útil sea consistente con el COPAR emitido por la CFE.

g. Descripción de los aspectos más relevantes de los estudios utilizados

Se deberá incluir una descripción de los aspectos técnicos, legales, ambientales, de mercado, entre otros, que tengan un impacto significativo en el resultado del PPI. De igual manera, deberá describir los elementos, que la CFE considere necesarios, para garantizar su ejecución.

h. Identificación de los principales agentes económicos involucrados

Se deberán listar los principales actores que participan o son impactados de alguna forma por la ejecución y operación del proyecto de inversión.

3.3.2 Oferta

Este escenario deberá incluir el pronóstico de la oferta bajo el supuesto de que el PPI fuera aprobado y llevado a cabo. En otras palabras, la oferta de este escenario será equivalente a la oferta calculada en la situación sin proyecto más la capacidad instalada resultante de la ejecución del PPI. En este caso, se deberán detallar los límites de saturación con proyecto n' y $(n-1)'$ según se indica en el Anexo 4.3 "Cálculo de la Energía Incremental y la Energía no Suministrada en Falla".

Las variables que influirán en la definición de la capacidad máxima de las subestaciones del área de influencia serán las mencionadas en la situación sin proyecto y sus cifras se podrán obtener a través del sistema SIAD.

Finalmente, al igual que en la situación actual y en la situación sin proyecto, la capacidad (oferta) de una subestación se medirá en términos de Megawatts.

3.3.3 Demanda

La demanda en la situación con proyecto será idéntica a la calculada en la situación sin proyecto, y estará dada por el pronóstico de potencia de energía eléctrica (MW) requerida por los usuarios del área de influencia. Es importante destacar que las variables que inciden en dicho pronóstico serán las mismas que las detalladas en la situación sin proyecto.

3.3.4 Diagnóstico de la interacción de la oferta y la demanda a lo largo del horizonte de evaluación

Al igual que en el análisis de la situación actual y la situación sin proyecto, la interacción entre la oferta y la demanda resultará de calcular la diferencia entre la cantidad ofertada y demandada de potencia.

Se espera que una vez considerado el aumento de capacidad mediante el PPI propuesto, la oferta de la situación con proyecto permita atender el pronóstico de la demanda del área de influencia y con ello solvente la problemática detectada.

3.4 Evaluación del Proyecto de Inversión

Una vez descrita la situación con proyecto se deberá realizar la evaluación del PPI para determinar su rentabilidad social. Esto se realiza mediante el análisis de costos y beneficios en los que incurre dicho PPI. Cabe destacar que la *evaluación* del proyecto se realiza sin considerar impuesto alguno en los cálculos mencionados, a diferencia de la *descripción* del PPI en su inciso 3.3.1 punto d) en el que, por el contrario sí deberá incluirse dicho impuesto.

3.4.1 Identificación, cuantificación y valoración de los costos del proyecto de inversión

Para estimar los costos de un proyecto de inversión referido a la construcción de subestaciones de distribución deben considerarse los siguientes rubros⁶:

- a. *Costos de inversión*: son los costos relacionados con la planeación, diseño y construcción de la nueva subestación.
- b. *Costos de operación y mantenimiento*: son aquellos costos directos e indirectos que se incurren durante la etapa de operación de un PPI.
- c. *Costos incrementales*: son aquellos costos derivados del aumento en la actividad realizada y abarcan desde la generación hasta la entrega al usuario final.

Cada uno de los rubros anteriores se describe con mayor detalle a lo largo de esta sección.

a. Costos de Inversión

Se refiere a los recursos necesarios para construir una subestación de distribución y hasta su puesta en operación. Como parte de la inversión también se deben considerar todos aquellos costos en los que se incurra previo a la contratación o inicio de la construcción.

Los costos de inversión identificados podrán variar dependiendo de las características de cada proyecto. Sin embargo, algunos de los costos más comunes son⁷:

- Estudios básicos: mercado, técnicos (por ejemplo, los estudios de flujos), ambientales y legales
- Diseño del proyecto (Ingeniería)
- Obtención de licencias y permisos Municipales, Estatales y Federales, así como de su gestión.
- Adquisición de terrenos para subestaciones
- Equipo, partes de repuesto y materiales puestos en sitio
- Construcción de la obra civil y electromecánica

⁶ Adicionalmente se tienen los “Costos asociados a la instalación”, que son aquellos costos que surgen de la interrupción del suministro de energía eléctrica cuando se instala una nueva subestación en el área de influencia. Dichos costos se consideran marginales con respecto al costo total del PPI, por lo cual no son cuantificados.

⁷ La lista no pretende ser exhaustiva ni de carácter obligatorio, pues se podrían incluir u obviar algunos elementos de acuerdo a las características particulares del PPI.

- Pruebas (incluye el arranque y puesta en servicio)
- Supervisión durante el periodo de construcción (Ingeniería)
- Garantía de arranque negro (en algunas subestaciones importantes)

El monto total de cada uno de los costos que se considere aplicable deberá mostrarse de forma desagregada y además, deberá clasificarse en los siguientes rubros: costo electromecánico, civil y laboral

Generalmente los costos de inversión se generan durante los primeros años del horizonte de evaluación del proyecto de inversión.

b. Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento de cualquier proyecto de inversión deben ser calculados de manera anual considerando para lo anterior, el horizonte de evaluación. Asimismo, estos costos deben ser calculados como el 1.0% de los costos de inversión.

Los costos de operación y mantenimiento de un proyecto de inversión de construcción de subestaciones de distribución incluirán los siguientes rubros:

- Recursos humanos
- Recursos materiales
- Costos asociados con el aseguramiento de la calidad

c. Costos Incrementales

Los costos incrementales se derivan de la energía eléctrica adicional que podrá ser utilizada en el área de influencia del proyecto. Para los proyectos de construcción de subestaciones de distribución de energía eléctrica, los costos incrementales deberán evaluarse, dado que en todos los casos aumentará la cantidad de energía eléctrica suministrada. Estos costos serán calculados anualmente para el horizonte de evaluación del proyecto de inversión.

Existen 2 tipos de costos incrementales que deben calcularse:

- Costos aguas arriba
- Costos aguas abajo

Costos Aguas Arriba

Los costos aguas arriba, para las subestaciones de distribución, son aquellos asociados a la infraestructura eléctrica necesaria para generar y transmitir la energía desde el punto de generación hasta el punto destino del proyecto de inversión. Su cálculo es el siguiente:

$$\text{Costos aguas arriba} = EI * CAAR$$

Donde:

EI = Proporción de energía incremental en aguas arriba, asociada a las obras incluidas en el proyecto⁸

CAAR = Costo aguas arriba según el nivel de tensión de que se trate

El costo aguas arriba se puede obtener del documento “Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica” de CFE.

Costos Aguas Abajo

Los costos aguas abajo, para las subestaciones de distribución, son aquellos asociados a la infraestructura eléctrica necesaria para transmitir la energía desde el punto destino del PPI hasta el usuario final. El cálculo de costos aguas abajo se realiza de la siguiente manera:

$$\text{Costos aguas abajo} = EI * CAAB$$

Donde:

EI = Proporción de energía incremental en aguas abajo, asociada a las obras incluidas en el proyecto⁹

CAAB = Costo aguas abajo según el nivel de tensión de que se trate

El costo aguas abajo se puede obtener del documento “Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica” de CFE.

⁸ Un mayor detalle sobre el cálculo de la energía incremental se incluye en el anexo 4.3 “Cálculo de la Energía Incremental y la Energía no Suministrada en Falla”.

⁹ Ídem

3.4.2 Identificación, cuantificación y valoración de los beneficios del proyecto de inversión

Para estimar los beneficios de un proyecto de inversión de construcción de subestaciones de distribución de energía eléctrica deben considerarse 3 rubros, cada uno de los cuales se describe con mayor detalle a lo largo de esta sección.

- a. *Energía incremental*: Son aquellos beneficios que se generan derivado de la energía adicional suministrada por el proyecto de inversión.
- b. *Energía no Suministrada en Falla*: Son aquellos beneficios que se generan por un suministro más confiable de energía eléctrica.
- c. *Ahorros operativos*: Son aquellos beneficios generados por la reducción en pérdidas técnicas en energía y la reducción del costo de explotación.

A continuación se describe cada uno de los rubros anteriores con mayor detalle.

a. Energía Incremental

El beneficio por energía incremental resulta del aumento en la capacidad disponible de las subestaciones. Es decir, como consecuencia de la ejecución del PPI se elevará el límite de saturación de los equipos de la situación sin proyecto y se podrá suministrar mayor energía eléctrica a los usuarios. Esta energía adicional suministrada representa un beneficio atribuible al proyecto y se calcula en función de la curva de duración de carga del área de influencia según la siguiente ecuación:

$$\text{Beneficio de Energía Incremental (BVEI)} = EI * PMV$$

Donde:

EI = Energía Incremental asociada a las obras incluidas en el proyecto (kWh)¹⁰

PMV = Precio medio de venta de CFE por tipo de tarifa y región sin subsidio (\$/kWh)

El precio medio de venta se puede obtener del documento “Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica” de CFE. Es importante mencionar que dicho precio se deberá mantener constante a través del horizonte de evaluación. Es importante mencionar que el análisis se hace a precios constantes del año en el que se

¹⁰ Un mayor detalle sobre el cálculo de la energía incremental se incluye en el anexo 4.3 “Cálculo de la Energía Incremental y la Energía no Suministrada en Falla”.

realiza la evaluación costo-beneficio. Por otro lado, la energía incremental asociada a las obras permanecerá constante una vez que se alcance el límite de saturación con proyecto.

b. Ahorro en Costos por Mejora de Confiabilidad (Energía no Suministrada en Falla)

El beneficio por energía no suministrada en falla se refiere a los beneficios generados por un suministro más confiable de energía eléctrica, específicamente por la reducción de interrupciones no planeadas.

Para calcular el beneficio por energía no suministrada se debe utilizar la siguiente fórmula:

$$ENSE = DM*DC*TC*(Trsp-Trcp)*FC$$

Donde:

DM = Demanda Máxima (kW)

DC = Daño al usuario = Costo USD\$/kWh

TC = Tipo de Cambio = pesos/USD\$

Trsp = Tiempo de reposición sin proyecto (horas)

Trcp = Tiempo de reposición con proyecto (horas)

FC = Factor de carga

La falta de suministro de energía se basa en el supuesto de que se presente la contingencia o falla más severa de un elemento en el área bajo estudio (criterio n-1). Según un criterio determinístico definido, la falla se supone al momento de ocurrir la demanda máxima coincidente y una vez al año. Además, involucra el tiempo de reposición del suministro de energía eléctrica¹¹.

La demanda máxima se puede obtener del sistema SIAD que utiliza CFE. El tiempo de reposición con y sin proyecto se registra en el Sistema de Evaluación Económica de Proyectos de Inversión (EEPRI). El factor de carga se obtiene de mediciones en campo. Por otro lado el daño al usuario se establece en 1.5 \$USD/kWh, según estudios realizados por CFE (Estimación del Valor de la Energía Eléctrica no Suministrada "Costo de Falla", 2005). Finalmente el tipo de cambio utilizado debe ser el que indique la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

¹¹ Un mayor detalle sobre este concepto se incluye en el anexo 4.3 "Cálculo de la Energía Incremental y la Energía no Suministrada en Falla".

c. Ahorros Operativos

Los ahorros operativos de un PPI representan la reducción en pérdidas técnicas en energía y la reducción del costo de explotación. Los ahorros operativos se calculan mediante la reducción de pérdidas de potencia y de energía según se muestra a continuación:

$$AO = RPP + RPE$$

Donde:

RPP = Monto asociado a la reducción de pérdidas de potencia

RPE = Monto asociado a la reducción de pérdidas de energía

A continuación se describe brevemente la obtención de cada uno de los elementos de la fórmula anterior.

Reducción de Pérdidas de Potencia

La reducción de pérdidas de potencia se calcula obteniendo la diferencia de pérdidas de potencia generadas sin el proyecto y con el proyecto de inversión y multiplicando el resultado por el costo marginal de la potencia como se indica:

$$RPP = (PPSP - PPCP) * CMP$$

Donde:

PPSP = Pérdidas de potencia sin proyecto (kW)

PPCP = Pérdidas de potencia con proyecto (kW)

CMP = Costo marginal de potencia (\$/kW)

Las pérdidas de potencia sin proyecto y con proyecto se deben obtener de los estudios técnicos realizados para el PPI, mientras que el costo marginal de potencia se puede obtener del documento "Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica" de CFE.

Es importante mencionar que el valor de las variables debe considerarse constante a lo largo de la evaluación. Asimismo, la reducción de pérdidas de potencia debe estimarse desde el primer año en el cual el proyecto inicia su etapa de operación y hasta el final del horizonte de evaluación.

Reducción de Pérdidas de Energía

En este caso, la reducción de pérdidas de energía se calcula de forma similar a la reducción de pérdidas de potencia, excepto que se cuantifica en términos de horas anuales e incluye un factor de pérdidas.

Para calcular la reducción por pérdidas de energía se debe utilizar la siguiente fórmula:

$$RPE = (PESP - PECP) * FP * HA * CME$$

Donde:

PESP = Pérdidas de energía sin proyecto (kW)

PECP = Pérdidas de energía con proyecto (kW)

FP = Factor de pérdidas

HA = Horas anuales (h)

CME = Costo marginal de energía (\$/kWh)

Las pérdidas de energía sin proyecto y con proyecto se obtienen de los estudios técnicos realizados para el PPI. El número de horas anuales que se deben considerar para la fórmula son 8760 horas. El costo marginal de energía se puede obtener del documento "Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica" de CFE. El factor de pérdidas se determina mediante una fórmula empírica que involucra el factor de carga (Ver Anexo 4.7 "Factor de Pérdidas").

Al igual que en el caso de las pérdidas de potencia, las variables aquí consideradas deberán ser constantes a lo largo del horizonte de evaluación y su evaluación se hará desde el primer año en el cual el proyecto inicia su etapa de operación.

3.4.3 Cálculo de los indicadores de rentabilidad

Una vez que se han obtenido los costos y los beneficios para cada año del horizonte de evaluación del PPI, se debe realizar la evaluación del mismo mediante la determinación de los indicadores de rentabilidad. Para los proyectos de construcción de subestaciones de distribución, los indicadores más importantes son el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Asimismo, se recomienda tomar en cuenta la Tasa de Retorno Inmediata (TRI) dentro de la evaluación del proyecto.

a. Valor Presente Neto (VPN)

El VPN es la suma de los flujos netos anuales, descontados por la tasa social. Para el cálculo del VPN, tanto los costos como los beneficios futuros del PPI son descontados utilizando la tasa social para su comparación en un punto en el tiempo o en el “presente”. Si el resultado del VPN es positivo, significa que los beneficios derivados del PPI son mayores a sus costos. Alternativamente, si el resultado del VPN es negativo, significa que los costos del PPI son mayores a sus beneficios. La fórmula del VPN es¹²:

$$VPN = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{B_t - C_t}{(1 + r)^t}$$

Donde:

B_t = beneficios totales en el año t

C_t = costos totales en el año t

$B_t - C_t$ = flujo neto en el año t

n = número de años en el horizonte de evaluación

r = tasa social de descuento

t = año calendario, en donde el año 0 será el inicio de las erogaciones

b. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR se define como la tasa de descuento que hace que el VPN de un PPI sea igual a cero. Lo anterior es económicamente equivalente a encontrar el punto de equilibrio de un PPI, es decir, el valor presente de los beneficios netos del PPI son iguales a cero y se debe comparar contra una tasa de retorno deseada.

La TIR se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula¹³:

¹² Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión.

¹³ Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión.

$$VPN = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{B_t - C_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Donde:

B_t = beneficios totales en el año t

C_t = costos totales en el año t

$B_t - C_t$ = flujo neto en el año t

n = número de años en el horizonte de evaluación

TIR = Tasa Interna de Retorno

t = año calendario, en donde el año 0 será el inicio de las erogaciones

En este punto, es importante resaltar que no se debe utilizar la TIR por sí sola para comparar alternativas de un PPI, ya que puede existir un problema de tasas internas de rendimiento múltiple. Las tasas internas de rendimiento múltiple ocurren cuando existe la posibilidad de que más de una tasa de descuento haga que el VPN sea igual a cero.

c. Tasa de Rentabilidad Inmediata (TRI)

La TRI es un indicador de rentabilidad que permite determinar el momento óptimo para la entrada en operación de un PPI con beneficios crecientes en el tiempo. A pesar de que el VPN sea positivo para el PPI, en algunos casos puede ser preferible postergar su ejecución.

La TRI se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula¹⁴:

$$TRI = \frac{B_{t+1} - C_{t+1}}{I_t}$$

Donde:

B_{t+1} = beneficio total en el año t+1

C_{t+1} = costo total en el año t+1

I_t = monto total de inversión valuado al año t (inversión acumulada hasta el periodo t)

t = año anterior al primer año de operación

t+1 = primer año de operación

¹⁴ Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión.

El momento óptimo para la entrada en operación de un proyecto cuyos beneficios son crecientes en el tiempo es el primer año en que la TRI es igual o mayor que la tasa social de descuento.

3.4.4 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad consiste en modificar los valores de las variables más relevantes del modelo para evaluar la magnitud del impacto de una desviación en el valor estimado de dichas variables sobre los indicadores de rentabilidad.

El análisis de sensibilidad debe hacerse realizando cambios en una variable a la vez y observando los efectos en el VPN, TIR y TRI (en caso de aplicar). Para proyectos de construcción de subestaciones de distribución se recomienda hacer los siguientes análisis, aunque dependiendo de las particularidades del proyecto, podrán realizarse otras variaciones a consideración del evaluador:

- Incremento en el monto de inversión hasta que el VPN sea igual a cero
- Reducción de la demanda en proporciones de 10%, 20% y 30%
- Reducción en los beneficios hasta que el VPN sea igual a cero
- Variación en el tiempo de ejecución del proyecto (por lo menos 2 años)

3.4.5 Análisis de riesgos

En esta sección deberán identificarse los principales riesgos asociados al PPI a fin de analizar sus impactos en las etapas de ejecución y operación. Dichos riesgos, se clasificarán con base en la probabilidad de su ocurrencia y se analizarán sus impactos sobre la ejecución y la operación del proyecto en cuestión.

Algunos de los riesgos que deberán analizarse son:

- Incrementos en los precios de materiales y equipo
- Variaciones en el tipo de cambio
- Conflictos de tipo social que dificulten la construcción u operación de las instalaciones eléctricas
- Demoras en la ejecución del proyecto
- Atrasos en los trámites de adquisición de derechos inmobiliarios: cualquier demora en la adquisición de terrenos para las subestaciones y servidumbres de paso para las líneas (derechos de vía) que pudiera poner en riesgo la viabilidad del proyecto

3.5 Conclusiones

Las conclusiones y recomendaciones buscan exponer de forma clara y precisa la conveniencia de realizar el proyecto, son el resultado de la evaluación y se relacionan principalmente con dos aspectos:

- Indicadores de rentabilidad: ¿Cuáles son los valores obtenidos del VPN, TIR y TRI? ¿Qué representan para el proyecto? ¿Cómo se comportan en el análisis de sensibilidad? Considerando lo anterior ¿es conveniente llevar a cabo el proyecto?
- Análisis de riesgos: ¿Cuáles deberían ser las medidas de mitigación necesarias o aspectos a observar durante las etapas de ejecución y operación?

3.6 Recomendaciones finales

La presente metodología sirve de referencia para la elaboración y evaluación de proyectos socioeconómicos de subestaciones de distribución de energía eléctrica. Sin embargo y dado su carácter dinámico, se incluyen las siguientes recomendaciones, cuyo análisis posterior permitirá definir su posible inclusión en la presente metodología, mejorando con ello el proceso de evaluación referente a este tipo de PPIs.

Se recomienda llevar a cabo:

- El análisis del porcentaje utilizado para cuantificar el costo de operación y mantenimiento en relación al costo de la inversión de los proyectos. Actualmente se estima como el 1% de la inversión total del proyecto.
- La reevaluación del valor estimativo de los perjuicios netos ocasionados a los usuarios, derivado de los cortes intempestivos del servicio de energía eléctrica. En la actualidad se considera un costo económico para la sociedad de 1.5 dólares por kWh.
- Incorporación del costo de la energía suministrada como contraparte del beneficio de energía no servida en falla:

En los proyectos de inversión de subestaciones de distribución uno de los beneficios que se tiene es por reducción de la energía no servida en falla, como se observa en la figura 18 del Anexo. Dicho beneficio se explica porque al incorporarse un nuevo proyecto se tiene un elemento adicional en el sistema, que permite tener una mayor confiabilidad cuando se presente la salida aleatoria de algún elemento derivado de alguna contingencia sencilla (criterio n-1), con lo cual se reduce o evita la falla (black out) en el sistema. En otras palabras, un nuevo proyecto agrega confiabilidad al sistema al tener más elementos disponibles para hacer frente a una contingencia sencilla, por lo cual se reduce la probabilidad así como la duración en tiempo de una falla en el sistema.

De esta forma, la CFE entrega una mayor cantidad de energía a los usuarios en la situación con proyecto respecto a la situación sin proyecto al reducir o eliminar la falla en el sistema eléctrico ante una contingencia sencilla.

De acuerdo con los estudios realizados por la CFE¹⁵, la energía no servida ocasiona un costo o daño a la sociedad o usuarios valorado en 1.5 dólares por kilowatt/hora.

La Unidad de Inversiones plantea que el beneficio por energía no suministrada debe tener asociado el costo de la energía entregada por la CFE a los usuarios, mediante su cuantificación por los gastos incurridos por la empresa aguas arriba y aguas abajo hasta el punto de entrega de la energía. Este concepto debe ser tratado de forma diferencial en las diversas evaluaciones que realiza para demostrar la rentabilidad socioeconómica y financiera de un programa o proyecto de inversión.

En resumen, la cantidad de energía que entrega la CFE con el nuevo programa o proyecto de inversión se compone: i) energía suministrada por reducción de la duración de la falla ante una contingencia sencilla, ii) energía incremental debido a que se expanden los límites de capacidad del sistema, iii) menos la energía no suministrada debido a la existencia de falla entre los límites de capacidad $n-1$ y n' de la figura 18 del Anexo.

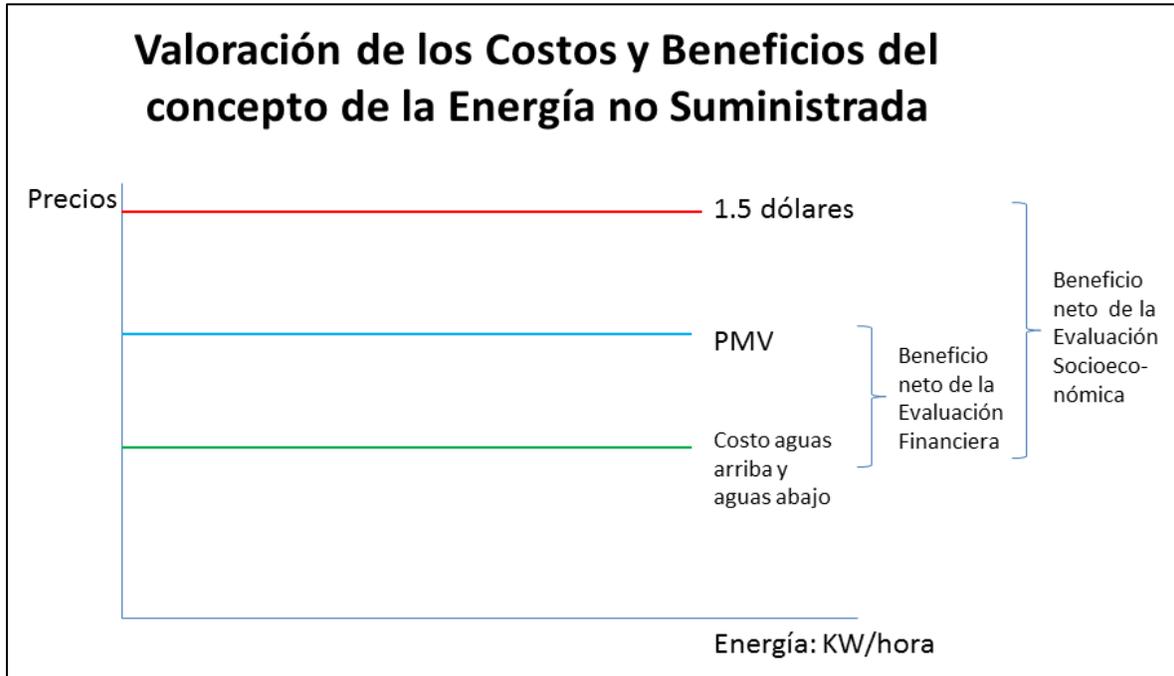
En la evaluación socioeconómica de los proyectos de subestaciones de distribución, uno de los beneficios es la reducción en la energía no suministrada derivado de fallas, la cual es valorada en 1.5 dólares por KW/hora. Por el lado de los costos, se deben contabilizar los incurridos con el proyecto para entregar la mayor cantidad de energía debido a la reducción o eliminación de la falla. De esta forma, el beneficio social neto por kW/hora entregado adicional es el diferencial entre el 1.5 dólares y los costos aguas arriba y aguas abajo, como se ilustra en la figura 4.

En la evaluación financiera de los proyectos de subestaciones de distribución se deben valorar los costos y beneficios por este concepto de forma similar a como se establece para el caso del beneficio por energía incremental. Es decir, por el lado de los beneficios, se debe considerar la cantidad de energía adicional entregada debido a la reducción de la falla valorado por el precio promedio ponderado en el nivel de entrega (PMV). Por el lado de los costos, se deben considerar las erogaciones incurridas por la CFE para entregar dicha energía en el nivel de tensión correspondiente: costos aguas arriba y aguas abajo. Por tanto, el beneficio neto por kW/hora de energía suministrada debido a la reducción de la falla es el diferencial entre la tarifa pagada por los usuarios y los costos incurridos por la CFE aguas arriba y aguas abajo.

¹⁵ Estimación del valor de la energía no suministrada en falla "Costo de Falla". Gerencia de Estudios Económicos, Subdirección de Programación. CFE. Seminario de Evaluación de Proyectos del Sector Eléctrico realizado en Morelia, Michoacán, el 1 y 2 de diciembre de 2005

Lo anterior, permite tener una mayor exactitud y certeza de la rentabilidad socioeconómica y financiera de los programas y proyectos de inversión de subestaciones de distribución.

Figura 4: Valoración de Costos y Beneficios del concepto de la ENS



Fuente: Unidad de Inversiones de la SHCP, 2010

4. Anexos

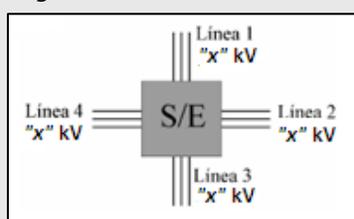
4.1 Tipos de subestaciones

La subestación de energía eléctrica es el conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características de la energía eléctrica (voltaje y corriente), o bien, conservarla con ciertas características (Harper, 2004).

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar según su función, localización o tipo de aislamiento como se describe a continuación:

Por función

Figura 5: Subestación de maniobra

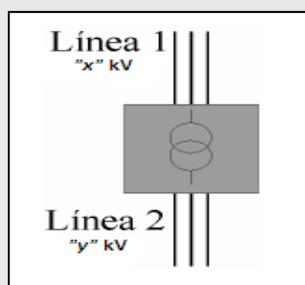


Fuente: Universidad de Sevilla, 2008. Subestaciones eléctricas.

<http://www.sav.us.es/formaciononline/asignaturas/asigte/apartados/textos/apartado4_3.PDF>.

Subestaciones de maniobra (switchero): permiten interconectar dos o más circuitos de igual tensión, logrando así formar nodos en la red y aumentando la confiabilidad del sistema. No cuentan con transformadores y se utilizan fundamentalmente para maniobras de reconfiguración, necesarias cuando se presentan contingencias en la red de transmisión.

Figura 6: Subestación de transformación

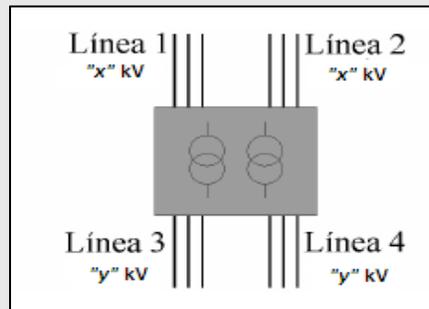


Fuente: Universidad de Sevilla, 2008. Subestaciones eléctricas.

<http://www.sav.us.es/formaciononline/asignaturas/asigte/apartados/textos/apartado4_3.PDF>.

Subestaciones de transformación: permiten modificar los niveles de voltaje y de la corriente eléctrica

Figura 7: Subestación de transformación y Maniobra

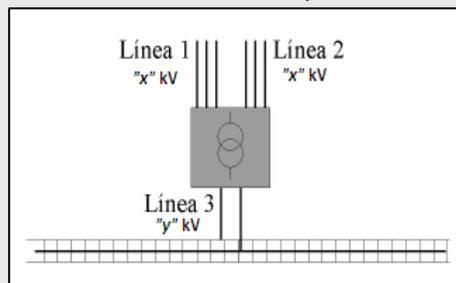


Fuente: Universidad de Sevilla, 2008. Subestaciones eléctricas.

<http://www.sav.us.es/formaciononline/asignaturas/asigte/apartados/textos/apartado4_3.PDF>.

Subestaciones de transformación y maniobra: permiten modificar los niveles de voltaje e interconectar circuitos del mismo nivel de tensión.

Figura 8: Subestación de transformación y cambio en el número de fases

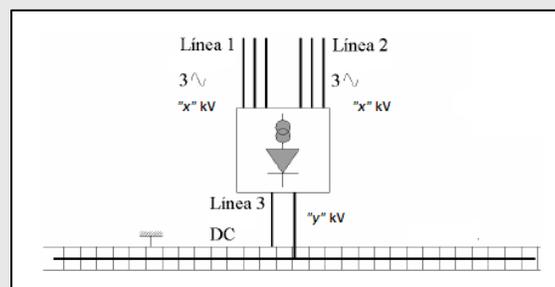


Fuente: Universidad de Sevilla, 2008. Subestaciones eléctricas.

<http://www.sav.us.es/formaciononline/asignaturas/asigte/apartados/textos/apartado4_3.PDF>.

Subestaciones de transformación y cambio del número de fases: permiten modificar los niveles de voltaje y alimentar las redes con distinto número de fases. Ejemplo, de trifásica a hexafásica, de trifásica a monofásica, etc.

Figura 9: Subestación de rectificación



Fuente: Universidad de Sevilla, 2008. Subestaciones eléctricas.

<http://www.sav.us.es/formaciononline/asignaturas/asigte/apartados/textos/apartado4_3.PDF>.

Subestaciones de rectificación: permiten alimentar una red en corriente continua

Por localización

- *Subestaciones Exteriores:* se localizan a la intemperie o al aire libre.
- *Subestaciones Interiores:* se ubican bajo techo, lo cual permite que estén protegidas de los agentes atmosféricos
- *Subestaciones Subterráneas:* Subestaciones instaladas bajo el nivel del piso. Incluyen dos bóvedas, conectadas por ductos en las que se encuentran el transformador y el seccionador de maniobras.
- *Subestaciones Móviles:* Todos los equipos son alambrados y montados en fábrica sobre remolques para su traslado al sitio, donde son conectadas a las líneas de transmisión y distribución, sin requerir obra civil importante, lo que reduce el tiempo de puesta en servicio. Generalmente se utilizan para incrementar la continuidad del servicio durante emergencias, pues permiten sustituir una subestación completa en caso de que se presente una falla. Se instalan generalmente en los derechos de vía de líneas existentes.

Figura 10: Subestación móvil



Fuente: ABB, 2010. Productos - Aumenta demanda de Subestaciones Encapsuladas en Chile y el mundo.
<<http://www.abb.com/cawp/clabb151/0b77dc41ee670123c12572950052e111.aspx>>.

Por el tipo de aislamiento

- *Convencionales (AIS):* subestaciones eléctricas aisladas en aire. Este tipo de subestaciones ocupan grandes espacios de terreno. Las *subestaciones de bajo perfil* se distinguen fundamentalmente por la disminución en el impacto visual que ofrecen, comparadas con las subestaciones convencionales.

Figura 11: Subestación convencional



Fuente: Siemens, 2006. *Subestaciones de alta tensión aisladas en aire – AIS*.
<http://www.siemens.com.co/SiemensDotNetClient_Andina/Medias/PDFS/622_20080916004812.pdf>.

- **Encapsuladas o aisladas en SF_6 (GIS):** Los conductores, boquillas de transformadores, interruptores, transformadores de medida, etc., son alojados en contenedores con gas aislante (Hexafluoruro de Azufre) lo que disminuye significativamente la superficie necesaria para la subestación. Permite su instalación subterránea.

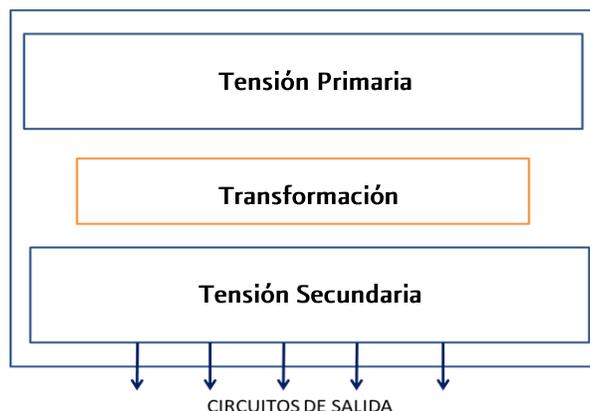
Figura 12: Subestación encapsulada



Fuente: ABB, 2010. *Productos - Aumenta demanda de Subestaciones Encapsuladas en Chile y el mundo*.
<<http://www.abb.com/cawp/clabb151/0b77dc41ee670123c12572950052e111.asp>>.

4.2 Componentes principales de una subestación

Una subestación eléctrica está integrada por un conjunto de dispositivos que permiten transformar, controlar y regular la energía eléctrica. Desde el punto de vista eléctrico, las subestaciones cuentan esencialmente con tres grandes conjuntos de equipos: tensión primaria, transformación y tensión secundaria.



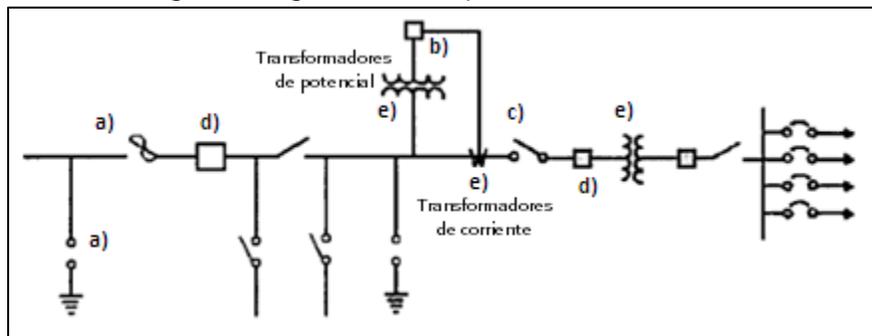
En el lado de la tensión primaria se encuentran los equipos asociados con la recepción de las líneas de alta tensión, apartarrayos, cuchillas de maniobra (switchero), protecciones, transformadores de medición, compensación, los equipos asociados con la comunicación y fibra óptica, equipo terminal de FO, (carrier), barras y la estructura mecánica de soporte.

En el lado de la tensión secundaria, de manera equivalente, se encuentran los equipos de salida de circuitos, interruptores, apartarrayos, equipos de medición y protección, control, monitoreo, regulación de voltaje, compensación de reactivos, comunicaciones, barras, cuchillas de maniobra y transformadores de servicios propios.

Además, una subestación cuenta con tableros de control y maniobra, sistemas de adquisición de datos, obra civil (cimentaciones, ductos, bardas, fosas de aceite,) equipo contra incendio, alumbrado, seguridad física y red de tierras.

Enríquez Harper (2004) nos muestra el siguiente diagrama unifilar simplificado de una subestación cuyos principales componentes, clasificados anteriormente como equipos de tensión primaria, secundaria y transformación aparecen etiquetados y descritos con mayor detalle:

Figura 13: Diagrama unifilar simplificado de una subestación



Fuente: Harper, Gilberto E. 2004. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión. Ed. Limusa, México, D.F. p.496

a. Apartarrayos y cuchilla fusible

El apartarrayos protege la subestación y principalmente el transformador contra sobretensiones atmosféricas. La cuchilla permite proteger y desconectar los equipos cuando se funde el fusible por cortocircuito o por sobrecarga.

b. Equipo de medición

Permite tomar lecturas de la energía eléctrica que está siendo transportada

c. Cuchillas desconectoras

Sirven para conectar, desconectar o cambiar conexiones en una subestación. Normalmente operan sin carga.

d. Interruptor

El dispositivo permite seccionar la operación. Permite interrumpir la conexión con carga o con corrientes de cortocircuito. Su función es proteger y controlar el equipo de transformación, los alimentadores y las cargas.

e. Transformador

Es el componente principal de una subestación. El transformador permite modificar la tensión de un circuito de corriente alterna. La potencia aparente que entra al transformador, en un caso ideal sin pérdidas, resulta igual a la que se obtiene de él. Esta relación se muestra como sigue:

Para circuitos monofásicos:

$$V_p I_1 = V_s I_2$$

Para circuitos trifásicos:

$$\sqrt{3} V_p I_1 = \sqrt{3} V_s I_2$$

Donde

V_p = Voltaje de entrada

I_1 = Corriente de entrada

V_s = Voltaje de salida

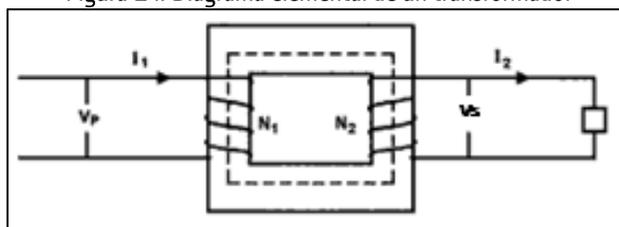
I_2 = Corriente de salida

El transformador permite modificar las características de voltaje de la energía eléctrica mediante el principio de inducción electromagnética. En términos generales, un transformador consta de dos bobinas próximas que rodean un núcleo de hierro, el cual conduce un campo magnético. Gracias al principio de inducción, cuando por una de ellas circula una corriente alterna I_1 , induce corriente en la segunda bobina. Las bobinas están compuestas por un número distinto de espiras, generalmente identificadas como N_1 y N_2 . La modificación del voltaje se realiza ya que el voltaje de salida (V_s) del transformador depende de la relación entre el número de espiras de las bobinas y el voltaje de entrada (V_p).

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad \text{por lo tanto,} \quad V_s = \frac{N_2}{N_1} V_p$$

El diagrama elemental de un transformador es el siguiente:

Figura 14: Diagrama elemental de un transformador



Fuente: Harper, Gilberto E. 2004. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión. Ed. Limusa, México, D.F. p.496

Además de los dispositivos mostrados en el diagrama unifilar anterior, se utilizan otros instrumentos como:

f. Restaurador

Dispositivo que se utiliza para interrumpir corrientes de falla. El restaurador permite distinguir las fallas permanentes, de las instantáneas, mediante la apertura y recierres en forma automática. Esto lo realiza bajo una secuencia predeterminada sin que se requiera del interruptor del alimentador.

g. Tableros de control

Los tableros de control son una serie de dispositivos que incluyen los aparatos de control, medición, protección, las alarmas e indicadores.

h. Capacitores

Dispositivos que almacenan carga eléctrica y que están formados por dos placas metálicas separadas por una lámina no conductora que también recibe el nombre de dieléctrico. La función de los capacitores es, entre otras cosas, reducir las caídas de voltaje en el sistema eléctrico.

A continuación se incluyen algunas imágenes de subestaciones que se encuentran actualmente en operación:

Figura 15: Subestación Elevadora Central Generadora Tuxpan III, Veracruz



Fuente: CFE, 2008. *Productores independientes*. Internet. 11 noviembre 2010.

<<http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/Productoresindependientes.aspx>>.

Figura 16: Subestación de Distribución de Media Tensión



Fuente: CFE, 2008. *Conoce sobre electricidad*. Internet. 11 noviembre 2010. <<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/Paginas/Electricidad.aspx#distribucion>>.

Figura 17: Subestación Central Hidroeléctrica Chicoasén, Chiapas

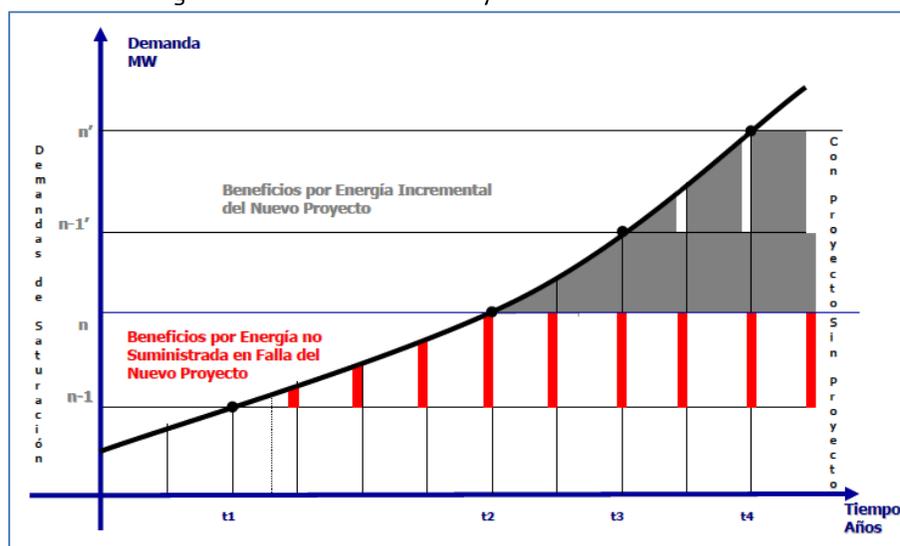


Fuente: CFE, 2008. *Hidroeléctricas*. Internet. 11 noviembre 2010. <<http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/listadohidroelectricas.aspx>>.

4.3 Cálculo de la Energía Incremental y la Energía no Suministrada en Falla

En general, los elementos de un sistema eléctrico tienen la capacidad de atender la demanda de energía eléctrica hasta un nivel n determinado. Sin embargo, con el fin de proporcionar un servicio confiable y de calidad, el diseño de los componentes eléctricos se realiza según el criterio internacional de planeación $n-1$, el cual asegura la operación de cualquier elemento ante la contingencia sencilla más severa y establece la capacidad de atención de la demanda por debajo del nivel n antes descrito (Ver Figura 18 inferior).

Figura 18: Demanda incremental y demanda no servida en falla



Fuente: Nolasco, V. et al. 2007. Evaluación Económica de Proyectos de Transmisión. Comisión Federal de Electricidad, Subgerencia de Programación de Redes Eléctricas. México, D.F.

Partiendo del criterio de planeación mencionado, la CFE define que cuando un elemento del sistema alcanza la demanda de saturación (nivel $n-1$), se buscará implementar un nuevo proyecto que incremente su capacidad y modifique los límites de saturación. De esta manera, un proyecto nuevo modificaría los límites de $n-1$ y n a $n-1'$ y n' . El primer valor correspondería al límite ante contingencia sencilla con el nuevo proyecto y el segundo valor limitaría la capacidad máxima del elemento del sistema, también con el nuevo proyecto.

En el supuesto de que el proyecto no se realizara, y se mantuvieran los límites $n-1$ y n , la demanda podría seguir siendo atendida hasta el límite n en que se saturara el sistema y considerando que no se presentara ninguna falla. Sin embargo, en caso de presentarse esta última, se dejaría de atender la demanda que se tuviera entre los límites $n-1$ y n el tiempo que tardara en reponerse el suministro de energía eléctrica. En la Figura 18 anterior, esta

demanda no atendida en ausencia de proyecto y ante la falla más severa, queda representada por las barras de color rojo.

Por el contrario, si un proyecto entrara en operación en el tiempo t_1 , se podría atender la demanda que se tuviera ante una contingencia sencilla entre los límites $n-1$ y n , obteniéndose así el beneficio por “Energía no Suministrada en Falla”. Nuevamente este beneficio correspondería a las barras en color rojo de la Figura 18 anterior.

Buscando evitar una sobreestimación de este beneficio, se resta la energía no suministrada en falla que se presentaría entre los límites $n-1'$, n' y los tiempos t_3 y t_4 (indicados como barras blancas en la Figura 18). Siguiendo el mismo racionamiento que permite la consideración de los beneficios ilustrados por las barras en color rojo, se restarían los beneficios relativos a las barras blancas, pues estos corresponderían a los beneficios por energía no suministrada en falla de un proyecto futuro que entraría en operación hasta el año t_3 , según el criterio $n-1$.

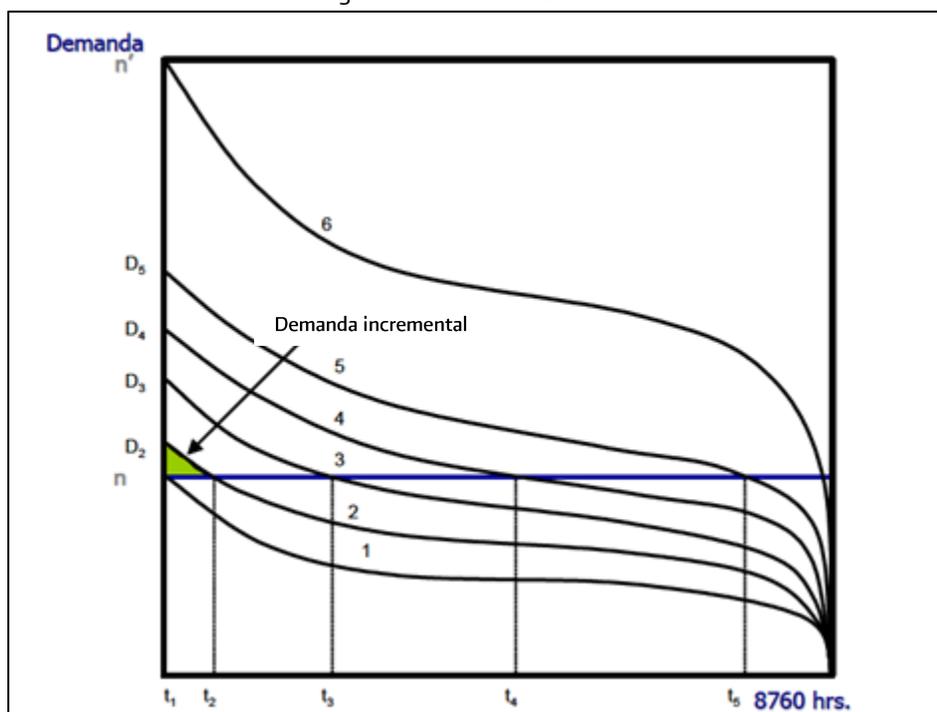
En resumen, el beneficio por energía no suministrada en falla de un proyecto implementado en t_1 , cuando se alcanza el límite $n-1$ de planeación, estará dado por la resta del beneficio referente a las barras en color rojo menos el beneficio dado por las barras en color blanco.

Por otro lado, al implementarse el nuevo proyecto en el tiempo t_1 , se tendrían beneficios por demanda incremental, pues se podría atender toda aquella demanda que rebasase el límite n y hasta el límite n' . Estos beneficios serían inicialmente crecientes. No obstante, se volverían constantes a partir del tiempo t_4 y se contemplarían a lo largo de la vida útil definida por el nuevo proyecto.

Cálculo de la energía incremental

El documento sobre evaluación de proyectos de transmisión elaborado por la Subgerencia de Programación de Redes Eléctricas (Nolasco et al, 2007) hace énfasis en el cálculo de la energía incremental en función de la curva de duración de carga, del área bajo estudio donde se ubica el proyecto. Las curvas, a nivel de área y sub-área, sobre las que se basa el cálculo final del beneficio mencionado, se obtienen del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), entidad perteneciente a la CFE.

Figura 19: Demanda incremental



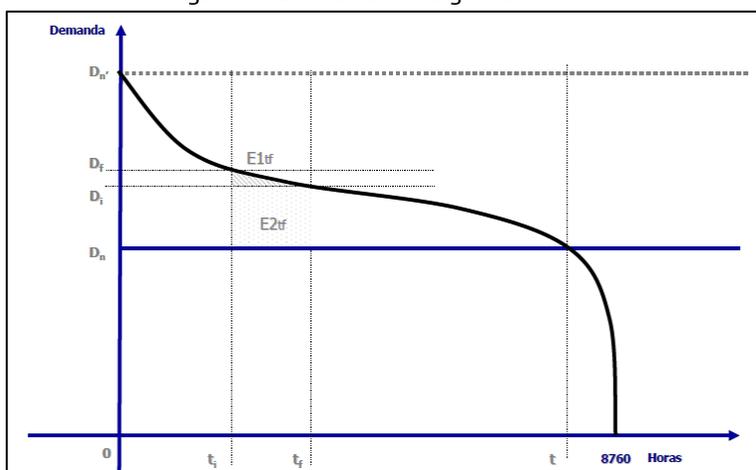
Fuente: Nolasco, V. et al. 2007. Evaluación Económica de Proyectos de Transmisión. Comisión Federal de Electricidad, Subgerencia de Programación de Redes Eléctricas. México, D.F.

En el ejemplo de curvas de carga mostrado en la Figura 19 anterior, mientras que la demanda máxima del área equivalga a n (curva 1), no se presentará energía incremental asociada al nuevo proyecto a lo largo del año. Sin embargo, cuando la demanda máxima tome el valor de D_2 (curva 2), se tendrá energía incremental en el periodo comprendido por t_1 y t_2 y delimitado por la curva 2 y el límite n . Así, el valor de la energía incremental cuando la demanda máxima llegue a D_2 corresponderá al área indicada por el color verde en la gráfica anterior. De igual manera se determinará la energía incremental cuando se tengan las demandas máximas D_3 (curva 3), D_4 (curva 4) y así sucesivamente. Finalmente, cuando el valor de la demanda máxima alcance el límite de n' (curva 6), se tendrá energía incremental prácticamente para todo el año (8760 horas).

Habiendo especificado que la energía incremental es el área bajo la curva de duración de carga y limitada por el nivel n , la cuantificación de dicha energía se realiza de la siguiente manera:

La curva de duración de carga se secciona según se muestra en la siguiente imagen.

Figura 20: Cálculo de la Energía Incremental



Fuente: Nolasco, V. et al. 2007. Evaluación Económica de Proyectos de Transmisión. Comisión Federal de Electricidad, Subgerencia de Programación de Redes Eléctricas. México, D.F.

A cada incremento en la demanda ΔD definido en la imagen como $D_f - D_i$, le corresponde una duración Δt . El valor de ΔD es constante. Sin embargo, Δt va cambiando según la curva de duración de carga. Generalmente empieza con un valor pequeño, crece hasta alcanzar un valor máximo cuando la pendiente de la curva es cercana a cero y vuelve a disminuir hasta llegar a cero cuando t alcanza 8760 horas.

Nolasco et al (2007) explican que “a cada valor de ΔD y Δt le corresponde una energía incremental, acotada por la curva de duración de carga y el límite D_n . Esta energía se determina calculando dos componentes $E1_{tf}$ y $E2_{tf}$ definidas por las siguientes expresiones”:

$$E1_{tf} = \frac{(D_f - D_i) * (\Delta t)}{2} \quad \text{y} \quad E2_{tf} = (D_i - D_n) * (\Delta t)$$

$$\text{Donde } \Delta t = (t_f - t_i)$$

Finalmente para calcular el total de la energía incremental que toma el proyecto durante las 8760 horas se deberán integrar las componentes de energía incremental $E1_{tf}$ y $E2_{tf}$ para cada valor de ΔD desde el límite de demanda D_n hasta el límite D_n' .

$$EI = \sum_{D_n}^{D_n'} (E1_{tf} + E2_{tf})$$

En función de la información con la que se cuente, un método alternativo para el cálculo del beneficio por energía incremental es mediante la utilización de la siguiente fórmula:

Demanda incremental x factor de carga del área o zona x horas del año

4.4 Resumen de variables empleadas en la evaluación socio-económica

VARIABLE	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
<i>Demanda en el año 1</i>	MW	Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD)
<i>Tasa de crecimiento de la demanda</i>	%	Estudio del Desarrollo del Mercado Eléctrico (DMED), el cual forma parte del Sistema Integral de Distribución (SIAD)
<i>Factor de carga</i>	NA (equivale a número)	Mediciones en campo cuyos valores se integran a la base de datos del sistema SIAD
<i>Factor de pérdidas</i>	NA (equivale a número)	Fórmula empírica que utiliza el factor de carga como insumo
<i>Factor de potencia</i>	NA (equivale a un número)	Mediciones en campo cuyos valores se integran a la base de datos del sistema SIAD
<i>Horas al año</i>	Horas (se utiliza el valor de 8760 horas)	NA
<i>Capacidad sin proyecto</i>	MW	Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD)
<i>Capacidad con proyecto</i>	MW	Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD), más la capacidad del proyecto en cuestión
<i>Precio medio de venta</i>	\$/kWh	“Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica” de CFE
<i>Pérdidas de energía sin proyecto</i>	kW	Estudios técnicos realizados por CFE
<i>Pérdidas de energía con proyecto</i>	kW	Estudios técnicos realizados por CFE

<i>Costo Marginal de potencia</i>	\$/kW	“Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica” de CFE
<i>Costo Marginal de energía</i>	\$/kWh	“Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica” de CFE
<i>Valor del costo de Operación y Mantenimiento en términos de la inversión</i>	1 %	CFE
<i>Costo aguas arriba</i>	\$/kWh	“Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica” de CFE
<i>Costo aguas abajo</i>	\$/kWh	“Parámetros de Evaluación Utilizados en Proyectos a Incorporar en la Red Eléctrica” de CFE
<i>Daño al cliente (costo de energía no suministrada)</i>	USD/kWh	Referido al costo de la sociedad por falta de suministro
<i>Tipo de cambio</i>	MXN	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
<i>Tiempo de reposición sin proyecto</i>	Horas	Sistema de Evaluación Económica de Proyectos de Inversión (EEPRI)
<i>Tiempo de reposición con proyecto</i>	Horas	Sistema de Evaluación Económica de Proyectos de Inversión (EEPRI)

Fuentes de Información

La información utilizada para el análisis de la oferta y la demanda se obtiene de los siguientes documentos y sistemas con que cuenta la CFE:

- *DMED*: Estudio del Desarrollo del Mercado Eléctrico, forma parte del Sistema Integral de Distribución (SIAD)
- *EEPRI*: Evaluación Económica de Proyectos de Inversión - Es el programa en el que se integran los insumos determinados en esta evaluación, arrojando los resultados de la evaluación económica
- *SIAD*: Sistema Integral de Administración de Distribución: Permite realizar consultas de la demanda de energía eléctrica de las distintas zonas en las que se divide la República Mexicana, registrar solicitudes de suministro, realizar pronósticos de crecimiento a corto y largo plazo y diseñar la infraestructura eléctrica acorde a las necesidades detectadas. Además permite llevar un registro de interrupciones de energía eléctrica, cargar parámetros eléctricos (demanda máxima (kW), consumo (kWh), factores de potencia, factores de carga de los circuitos de distribución y bancos de transformación), así como elaborar presupuestos y administrar la construcción de obras convenidas.
- *SIRCAID*: Módulo del SIAD que permite llevar un registro de interrupciones de energía eléctrica. La información incluida proviene de los reportes de falla elaborados a partir de las quejas recibidas por CFE, así como de la comunicación en tiempo real con los sistemas de control supervisorio.

4.5 Resumen de las características de la oferta y la demanda

La siguiente tabla muestra, de manera abreviada, las definiciones de oferta y demanda que se deberán considerar para los tres escenarios descritos en la presente metodología:

	OFERTA	DEMANDA
<i>Situación actual</i>	Infraestructura actual	Demanda máxima de energía actual
<i>Situación sin proyecto</i>	Infraestructura actual + proyectos en ejecución + optimizaciones	Demanda máxima de energía requerida considerando el efecto de las siguientes variables: <ul style="list-style-type: none"> • Crecimiento económico • Crecimiento poblacional • Grado de urbanización • Tipo de usuarios • Estacionalidad • Niveles tarifarios • Usuarios potenciales (solicitudes de servicio) • Valores reales de los servicios propios (autoconsumo) • Comportamiento del consumo eléctrico histórico y actual • Evolución de la energía por pérdidas eléctricas • Comportamiento histórico de los factores de carga y de diversidad • Atención a particularidades de la División • Cambio de tipo de usuario, derivado del cambio en el uso de suelo • Efecto de las campañas de eficiencia energética
<i>Situación con proyecto</i>	Oferta de la situación sin proyecto + Infraestructura propuesta en el PPI	Demanda máxima de energía eléctrica requerida considerando el efecto de las siguientes variables: <ul style="list-style-type: none"> • Crecimiento económico • Crecimiento poblacional • Grado de urbanización • Tipo de usuarios • Estacionalidad • Niveles tarifarios • Usuarios potenciales (solicitudes de servicio) • Valores reales de los servicios propios (autoconsumo) • Comportamiento del consumo eléctrico histórico y actual • Evolución de la energía por pérdidas eléctricas • Comportamiento histórico de los factores de carga y de diversidad • Atención a particularidades de la División • Cambio de tipo de usuario, derivado del cambio en el uso de suelo • Efecto de las campañas de eficiencia energética

4.6 Tipos de potencia

La potencia es la capacidad de producir o demandar energía de una instalación eléctrica. En todo circuito eléctrico existen los siguientes tipos de potencia: activa, reactiva y aparente.

- **Potencia activa:** es la potencia que efectúa trabajo a lo largo de proceso de transformación de energía eléctrica. Es la potencia realmente consumida por el usuario. Su unidad es el Watt (W) y su símbolo es P.

Para circuitos monofásicos:

$$P = V \cdot I \cdot \cos\phi$$

Para circuitos trifásicos:

$$P = \sqrt{3}V \cdot I \cdot \cos\phi$$

Donde

P = Potencia activa, expresada en watt (W)

V = voltaje de la corriente, expresada en volt (V)

I = intensidad de la corriente eléctrica, expresada en ampere (A)

cos φ = valor del factor de potencia o coseno de "fi"

- **Potencia reactiva:** es la potencia que genera el campo magnético requerido por los equipos de inducción como los motores y los transformadores. Esta potencia no genera trabajo. Su unidad es el volt-ampere reactivo (VAR) y su símbolo es Q.

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Donde

Q = Potencia reactiva, expresada en volt-ampere reactivo (VAR)

S = Potencia aparente, expresada en volt-ampere (VA)

P = Potencia activa, expresada en watt (W)

- **Potencia aparente:** es la suma geométrica de las potencias activa y reactiva. Su unidad es el volt-ampere (VA) y su símbolo es S.

Para circuitos monofásicos:

$$S = V \cdot I$$

Para circuitos trifásicos:

$$S = \sqrt{3}V \cdot I$$

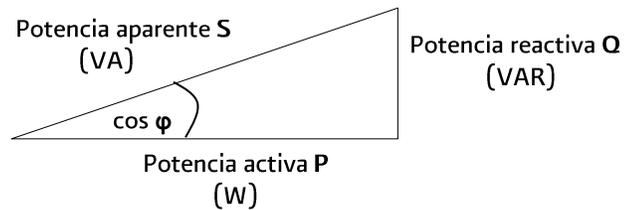
Donde

S = Potencia aparente, expresada en volt-ampere (VA)

V = voltaje de la corriente, expresada en volt (V)

I = intensidad de la corriente eléctrica, expresada en ampere (A)

Gráficamente la relación entre la potencia activa, reactiva y aparente se ilustra como sigue:



4.7 Factor de Pérdidas

Un componente importante de las evaluaciones socio-económicas de proyectos relacionados con el suministro de energía eléctrica es el cálculo de las pérdidas del sistema. Dichas pérdidas se pueden separar en dos tipos: las llamadas *Pérdidas Fijas* y las *Pérdidas Variables*.

Las pérdidas fijas, pérdidas de hierro, son provocadas por las corrientes de excitación de los transformadores y reactores. Estas pérdidas son independientes de la carga y son inherentes a las características de los equipos utilizados. Por simplicidad, se asume que ocurren a lo largo del año las 8760 horas (si se requiere mayor precisión, se deberá considerar el efecto de la variación del voltaje en dichas pérdidas).

Por otro lado, las pérdidas variables, pérdidas de cobre, son las que provoca el flujo de corriente que pasa a través de los diferentes equipos en la red. Estas pérdidas varían según la corriente que se transmite.

Ahora, "el *factor de pérdidas* se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un intervalo dado" (Instituto de Investigaciones Eléctricas, p.10). Debido a la variación frecuente de dicho factor, resulta difícil cuantificarlo; sin embargo, con el objetivo de facilitar su valoración, se han definido algunas relaciones empíricas que arrojan resultados razonables, basadas en la expresión:

$$F_p = (1-a)F_c^2 + aF_c$$

Donde,

F_p = factor de pérdidas

F_c = factor de carga

a = constante empíricamente determinada que representa las pérdidas fijas del sistema

1-a = constante empíricamente determinada que representa las pérdidas variables del sistema

Es importante destacar algunos ejemplos de constantes comúnmente utilizadas:

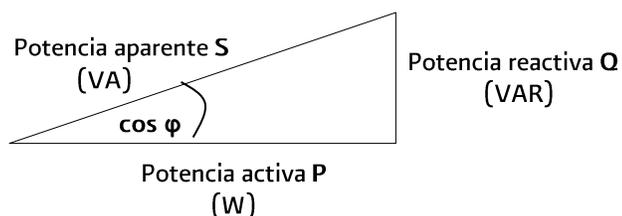
- $F_p = (0.7 \times F_c^2) + (0.3 \times F_c)$
- $F_p = (0.6 \times F_c^2) + (0.4 \times F_c)$
- $F_p = (0.8 \times F_c^2) + (0.2 \times F_c)$
- $F_p = (0.85 \times F_c^2) + (0.15 \times F_c)$

La primera ecuación mostrada fue desarrollada en 1928 en Estados Unidos por F.H. Buller y P.A. Woodrow, dos ingenieros de la Compañía General Electric. La segunda se obtuvo de mediciones y estudios llevados a cabo en sistemas europeos, sobre todo en Gran Bretaña, según señala una investigación elaborada por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (p.10). La tercera fórmula fue desarrollada por H. Cotton y H. Barber y al igual que la última fórmula, se han utilizado en diversos proyectos elaborados por la CFE.

Es claro que se tienen diferentes opiniones respecto a la elección de las constantes que deberán utilizarse para el cálculo del factor de pérdidas en los diversos proyectos. Algunos países incluso han tratado de estandarizar la aplicación de las fórmulas según los niveles de transmisión. Por ejemplo, la Comisión Reguladora de Australia (Baitch, 2004) señala que típicamente la fórmula que utiliza los valores de 0.7 y 0.3 deberá emplearse para sistemas de subtransmisión, mientras que la que emplea los valores de 0.8 y 0.2 deberá utilizarse para subestaciones de distribución y alimentadores de voltaje. Sin embargo, en general es posible decir que cualquiera de ellas arroja una aproximación aceptable del factor de pérdidas.

4.8 Factor de Potencia

El factor de potencia, coseno de φ , representa la relación que existe entre la potencia activa y la potencia aparente consumida por una instalación, como se muestra en la siguiente figura:



Comúnmente, el factor de potencia se utiliza para describir la cantidad de energía que se ha convertido en trabajo útil. Por lo tanto, un factor de potencia cercano a la unidad representará un mejor aprovechamiento del consumo de energía eléctrica y hablará de que toda la potencia será del tipo activo.

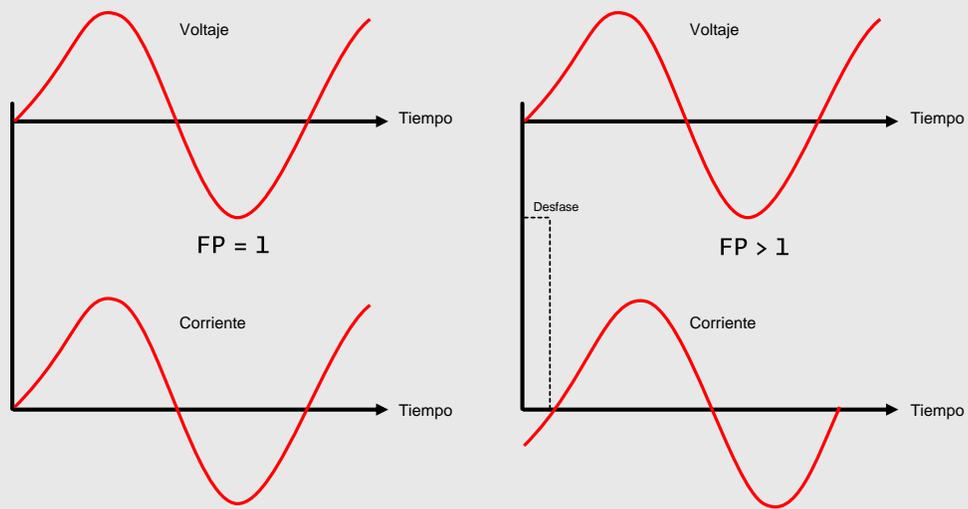
Se dice que “cuando la corriente y el voltaje llegan a su punto máximo simultáneamente (o están en fase), en ese momento se genera la potencia máxima. Si la corriente y el voltaje no se encuentran sincronizados, aunque sea por una pequeña variación, la potencia real disminuye al igual que el factor de potencia, “(Willis, Lee H. 23) incrementando entonces la potencia aparente medida en VARs.

En resumen, mientras el factor de potencia disminuya (como resultado del desfase entre los ciclos de corriente y voltaje), el porcentaje de potencia aparente (VAR) aumentará, mientras que el porcentaje de potencia real disminuirá en la misma proporción.

Para la evaluación de un proyecto, este concepto resulta importante ya que un factor de potencia bajo provoca un mayor consumo de corriente, un aumento en las pérdidas de los conductores, sobrecargas en los transformadores, generadores y líneas de distribución y un incremento en las caídas de voltaje. Por lo tanto, y con el objetivo de corregir el factor de potencia, se utilizan cargas capacitivas (condensadores o capacitores) conectadas a la red de corriente alterna.

La siguiente figura muestra el desfase en los ciclos de voltaje y corriente:

Figura 21: Desfase entre la corriente y el voltaje



Fuente: H. Lee Willis, 2004, *Power Distribution Planning Reference Book*. Marcel Dekker, 2da edición: p. 1217

4.9 Factor de Demanda

El factor de demanda es la relación que existe entre la demanda máxima del sistema y la carga total conectada. Indica el grado en el que se utiliza la carga conectada. La fórmula de factor de demanda es la siguiente:

$$Fd = D_{\max} / D_{\text{instalada}}$$

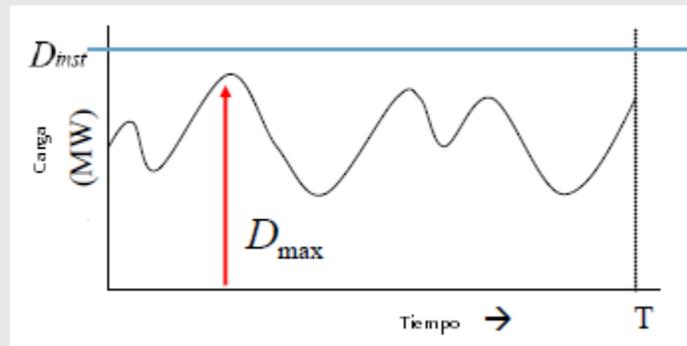
Donde,

Fd = factor de demanda

D_{\max} = demanda máxima

$D_{\text{instalada}}$ = carga instalada o carga conectada

Figura 22: Factor de demanda



De Oliveira de Jesús, P.M, 2010. *Caracterización de la Demanda*. Universidad Simón Bolívar.
<<http://prof.usb.ve/pdeoliveira/modulo1b.pdf>>.

El factor de demanda se utiliza para definir la capacidad de los transformadores de una instalación, así como para definir las características de las líneas de distribución secundarias y las acometidas.

4.10 Factor de Carga

La carga no es constante durante el año o durante un periodo; por lo tanto, el factor de carga determina el grado en el que el pico de carga se sostiene en dicho periodo. En otras palabras, el factor de carga representa la relación entre la carga promedio y la carga pico. La fórmula de factor de carga es la siguiente:

$$F_c = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T D(t) dt}{D_{\max}} = \frac{D_{\text{prom}}}{D_{\text{máx}}}$$

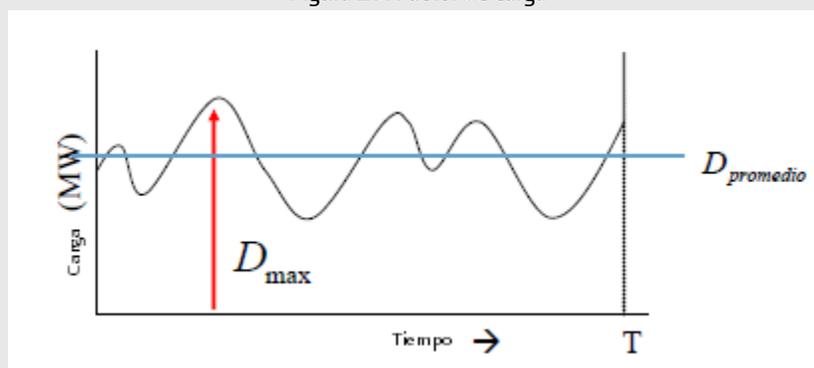
Donde,

F_c = factor de carga

D_{prom} = demanda promedio

$D_{\text{máx}}$ = demanda máxima

Figura 23: Factor de carga



De Oliveira de Jesús, P.M, 2010. *Caracterización de la Demanda*. Universidad Simón Bolívar.
<<http://prof.usb.ve/pdeoliveira/modulo1b.pdf>>.

Por simplicidad del cálculo, generalmente el factor de carga se determina utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{factor de carga} = \frac{\text{kWh}}{\text{kW} * \text{Horas}} * 100$$

4.11 Factor de Diversidad, Coincidencia y Diversidad de la Carga

El factor de diversidad es la relación que existe entre la suma de las demandas máximas individuales del sistema y la demanda máxima del propio sistema. Este factor es importante ya que cuando se consideran grupos de cargas individuales semejantes, existe gran diversidad en el empleo de los aparatos eléctricos y por ende en la demanda de energía eléctrica. La fórmula de factor de diversidad es la siguiente:

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{máxi}}{D_{máxs}}$$

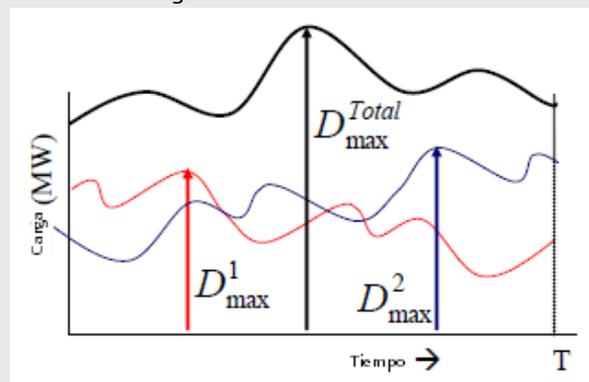
Donde,

F_{div} = factor de diversidad

$D_{máxi}$ = demanda máxima de la i-ésima carga

$D_{máxs}$ = demanda máxima del sistema

Figura 24: Factor de Diversidad



De Oliveira de Jesús, P.M, 2010. *Caracterización de la Demanda*. Universidad Simón Bolívar. <<http://prof.usb.ve/pdeoliveira/modulo1b.pdf>>.

El factor de coincidencia es el recíproco del factor de diversidad y se expresa como:

$$F_{coi} = \frac{1}{F_{div}} = \frac{D_{máxs}}{D_{máx1} + D_{máx2} + D_{máx3} + \dots + D_{máxn}}$$

Donde,

F_{coi} = factor de coincidencia

F_{div} = factor de diversidad

$D_{máxs}$ = demanda máxima del sistema

$D_{máxn}$ = demanda máxima de la n-ésima carga

La diversidad de la carga es la diferencia entre la suma de las demandas máximas de las cargas de un sistema y la demanda máxima del mismo. Su fórmula matemática se expresa de la siguiente manera:

$$\text{Div} = (D_{\text{máx1}} + D_{\text{máx2}} + D_{\text{máx3}} + \dots + D_{\text{máxn}}) - D_{\text{máxs}}$$

Donde,

Div = diversidad de la carga

$D_{\text{máxn}}$ = demanda máxima de la n-ésima carga

$D_{\text{máxs}}$ = demanda máxima del sistema

4.12 Factor de Utilización

El factor de utilización es la relación que existe entre la demanda máxima de un sistema y su capacidad instalada. En otras palabras, el factor de utilización indica el grado en el que se emplean los equipos que suministran energía. La fórmula de factor de utilización es la siguiente:

$$F_U = \frac{D_{\max}}{D_{\text{nom}}}$$

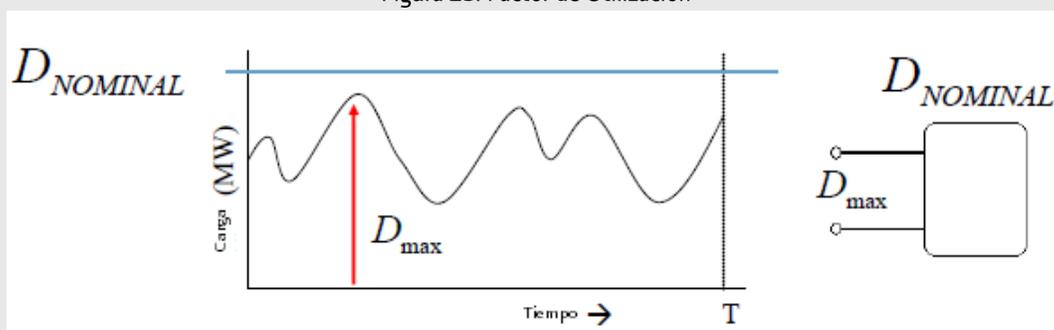
Donde,

F_U = factor de utilización

D_{\max} = demanda máxima

D_{nom} = demanda nominal

Figura 25: Factor de Utilización



De Oliveira de Jesús, P.M, 2010. *Caracterización de la Demanda*. Universidad Simón Bolívar.
<<http://prof.usb.ve/pdeoliveira/modulo1b.pdf>>.

4.13 Tarifas del Servicio Eléctrico

De la página de la CFE, se obtiene la relación de tarifas vigente al mes de septiembre del 2010:

- Tarifas Domésticas, para uso exclusivamente doméstico. Incluye las aplicables a zonas de altas temperaturas y las correspondientes a Doméstico de Alto Consumo (DAC)
- Tarifa 2, servicio general en baja tensión hasta con 25 kW de demanda
- Tarifa 3, servicio general en baja tensión con más de 25 kW de demanda
- Tarifa 5 y 5 A, alumbrado público
- Tarifa 6, bombeo aguas potables o negras de servicio público
- Tarifa 7 servicio temporal
- Tarifa 9, bombeo para riego agrícola en baja tensión
- Tarifa 9 M , bombeo agrícola en media tensión
- Tarifa 9 CU, tarifa estímulo para bombeo agrícola con cargo único
- Tarifa 9 N, tarifa estímulo para bombeo agrícola nocturno
- Tarifas acuícolas
- Tarifa O-M, tarifa uso general en media tensión con demanda hasta de 100 kW
- Tarifa O MF, Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kw, con cargos fijos
- Tarifa H-M, tarifa para uso general en media tensión con demanda mayor a 100 kW. Incluye concepto de tarifa horaria
- Tarifa H MC, Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kw o más, para corta utilización. Aplica en Baja California y zona Noroeste
- Tarifa HS, horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión
- Tarifa HT, Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión.
- Tarifa H-TF, Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, con cargos fijos
- Tarifa I-15, Tarifa para servicio interrumpible

Un mayor detalle sobre las tarifas anteriores podrá ser consultado en la página de internet de la CFE.

4.14 Límites Técnicos Aplicables

Según la “Guía para la Planeación de los Sistemas Eléctricos de Distribución” de la Subdirección de Distribución de la CFE, las subestaciones de alta a media tensión deberán tomar en cuenta los siguientes criterios técnicos:

- Todas las subestaciones ubicadas en zonas urbanas preferentemente deben tener doble alimentación.
- La construcción de subestaciones debe ser de bajo relieve y con tableros blindados.
- Cuando se tengan problemas de disponibilidad de terreno y/o del entorno se instalarán subestaciones encapsuladas.
- Considerar dos transformadores por subestación; instalándose en la primera etapa sólo uno, mismo que puede incrementarse en un segundo transformador y posteriormente sus capacidades conforme al crecimiento de la demanda, usando unidades de 20, 30 ó 40 MVA (en casos especiales 60 MVA), referidas al máximo nivel de enfriamiento, de acuerdo con las densidades de carga, previendo que no se sature antes de cinco años.
- Programar la ampliación de una subestación con objeto que entre en operación antes de que su demanda exceda el 100% de su capacidad.
- Los transformadores de potencia preferentemente deben contar con cambiador de derivaciones bajo carga.
- Establecer un radio de acción de subestación conforme a la densidad de carga, pérdidas, calidad de suministro.
- En áreas rurales de más de 30 km de radio utilizar preferentemente en media tensión 34.5 kV.
- Se debe evitar localizarlas junto a barreras naturales como lagos, montañas, parques, entre otros, que puedan limitar su crecimiento, comunicación e interconexión con otras subestaciones.
- Utilizar en zonas urbanas el pronóstico espacial de la carga para definir el área de influencia y cantidad de subestaciones requeridas para el área en estudio.
- Los bancos de transformación de una misma subestación no se conectarán permanentemente en paralelo, sino sólo en forma temporal en una contingencia o libranza programada, cuidando la carga, temperatura y faseo de los mismos.
- Invariablemente deberá considerarse una compensación reactiva equivalente al 10% de la capacidad OA del transformador.

- Se recomienda la revisión periódica del nivel de corto circuito para determinar la aplicación de reactores al neutro o la sustitución oportuna de los interruptores por otros de mayor capacidad interruptiva.
- Cuando se incorpore al sistema una nueva subestación y se abra una línea de alta tensión para alimentar a ésta, es necesario considerar las adecuaciones a las instalaciones colaterales, para que formen parte del proyecto ya sea de inversiones o con cargo a obras específicas.
- Los transformadores existentes de capacidades de 7.5 MVA e inferiores se protegerán con fusibles en alta tensión.
- Todas las subestaciones deben contar con sistemas de control remoto.
- Todas las salidas de las troncales de circuitos de media tensión en subestaciones urbanas deben ser subterráneas.
- Todas las subestaciones deben contar con equipo de medición para calidad de la energía en bancos y alimentadores.
- Todas las subestaciones nuevas o existentes en las que se realicen mejoras tendientes a su modernización, deberán tener tableros integrados con funciones de control, protección, medición, operación y mantenimiento; en las existentes, la unidad terminal remota (UTR) deberá considerarse como un dispositivo electrónico inteligente (DEI), y congruente con los protocolos de comunicaciones normalizados en distribución.
- En la modernización de las subestaciones existentes se buscará homologar hacia protocolos abiertos a fin de que éstos sean congruentes con los sistemas de automatización (SCADA) para el control de líneas de alta tensión y subestaciones, con los sistemas integrados de control, protección, medición y mantenimiento (SISCOPROMM) y automatización de las redes de distribución (SAD).
- Se deberán realizar mediciones de ramales típicos con el objeto de obtener el pronóstico espacial de la carga y la demanda futura de las subestaciones.

5. Glosario

5.1 Acrónimos

Para efectos del presente documento se entenderá por:

CATPRE	Catálogo de Precios
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEPEP	Centro de Estudios para la Preparación y Evaluación Socioeconómica de Proyectos
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CONAPO	Consejo Nacional de Población
COPAR	Costos y Parámetros de referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
ININ	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
kWh	kilowatt-hora
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
MVA	Megavolt-ampere
MVAR	Megavolt-ampere-reactivos
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
PEM	Proyectos elementales mínimos
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNI	Programa Nacional de Infraestructura
PPI	Programa y Proyecto de Inversión
RNO	Resultado Neto de Operación
SENER	Secretaría de Energía
SIAD	Sistema Integral de Administración de Distribución
TP	Tarifa ponderada en el nivel de entrega del proyecto

5.2 Definiciones

Para efectos del presente documento se entenderá por:

- i. **Ahorros operativos:** Se refiere a las pérdidas eléctricas en energía que dejarán de generarse a causa de la entrada en operación de un nuevo proyecto. Reflejan la reducción del costo de explotación y se valoran con base en el costo marginal de generación de largo plazo.
- ii. **Análisis costo beneficio:** Consiste en determinar la conveniencia de un programa o proyecto de inversión mediante la cuantificación en términos monetarios de los costos y beneficios asociados directa e indirectamente, incluyendo externalidades, a la ejecución de dicho programa o proyecto de inversión.
- iii. **Análisis de sensibilidad:** Se realiza al documentar el cambio en los resultados de la evaluación de un programa o proyecto de inversión al realizar variaciones de los valores proyectados de variables significativas.
- iv. **CADPAD:** Computer-Aided Distribution Planning and Design - es un simulador de redes de distribución elaborado por la compañía ABB que consta de dos módulos, FEEDERALL y FORESITE. Permite llevar a cabo: cálculos de balanceo de flujos de carga en alimentadores con diversas configuraciones, procesos de reconfiguración de redes de media tensión, determinación de tamaño y ubicación óptimas de capacitores para la reducción de pérdidas observando las restricciones del factor de potencia correspondientes, operación óptima de la red de media tensión y herramientas para la puesta en marcha de acciones preventivas de emergencia.
- v. **Carga instalada:** “Es la suma de las potencias nominales de los aparatos y equipos que se encuentran conectados en un área determinada de la instalación y se expresa generalmente en kVA o kW” (Enríquez Harper, 2004)
- vi. **Consumo de energía per cápita (kWh):** El total de electricidad consumida por habitante expresada en kilowatts-hora.
- vii. **Costos aguas abajo:** Se refiere a los costos generados para llevar la energía eléctrica desde el punto de recepción del nuevo proyecto hasta la entrega al usuario final.

- viii. **Costos aguas arriba:** Se refiere a los costos generados para llevar la energía eléctrica del punto de generación al punto destino del proyecto de inversión.
- ix. **Costos de inversión:** Son los relacionados con la planeación, diseño y construcción de la subestación. Los costos de inversión se llevan a cabo durante la etapa de ejecución del proyecto.
- x. **Costos de operación y mantenimiento:** son aquellos costos directos e indirectos que se incurren durante la etapa de operación de un programa o proyecto de inversión. Actualmente se estima como 1% en promedio anual a nivel nacional del costo de inversión de los proyectos.
- xi. **Costos incrementales:** Costo adicional derivado de un aumento en la actividad de generación o transmisión de electricidad sobre una cantidad base previamente determinada.
- xii. **Crecimiento del Mercado:** La obtención de información histórica acerca del mismo se conoce a través de la información extraída de los equipos de medición de energía y demanda instalados en las subestaciones de distribución. Por otro lado, la obtención de información para realizar pronósticos se obtiene a través del sistema SIAD, el cual se utiliza para estimar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en los escenarios de corto, mediano y largo plazo.
- xiii. **Demanda de energía:** Valor de la potencia entregada al proporcionar el servicio de energía eléctrica. Es el producto del voltaje y la corriente.
- xiv. **Demanda máxima:** Valor máximo expresado en kW ocurrido en un periodo de 5 minutos consecutivos, en un día, mes o año.
- xv. **Derrateo:** Disminución de la capacidad de materiales y equipos eléctricos debido a su envejecimiento o deterioro.
- xvi. **Diversidad de carga:** La diversidad de la carga es la diferencia entre la suma de las demandas máximas de las cargas de un sistema y la demanda máxima del mismo

- xvii. **DMED:** Estudio del Desarrollo del Mercado Eléctrico, forma parte del Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD)
- xviii. **EEPRI:** Evaluación Económica de Proyectos de Inversión - Es el programa en el que se integran los insumos determinados en esta evaluación, arrojando los resultados de la evaluación económica
- xix. **Energía incremental:** Es el valor de la energía adicional suministrada que es atribuible a las obras del proyecto de inversión. La energía incremental se calcula en función de la curva de duración de carga del área bajo estudio.
- xx. **Energía no Suministrada en Falla:** Se refiere a los beneficios generados por un suministro más confiable de energía eléctrica, específicamente por la reducción de interrupciones no planeadas. Utiliza el valor del perjuicio neto a la economía del país o daño al usuario, el cual se fija en México como 1.5 dólares/kWh
- xxi. **Factor de Carga:** La carga no es constante durante el año o durante un periodo por lo tanto el factor de carga determina el grado en el que el pico de carga se sostiene en dicho periodo.
- xxii. **Factor de Coincidencia:** El factor de coincidencia es el recíproco del factor de diversidad
- xxiii. **Factor de Demanda:** El factor de demanda es la relación que existe entre la demanda máxima del sistema y la carga total conectada
- xxiv. **Factor de Diversidad:** “Es el cociente de la suma de las demandas máximas individuales en las distintas partes de un sistema o la instalación y la demanda máxima del sistema o instalación” (Enríquez Harper, 2004)
- xxv. **Factor de Pérdidas:** “Relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un intervalo dado” (Instituto de Investigaciones Eléctricas, p.10)

- xxvi. **Factor de Potencia:** Es la relación que existe entre la potencia activa y la potencia aparente consumida por una instalación. El factor de potencia es un coeficiente que mide el aprovechamiento de una instalación.
- xxvii. **Factor de Utilización:** El factor de utilización es la relación que existe entre la demanda máxima de un sistema y su capacidad instalada.
- xxviii. **Flujo Neto (FN):** Es igual a la diferencia entre los costos y los beneficios generados por el proyecto en un punto particular del tiempo.
- xxix. **Margen de reserva:** Diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.
- xxx. **Margen de reserva operativo:** Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima. Donde la capacidad disponible es igual a la capacidad efectiva del sistema, menos la capacidad fuera de servicio por mantenimiento, falla, degradación y causas ajenas.
- xxxi. **OBR:** Son el conjunto de obras que integran un PEM que incluyen los materiales y mano de obra necesaria para su ejecución.
- xxxii. **OPF:** Obra Pública Financiada - Proyectos incluidos en la cartera PIDIREGAS que ya cuentan con clave de registro en cartera ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- xxxiii. **PEC:** Proyecto elemental completo - Es el conjunto de PEM's asociados a una misma región.
- xxxiv. **PEM:** Proyecto elemental mínimo - Conjunto de obras específicas o globales que están destinados a solucionar una problemática

-
- xxxv. **Red:** Conjunto de elementos de transmisión, transformación y compensación, interconectados para el transporte de energía.
- xxxvi. **Sector eléctrico:** Conjunto de participantes, públicos y privados, que intervienen en los procesos de generación, transmisión, y distribución de la energía eléctrica.
- xxxvii. **SIAD:** Sistema Integral de Administración de Distribución - Permite registrar solicitudes de suministro, realizar pronósticos de crecimiento a corto y largo plazo y diseñar la infraestructura eléctrica acorde a las necesidades detectadas. Además permite llevar un registro de interrupciones de energía eléctrica, así como elaborar presupuestos y administrar la construcción de obras convenidas. Su actualización es responsabilidad de cada una de las áreas.
- xxxviii. **Sistema Eléctrico Nacional:** Integrado por los participantes públicos y privados, conectados a la red eléctrica nacional, que intervienen en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
- xxxix. **Subestación:** Conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características de la energía eléctrica (voltaje, corriente, etc.), o bien, conservarla dentro de ciertas características (Harper, 2004).
- xl. **Valor de la Carga:** Valor de la potencia demandada. Normalmente se le conoce como la demanda de energía eléctrica.
- xli. **Voltaje:** Potencia electromotriz medida en volts entre dos puntos.

6. Bibliografía

- ABB, 2007. *ABB Presenta Última Tecnología en Suministro de Energía para Minería a Tajo Abierto en Extemín*.
<<http://www.abb.com.pe/cawp/peabb002/7fae5de613d9fb4b852572d1005a63d5.aspx>>.
- ABB, 2010. *Productos - Aumenta demanda de Subestaciones Encapsuladas en Chile y el mundo*.
<<http://www.abb.com/cawp/clabb151/0b77dc41ee670123c12572950052e111.aspx>>.
- Bayloe, J.S. y Gustafson, M.W. 1988. *The equivalent hours loss factor revisited*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.3, No.4, p.1502 -1507
- Brown, M. H. y Sedano, R.P. 2004. *Electricity Transmission A Primer*. National Council on Electricity Policy.
- Caves, D.W., Christensen, L.R., Schoech, P.E., 1984. *A comparison of different methodologies in a case study of residential time-of-use electricity pricing*, Journal of Econometrics, 26, 17-34.
- Centro de Estudios para la Preparación y Evaluación Socioeconómica de Proyectos (CEPEP). *Metodología General para la Evaluación de Proyectos*. México: Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C., 2008.
- CFE, 2008. *Conformación del Sistema Eléctrico Nacional*. Internet. 11 noviembre 2010.
<http://app.cfe.gob.mx/informe2008/capitulo3_2.html>.
- CFE, 2008. *Conoce sobre electricidad*. Internet. 11 noviembre 2010.
<<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/Paginas/Electricidad.aspx#distribucion>>.
- CFE, 2005. *Estimación del Valor de la Energía Eléctrica No Suministrada "Costo de Falla"*. Gerencia de Estudios Económicos. Subdirección de Programación. Morelia, Michoacán.
- CFE, 2005. Gobierno de México. *Construcción de Subestaciones y Líneas de Transmisión del Sistema Nacional 2006*. Distrito Federal. Internet. 10 May 2010.
<http://www.apartados.hacienda.gob.mx/sistema_cartera_inversion/index.html>.

- CFE, 2008. *Hidroeléctricas*. Internet. 11 noviembre 2010. <<http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/listadohidroelectricas.aspx>>.
- CFE, 2008. *Productores independientes*. Internet. 11 noviembre 2010. <<http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/Productoresindependientes.aspx>>.
- De Oliveira de Jesús, P.M, 2010. *Caracterización de la Demanda*. Universidad Simón Bolívar. <<http://prof.usb.ve/pdeoliveira/modulo1b.pdf>>.
- Diakoulaki, D., Karangelis, F., 2005. *Multi-criteria decision analysis and cost-benefit analysis of alternative scenarios for the power generation sector in Greece*. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- Electrical Transmission and Distribution Mitigation: Loss Avoidance Study. 2008 Federal Emergency Management Agency Department of Homeland Security.
- Eto, J.H., LaCommare, K.H., 2008. *Tracking the reliability of the U.S. electric power system: An assessment of publicly available information reported to state public utility commissions*. LBNL-1092E. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory. P.34.
- F.H. Buller and P.A. Woodrow, 1928. *Load Factor Equivalent Hour Values Compared*, Electrical World. Vol.92, p. 59-60
- Freeman III, A M., 1996. *Estimating the environmental costs of electricity: an overview and review of the issues*, Resource and energy Economics, 18, 347-362.
- Gustafson, M.W. 1983. *Demand, Energy, and Marginal Electric System Losses*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-102, No.9, p.3189 – 3195.
- Guía para la formulación de proyectos de inversión. Banco Multisectorial de Inversiones.
- Harper, Gilberto E. 2004. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. Ed. Limusa, México, D.F. p.496
- Harper, Gilberto E. 2006. *El abc del alumbrado y las instalaciones eléctricas en baja tensión*. Ed. Limusa, México, D.F. p.351

- H. Khatib., 2003. *Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry*. London, U.K.: IEE, Power Energy Series, no. 44.
- H. Lee Willis, 2004, *Power Distribution Planning Reference Book*. Marcel Dekker, 2nda edición: p. 1217
- Hogan, William. 2004. *Electricity transmission investment: theory and practice*.
- IEEE. *IEEE Recommended Practice For Evaluating Electric Power System Compatibility With Electronic Process Equipment, Institute of Electrical and Electronics Engineers* . (1998): p.44
- Instituto de Investigaciones Eléctricas. *IIE Boletín Tendencias Tecnológicas*. Morelos: , 2009. Internet. 12 May 2010. <<http://www.iie.org.mx/publica/boletin-ef99/sumef99.htm>>.
- Khatib, Hisham. *Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry*. Rev. ed. London, U.K.: Institution of Engineering and Technology, 1996.
- Kojo Ofori-Atta et al, 2004 *Profiting from transmission investment: A holistic, new approach to cost/benefit analysis*
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Última Reforma DOF 22-12-1993
- Metodología de formulación y evaluación de proyectos de electrificación rural. Ministerio de Planificación División de Planificación, Estudios e Inversión Departamento de Inversiones.
- Nolasco, V. et al. 2007. *Evaluación Económica de Proyectos de Transmisión*. Comisión Federal de Electricidad, Subgerencia de Programación de Redes Eléctricas. México, D.F.
- Oficios intercambiados entre la Unidad de Inversiones y la Dirección de Finanzas de la Comisión Federal de Electricidad (400.1.410.07.079 de fecha 30 de abril del 2007, 400.1.410.07.111 de fecha 15 de junio del 2007, 400.1.410.07.136. de fecha 13 de julio del 2007, 400.1.410.134 de fecha 10 de abril del 2008)
- POISE, 2008. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017*. Coordinación de Planificación de la Subdirección de Programación de Comisión Federal de Electricidad. México.

- POISE, 2009. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2009-2023*. Coordinación de Planificación de la Subdirección de Programación de Comisión Federal de Electricidad. México.
- POISE, 2010. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024*. Coordinación de Planificación de la Subdirección de Programación de Comisión Federal de Electricidad. México.
- Raymond A. D., 1980. *Loss factor evaluation*, Transmission and Distribution, p.70
- Ross, Stephen, Westerfield Randolph, y Bradford Jordan. *Fundamentos de Finanzas Corporativas*. Quinta edición. México: Irwin McGraw-Hill, 2001.
- R. W. Ryder, 1960. *Evaluate primary feeder losses quickly*, Electrical World, p. 70-71
- Sanghvi, A.P., 1982. *Economic costs of electricity supply interruptions: US and foreign experience*, Energy Economics, 180-198.
- Siemens, 2006. *Subestaciones de alta tensión aisladas en aire – AIS*. <http://www.siemens.com.co/SiemensDotNetClient_Andina/Medias/PDFS/622_20080916004812.pdf>.
- Soldatos, P.G., 1991. *The long-run marginal cost of electricity in rural regions: A methodology for calculating the real cost of electricity*. Energy Economics, 13, 187-198.
- Su CL, Teng JH., 2007. *Outage costs quantification for benefit–cost analysis of distribution automation systems*. Electric Power Energy System, 29, 767–74.
- Unidad de Inversiones de la SHCP, 2010. *Incorporación del costo de la energía suministrada como contraparte del beneficio de energía no servida en falla*, México.
- Universidad de Sevilla, 2008. *Subestaciones eléctricas*. <http://www.sav.us.es/formaciononline/asignaturas/asigte/apartados/textos/apartado4_3.PDF>.
- Westinghouse Electric Corporation. *Electric Utility Engineering Reference Book Distribution Systems*.
- Yebra Morón, J.A. 2009, *Sistemas Eléctricos de Distribución*. Editorial Reverté, Buenos Aires, Argentina. p. 322

