

CAPITULO 2.

Los grados de continuidad de acuerdo con el tipo de consumidor atendido.

El actual entorno energético tiene una tendencia de necesidades de abasto y seguridad crecientes, que plantea importantes retos para el corto, mediano y largo plazo. Las acciones tienen que garantizar un equilibrio oferta-demanda conforme al desarrollo económico y sustentable que la población requiera.

Para el sistema eléctrico nacional, la planeación del mismo implica que con el uso del marco regulatorio vigente las empresas suministradoras del servicio público, productores independientes de energía, permisionarios privados de energía eléctrica, así como los suministradores de combustibles, contratistas y fabricantes de equipos, interactúen dentro de un entorno que resulte favorable a la inversión y el desempeño competitivo del sector eléctrico.

No obstante, hay que lograr un mejor desarrollo del sector eléctrico, como son, el diseño y aplicación de criterios de confiabilidad, sustentabilidad y eficiencia energética, y la implementación de políticas más intensivas de diversificación de fuentes de energía orientadas a minimizar el impacto al medio ambiente y garantizar el abasto competitivo de energía eléctrica a largo plazo.

La importancia de estas acciones son las características propias del sector eléctrico, pues son las fuentes de energía primaria y gran parte de las fuentes secundarias, lo que brinda la posibilidad de aprovechar en forma racional la disponibilidad de cada fuente y a disminuir la alta dependencia de los hidrocarburos en un entorno de alta de precios, mediante el uso de otras tecnologías.

Es también necesario fortalecer el lado de la oferta y hacer más eficiente la operación de las empresas suministradoras, de tal forma que ambos servicios interactúen en beneficio del desarrollo de nueva infraestructura, y por el lado de la demanda, es importante la eficiente utilización de la energía eléctrica en todos los sectores de nuestro país.

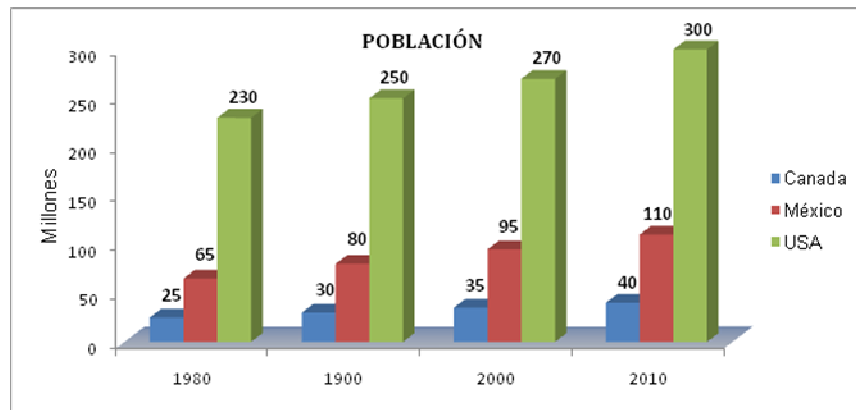
En la parte internacional, la competitividad de un país o de un bloque regional depende entre muchos otros factores, del suministro oportuno, eficiente, confiable y de calidad, de la energía eléctrica necesaria para garantizar y sustentar el ritmo de la actividad económica.

Por lo tanto, en este capítulo se aborda los grados de continuidad acorde al tipo de consumidor atendido y las tendencias futuras del mercado eléctrico, particularmente en las principales variables que conforman la estructura de mercado del sector eléctrico, tales como: consumo mundial y nacional de energía eléctrica.

2.1 Consumo de energía eléctrica.

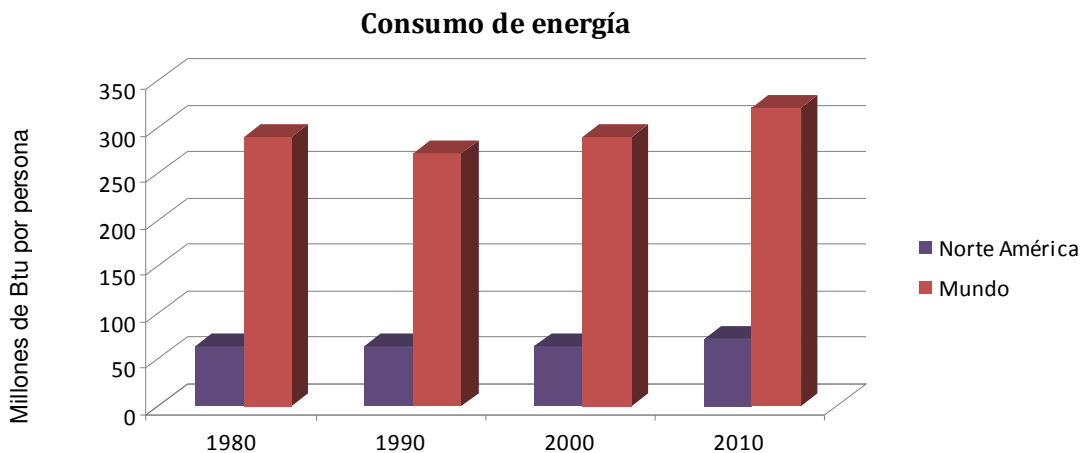
El análisis de este tema conlleva a una visión del comportamiento del consumo de energía en la región norte del continente de América, esto bajo la razón de que México se ubica aquí. Y es así, que puntualmente se presentan resultados que determinan el comportamiento de la economía de un país. América del Norte conformado por Canadá, Estados Unidos de América y México, tienen cerca del 7 % del total de la población mundial, lo que representa alrededor de una tercera parte de la producción económica mundial (de acuerdo con estimaciones del Fondo Monetario Internacional). Se espera que esta participación permanezca prácticamente igual hasta el 2010.

Para 2010 se pronostica que el PIB per cápita de América del Norte alcanzará niveles cercanos a los \$27.30 dólares por persona, 80% arriba de los niveles que hubo en 1980. Además, en el año 2000 la población de Canadá era de 31 millones; la de México de 97 millones; y la de Estados Unidos cerca de 281 millones. Los índices de crecimiento poblacional entre 2000 y 2010 son: Canadá 1.0%, México 1.1% y Estados Unidos 0.6%.

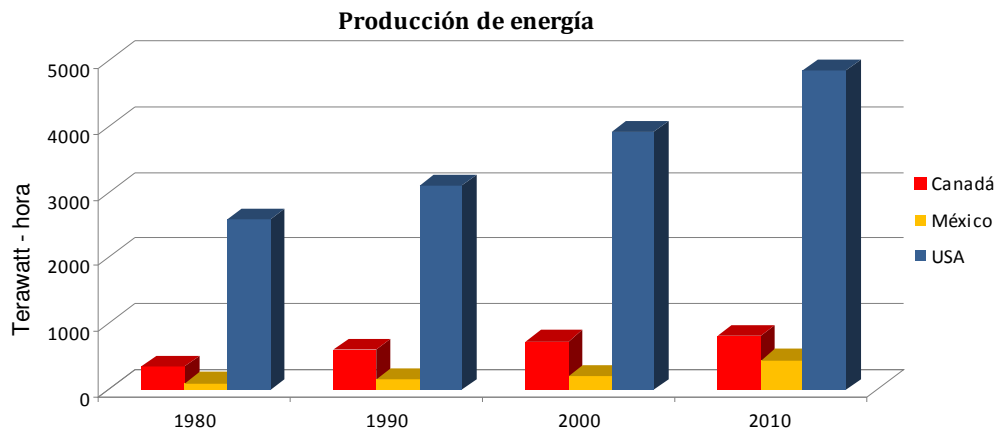


En 1999, el consumo de energía per cápita en Norte América fue cerca de 4.5 veces mayor a la del resto del mundo. El consumo de energía per cápita de América del Norte se estima que crezca cerca de 10% para el 2010.

América del Norte se caracterizó por ser un gran demandante en el mercado mundial de energía, es decir, petróleo 31%, gas natural 31%, carbón 24% y electricidad 30%. Como parte de la demanda total de energía mundial se pronostica que, en el caso de crecimiento base, todos los consumos de América del Norte en petróleo, gas, carbón y electricidad descieran, pero que mantengan aún niveles muy importantes de crecimiento de: 28%, 29%, 23% y 29% respectivamente, para el 2010.



En el 2000, América del Norte alcanzó una capacidad de generación de energía eléctrica de cerca de 967 GW. Canadá 111 GW, México 37 GW, y los Estados Unidos 819 GW. América del Norte generó 4,556 TWh de energía eléctrica durante el año 2000, de los cuales 46% fue por quema de carbón, 18% nuclear, 14% gas natural, 14% hidroeléctrico, 5% petróleo, y 2% por energía renovable y otros.



Como resultado de este comportamiento, el consumo mundial de energía eléctrica mostró un crecimiento medio anual de 3.3, este crecimiento que ha sido impulsado por los países en transición, dado que son mercados en proceso de expansión y madurez, por lo que actualmente hacen una utilización menos eficiente de la energía en comparación con los países industrializados.

2.2 Tendencia del consumo mundial de energía eléctrica.

Se estima que durante el periodo 2003-2015 la demanda mundial de energía eléctrica mantenga un dinamismo al alza de 3.3% en promedio anual, al pasar de 14,782 TWh en 2003 a 21,698 TWh en 2015, crecimiento que será principalmente impulsado por los países asiáticos en transición y latinoamericanos en desarrollo (miembros no OCDE).

En lo que se refiere a los países miembros de la OCDE, se estima que el crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica se ubique en 1.8%, lo que representa un crecimiento sensiblemente menor con relación a los países no miembros, cuya demanda se espera se incremente a un ritmo de 5.1% anual durante 2003-2015. Esta diferencia de tasas de crecimiento, es decir 3.3%, se debe particularmente a que los mercados en los países industrializados son maduros, con un lento crecimiento poblacional y con alto nivel de desarrollo tecnológico que permite hacer un uso más eficiente de la energía.

Consumo Mundial de energía eléctrica, 2003-2015					
TWh					
		2003	2010	2015	tmca 2003-2015
Mundial	(TOTAL OCDE + TOTAL NO OCDE)	14782	19044	21698	3.30%
OCDE	Total OCDE	8836	10128	10884	1.80%
	Norteamérica	4384	5036	5495	1.90%
	Europa	2965	3343	3519	1.40%
	Asia	1487	1749	1870	1.90%
NO OCDE	Total NO OCDE	5946	6916	10814	5.10%
	Europa y Eurasia	1350	1836	2123	3.60%
	Asia	2917	4713	5896	6.00%
	Medio Oriente	471	681	762	4.30%
	África	436	561	660	3.50%
	Centro y Sudamérica	772	1125	1353	4.80%

tmca= tasa media crecimiento anual

Es de relevancia el consumo de energía eléctrica por habitante durante el periodo 2003-2015, se espera que el consumo mundial de energía eléctrica por habitante se incremente en 2.1% anual, al pasar de 2,342 kWh/habitante en 2003 a 3,007 kWh/habitante en 2015. Las regiones con mayor consumo de electricidad por habitante en el ámbito mundial son Norteamérica y los países de Asia.

Asimismo, durante 2003 en los países miembros OCDE, el 60% del consumo total de electricidad se concentró en los sectores residencial y comercial, como resultado de la mayor penetración de equipos electrónicos y tecnologías de telecomunicaciones.

Consumo Mundial de energía eléctrica por habitante, 2003-2015					
kWh					
		2003	2010	2015	tmca 2003-2015
mundial	(TOTAL OCDE + TOTAL NO OCDE)	2342	2784	3007	2.10%
OCDE	Total OCDE	7644	8426	8834	1.20%
	Norteamérica	10267	11020	11496	0.90%
	Europa	5594	6157	6398	1.10%
	Asia	7472	8658	9167	1.70%
NO OCDE	Total NO OCDE	1153	1581	1807	3.80%
	Europa y Eurasia	3936	5432	6356	4.10%
	Asia	880	1312	1559	4.90%
	medio oriente	2519	3153	3286	2.20%
	África	502	557	592	1.40%
	Centro y Sudamérica	1747	2315	2627	3.50%

tmca= tasa media crecimiento anual

2.3 Consumo nacional de energía eléctrica.

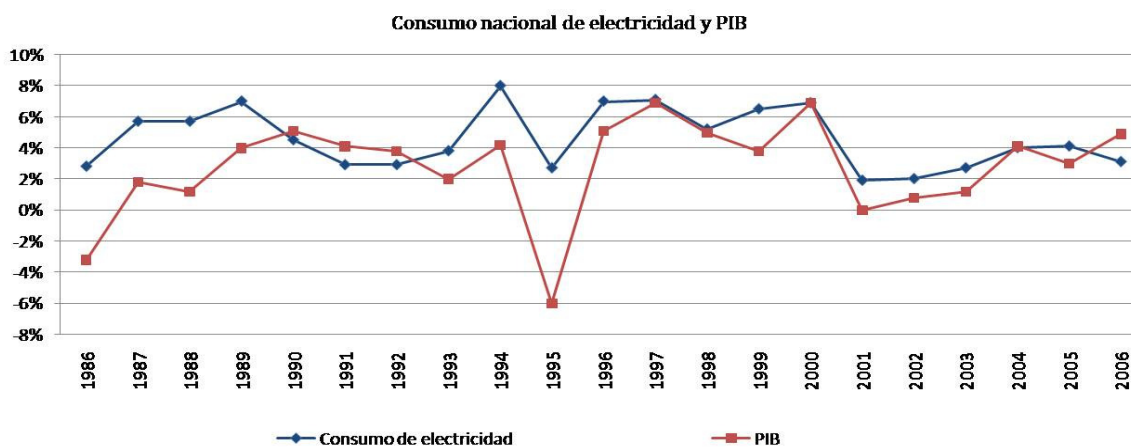
Este tema aborda el análisis de la estructura de mercado del sector eléctrico nacional, considerando la situación reciente de oferta e infraestructura de generación y transmisión de energía eléctrica. Asimismo, el comportamiento del consumo de energía eléctrica durante los últimos años desde un enfoque sectorial y regional.

El consumo nacional de electricidad está compuesto por dos categorías:

- las ventas internas de energía eléctrica, las cuales consideran la energía entregada a los usuarios con recursos de generación del sector público, incluyendo a los productores independientes de energía.
- autogeneración, que incluye a los permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración e importación de electricidad.

El consumo nacional de electricidad ascendió a 191,339 GWh, lo que representó un crecimiento de 4.0% respecto a años anteriores.

En términos generales, el comportamiento de las ventas totales de energía eléctrica se encuentra altamente correlacionado, en forma positiva, con el ritmo de actividad económica, lo cual implica que por lo general, ante un incremento en el Producto Interno Bruto (PIB), el consumo de energía eléctrica aumenta.



2.4 Comportamiento de la demanda por horario y estación.

Desde el punto de vista económico, el consumo nacional de electricidad (ventas internas y autoabastecimiento) se puede considerar como la demanda de energía eléctrica; sin embargo debe contemplarse la producción de la energía eléctrica requerida para satisfacer dicha demanda, tomando en cuenta las pérdidas de transmisión, distribución y los usos propios de las instalaciones de generación y transmisión. Así se conforma la energía bruta.

Como la energía eléctrica no se puede almacenar, para la determinación de la capacidad de generación requerida para la satisfacción de la demanda agregada deben considerarse sus variaciones temporales (estacionales, semanales, diarias y horarias), y de manera primordial determinar para cada área la demanda máxima del año, esto es, el valor máximo de las demandas que se presentan en cada una de las horas del año. En lo concerniente a la operación y planeación del Sistema Eléctrico Nacional, CFE lo divide en nueve áreas. De esta manera, las áreas operativas interconectadas pueden compartir recursos de capacidad y lograr un funcionamiento más económico y confiable del sistema en su conjunto. Las áreas son las siguientes: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. Con excepción de Baja California y Baja California Sur, el resto de las regiones integra el SI.

Existe una medida llamada demanda máxima coincidente, esta demanda del Sistema Interconectado (SI) representa que una hora específica del año es igual a la suma de todas las demandas de cada área del sistema en esa misma hora.

**Sistema Interconectado: demanda máxima coincidente, 1996-2006
(MW)**

Periodo	1994	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	16,965	18,576	19,848	20,961	21,746	23,191	24,329	24,943	24,789	25,566	28,110	29,070
Febrero	16,737	18,939	19,991	21,168	22,467	23,833	24,620	24,696	25,652	25,980	28,488	29,554
Marzo	17,447	19,088	20,230	21,565	22,509	24,500	24,670	25,403	26,403	26,543	29,019	30,151
Abril	17,698	18,728	19,608	21,760	22,697	23,674	25,254	25,738	25,815	26,265	29,273	30,533
Mayo	17,816	19,621	19,881	22,028	23,191	24,511	24,885	26,152	27,433	27,282	30,380	31,116
Junio	18,039	19,238	20,331	22,205	23,321	23,162	24,729	25,633	26,325	26,742	30,919	31,547
Julio	17,926	18,982	19,837	21,620	22,485	24,276	24,347	24,852	25,602	26,016	29,736	31,040
Agosto	18,063	18,959	20,575	21,773	22,828	24,494	24,946	25,882	25,748	26,717	30,318	31,130
Septiembre	18,129	19,379	21,002	21,837	23,421	25,207	25,267	25,403	25,530	26,402	31,268	31,057
Octubre	18,648	20,017	20,843	21,697	22,778	24,487	25,660	25,450	25,439	27,275	30,278	31,015
Noviembre	18,127	19,783	20,846	21,776	23,189	24,378	25,092	25,151	25,840	26,682	29,652	30,422
Diciembre	18,440	19,869	21,367	21,987	23,596	25,075	25,598	25,582	25,998	27,197	29,867	30,366
Máxima anual	18,648	20,017	21,367	22,205	23,596	25,207	25,660	26,152	27,433	27,282	31,268	31,547
Incremento (%)	6.3	4.8	6.7	3.9	6.3	6.8	1.8	1.9	4.9	-0.6	14.6	0.9
Factor de carga (%)	73.7	75.9	76.3	78.4	77.6	77.4	77.4	78.1	76.3	79.0	78.0	79.0

Fuente: CRE.

La demanda máxima coincidente para un año definido es el valor máximo de las demandas horarias del SI, ésta es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada área debido a que ocurren en momentos diferentes.

En lo concerniente al factor de carga, el cual indica cómo la energía eléctrica es consumida con relación a la demanda máxima registrada en ese mismo tiempo y si existe un comportamiento constante eso refleja cierta uniformidad en el comportamiento de las cargas. Si el factor de carga es cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los equipos.

También existe la llamada demanda bruta por área operativa y permite identificar los consumos mínimos, intermedios y máximos que se registran durante ciertos periodos en el SI. En este sentido, es relevante la magnitud de las demandas máximas en cada región operativa así como la demanda máxima coincidente.

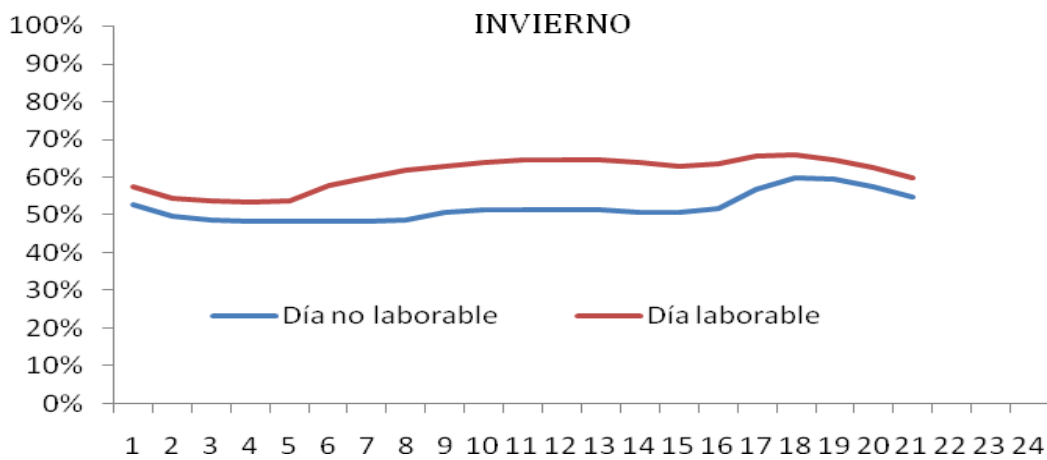
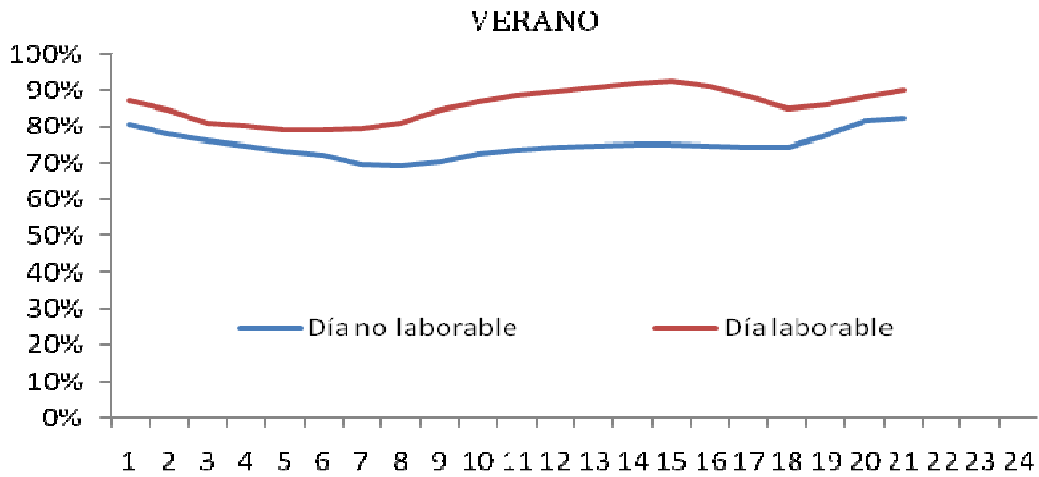
Ahora bien, referente al comportamiento de la demanda acorde a la estación y horario pues hay que empezar por describir a la carga global de un sistema eléctrico que está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases por ejemplo: industrial, residencial, comercial, etc. Que demandan potencias pequeñas en comparación con la potencia total requerida. Los instantes respectivos de conexión y desconexión de estas cargas son aleatorios, pero la potencia requerida en un periodo dado por el conjunto de cargas sigue un patrón bien

determinado, que depende del ritmo de las actividades humanas en las regiones atendidas por el sistema eléctrico.

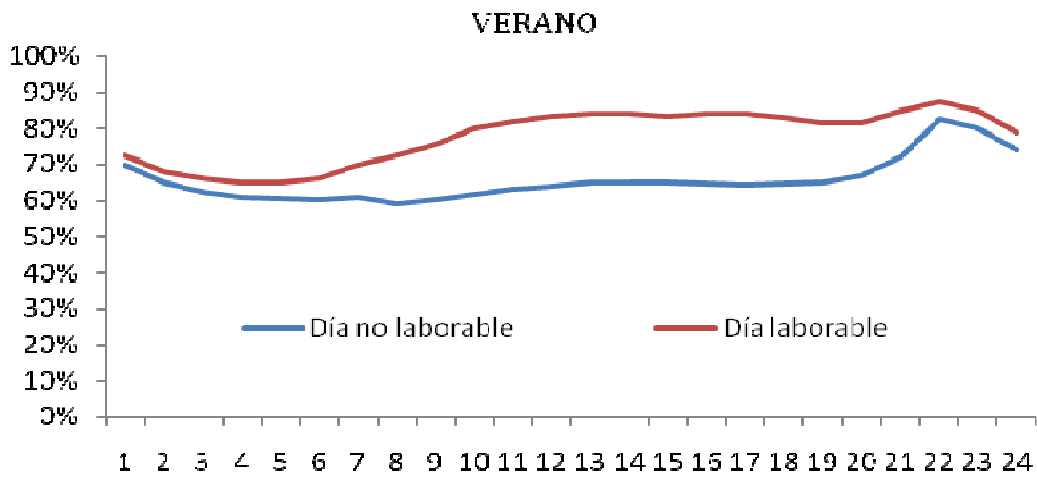
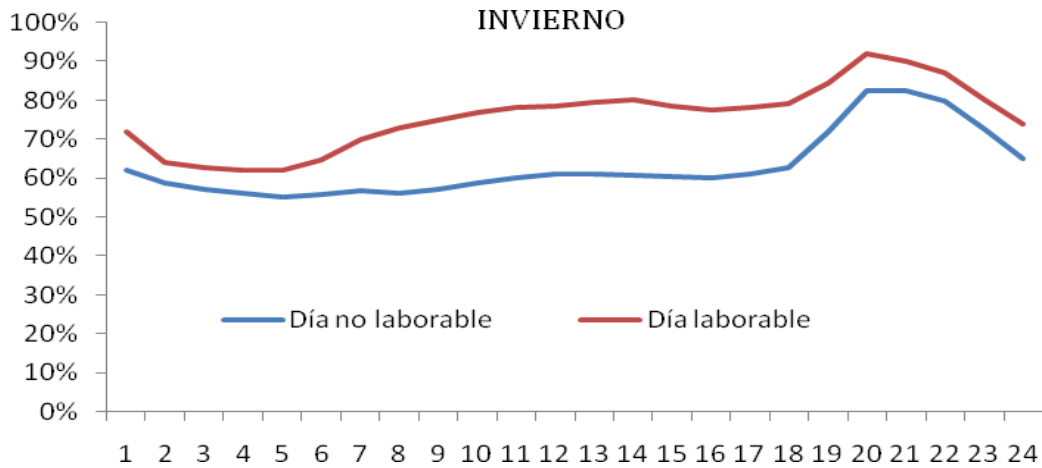
La introducción de tarifas horarias para clientes industriales así como el horario de verano, han propiciado un cambio en los patrones de consumo que se refleja en la reducción de las cargas durante las horas de mayor demanda, con el consecuente beneficio de un mejor aprovechamiento de la capacidad.

En las siguientes gráficas se muestran las curvas típicas de carga de las áreas del norte y sur del país, correspondientes a días hábiles y no laborables, para invierno y verano. En ellas se señala la magnitud relativa de las cargas horarias respecto a la demanda máxima anual de potencia. Se puede apreciar que los perfiles de carga dependen de la región geográfica, estación del año y tipo de día.

Graficas de la zona Norte.



Graficas de la zona Sur.



También es relevante destacar como es que la estructura de tarifas se conforma y da una mejor perspectiva del comportamiento de la demanda de energía eléctrica. Las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica se clasifican de acuerdo con su uso y nivel de tensión en:

- Domésticas: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC
- Servicios públicos: 5, 5A y 6
- Agrícola: 9, 9M, 9CU y 9N
- Temporal: 7
- Generales en baja tensión: 2 y 3
- Generales en media tensión: OM, HM y HMC
- Generales en alta tensión: HS, HSL, HT y HTL
- Respaldo en media tensión: HM-R, HM-RF y HM-RM
- Respaldo en alta tensión: HS-R, HS-RF, HS-RM, HTR, HT-RF y HT-RM
- Servicio interrumpible: I-15 e I-30

2.5 Escenarios macroeconómicos y supuestos básicos.

En este capítulo, se presentan las estimaciones de consumo y demanda de energía eléctrica con un enfoque nacional, sectorial y regional, las cuales permiten dimensionar los requerimientos de capacidad y la generación de electricidad necesaria para responder en forma oportuna al crecimiento de la demanda durante los próximos años.

Como el objetivo es ver por la confiabilidad en los sistemas de distribución, hay que comenzar por el análisis de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se requiere considerar en su justa dimensión la participación de las empresas paraestatales (CFE y LyFC) así como al sector privado que realiza actividades de autogeneración. La trayectoria del consumo y la demanda de energía eléctrica para los próximos años está estimada con base en supuestos macroeconómicos y considerando la evolución reciente del sector eléctrico. Además de las estimaciones basadas en modelos econométricos, se utilizan estudios regionales que consideran cuatro aspectos principales:

- Análisis de tendencias y comportamiento de los sectores a escala regional.
- Cargas específicas de importancia regional y nacional.
- Actualización anual de las solicitudes formales de servicio e investigaciones particulares del mercado regional.
- Estimaciones de capacidad y generación de electricidad de los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración con mayor probabilidad de realización.

El análisis de estos y otros aspectos del mercado eléctrico, es sumamente importante para poder generar estimaciones de la trayectoria futura de la demanda y el consumo de electricidad. Así es que se puede contar con elementos que permitan realizar una planeación integral de la expansión de la capacidad de generación, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica. En los siguientes apartados se mencionan los supuestos utilizados para la estimación del consumo y demanda de energía eléctrica.

a) Escenarios macroeconómicos

Para cada ejercicio de planeación, se definen tres escenarios macroeconómicos que consideran los probables niveles de desempeño de la actividad económica durante el periodo de proyección. La variable que intrínsecamente engloba los componentes de la demanda agregada es el Producto Interno Bruto (PIB), para el cual se consideran los tres escenarios de análisis: bajo, alto y de planeación.

b) Precios de energía eléctrica

Los precios de la electricidad están en función de los escenarios macroeconómicos anteriormente mencionados, así como de las políticas de subsidios que el gobierno federal ponga en marcha durante los años siguientes. Asimismo, dichos precios son inherentes a sus componentes como son el precio de los combustibles y la inflación.

c) Precio de los combustibles

La trayectoria futura del precio de los combustibles fósiles (que constituyen la parte más significativa del costo de generación) es diferente en cada escenario, tanto en dólares como en pesos, debido a los diferentes índices de inflación y de tipo de cambio.

d) Población y vivienda

Considerando el crecimiento de la población para los próximos 10 años estimado por el Consejo Nacional de Población (Conapo), se proyecta una tasa media anual de crecimiento de 0.9% y para el caso de las viviendas de 2.8% anual en promedio.

e) Proyección de autoabastecimiento y cogeneración

Las proyecciones de autogeneración fueron determinadas de acuerdo a los análisis que realiza año con año el Grupo de Trabajo de Autoabastecimiento y Cogeneración coordinado por la Secretaría de Energía.

f) Otros supuestos

A los elementos anteriores se añade la implantación de nuevas tecnologías para el uso más eficiente de la electricidad, tal y como acontece en los ámbitos residencial, comercial e industrial con la introducción y difusión de equipos diversos y dispositivos para el ahorro de energía.

2.6 Pronostico del consumo nacional de energía eléctrica.

Se estima que el consumo nacional de electricidad para el periodo 2005-2015 muestre una tasa de crecimiento anual de 4.8%, se espera que el consumo muestre un incremento de alrededor de 113 TWh al pasar de 191.3 TWh en 2005 a 304.7 TWh en 2015. Este crecimiento estará impulsado principalmente por las ventas del servicio público, que se estima crecerán con un ritmo de 5.1% en promedio anual.

Dentro de los consumos, se pueden identificar las ventas por tipo de usuarios, entre las cuales el sector industrial es de gran relevancia debido a su mayoritaria participación en las ventas totales. Específicamente, los sectores residencial, comercial y de servicios que integran el denominado

desarrollo normal, crecerán anualmente 4.7% en conjunto. Asimismo, se estima que las ventas al sector agrícola tendrán un crecimiento medio anual de 1.4%.

	1995-2005	2005-2015
	%	%
Consumo Nacional	4.7	4.8
Consumo autoabastecido	10.5	1.7
Ventas	4.1	5.1
Desarrollo normal	3.5	4.7
Residencial	4.1	4.7
Comercial	3	5.7
Servicios	2	2.9
Agrícola	1.9	1.4
Industrial	4.7	5.6
Empresa Mediana	5.7	5.2
Gran industria	3.1	5.2

El análisis regional del mercado de energía eléctrica se realiza con base a los estudios estadísticos de tendencia, proyecciones basadas en solicitudes de servicio de grandes consumidores y mediante encuestas anuales aplicadas por CFE. De esta manera, se estima la energía requerida en cada región con el fin de determinar la capacidad y ubicación de las nuevas centrales generadoras así como la óptima expansión de la red de transmisión, de forma coordinada con las necesidades de cada uno de los diferentes centros de consumo del país.

La demanda bruta es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado. Esta demanda se integra por la demanda del servicio público así como la demanda atendida por centrales de autoabastecimiento y cogeneración que requieren servicios de transmisión y respaldo para ese fin.

La planeación de la capacidad adicional necesaria para satisfacer la demanda de energía eléctrica estimada para los próximos años, se realiza con base en la evaluación técnica y económica de las diferentes configuraciones de los proyectos, seleccionando los proyectos de generación y transmisión que maximizan el valor presente de la inversión.

La capacidad de reserva se define como la diferencia entre la capacidad efectiva de generación del sistema y la demanda máxima o demanda pico en un periodo. De acuerdo con este

concepto, para satisfacer la demanda de energía eléctrica adecuada y confiablemente, la capacidad del sistema debe ser mayor que la demanda máxima anual.

Por consiguiente, la importancia de la capacidad de reserva radica primordialmente en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica por las siguientes razones:

La capacidad del sistema está sujeta a reducciones como consecuencia de salidas programadas de plantas por mantenimiento y eventos fortuitos como fallas, degradaciones, fenómenos climatológicos, entre otros.

2.7 Definición de los grados de continuidad.

Como parte del análisis que hay que realizar en la confiabilidad de sistemas de distribución hay que considerar el grado de continuidad de suministro que debe ser función del tipo, importancia y características específicas de la carga servida. De acuerdo a esta premisa, los niveles de continuidad deberán ser establecidos de acuerdo a estos tres factores, independientemente de su localización; sin embargo la consideración de otros factores importantes, tales como aspectos económicos, características propias de los sistemas de distribución, localización de cargas con características totalmente diferentes en la misma zona, obligan en la mayoría de los casos a establecer los grados de continuidad en función de la zona típica del mercado. Para poder entonces definir o fijar los grados de continuidad requeridos en términos globales y puedan ser comparados con los índices obtenidos en diversos sistemas de distribución, es necesario establecerlos por bloques de consumidores que representen las diversas zonas atendidas. La adopción de estos índices de referencia permiten el análisis crítico comparativo entre la situación real de operación de un sistema de distribución y sus índices establecidos o bien con los de otros sistemas similares.

Existen varios criterios para el establecimiento de estos grados de continuidad dependerán de las políticas de diseño, servicio y operación de las compañías suministradoras. Los grados de continuidad se establecieron dentro de una escala de 1 a 4, siendo el valor más bajo o deficiente el grado 4; límite inferior mínimo que para este caso debe cumplirse.

En la clasificación que a continuación se presenta las zonas fueron divididas en seis tipos diferentes. Los parámetros utilizados para la clasificación reflejan más la energía requerida o suministrada en esta zona que la confiabilidad requerida; sin embargo, esto es justificable dada la relación que existe entre las grandes concentraciones de carga y sus necesidades de alto grado de continuidad.

2.8 Clasificación de zonas por tipo de consumidor.

Para identificación y mejor planeación de las necesidades de cada consumidor se realiza una clasificación de zonas que va acorde a las características de cada zona de consumo y que funciona como base en el diseño de los sistemas eléctricos.

Zona A.

Son zonas que se caracterizan básicamente por tener un número de consumidores mayor de 50,000; o un consumo de carga industrial superior a los 100,000 MWh/año; otras características típicas encontradas en estas zonas son:

- Alta densidad demográfica > 2,000 hab/km²
- Área urbana > 100 km²
- Crecimiento vertical acentuado
- Densidad de carga > 1.5 MVA/km²
- Grandes centros comerciales o industriales importantes.
- Baja densidad demográfica de 1,000 a 1,500 hab/km²
- Área urbana entre 10 y 40 km²

Zona B.

Aquellas zonas que representan de 20,000 a 50,000 consumidores, o en términos de carga industrial menor a los 100,000 MWh/año teniendo como características:

- Media densidad demográfica entre 1,500 a 2000 hab/ km²
- Área urbana entre 40 a 100 km²

- Densidad de carga > 1.5 MVA/km²
- Distribución no homogénea de industrias y centros comerciales
- Media densidad demográfica mayor de 1,500 hab/ km²
- Área urbana entre 5 a 10 km²

Zona C.

Estas zonas son aquellas zonas en donde tienen más de 5,000 consumidores industriales, otras palabras mas de 10,000 MWh/año. Características:

- Media densidad demográfica entre 1,00 a 1,500 hab/km²
- Área urbana entre 10 a 40 km²
- Densidad de carga entre 1 y 1.5 MVA/km²

Zona tipo D.

Estas se caracterizan por tener entre 1,000 a 5,000 consumidores industriales o un consumo industrial entre 2,500 a 10,000 MWh/año.

- Baja densidad demográfica entre 1,000 a 1,500 hab/km²
- Área urbana entre 3 a 10 km²

Zona tipo E.- Son zonas que se caracterizan básicamente por tener un número de consumidores comprendidos entre 200 y 1,000 y además:

- Baja densidad urbana entre 500 y 1,000 hab/km²
- Área urbana entre 1 a 3 km²

Zonas tipo F.

Zonas rurales que se caracterizan por tener menos de 200 consumidores: Baja densidad demográfica menor a 500 hab/km², área urbana desarrollada inferior a 1 km².

2.9 Clasificación de los grados de continuidad.

Los grados de continuidad es una medida en donde se fija para cada zona y sirven como referencia en el proceso de planeación y diseño de las redes.

Grado 1.- Es un valor que se considera ideal y una vez alcanzado requiere mínimas mejoras o instalación de equipo en la red.

Grado 2.- Significa que el sistema, a pesar de tener un buen desempeño admite mejoras o instalación de equipo que permita mayor flexibilidad en la operación y por ende menor número de consumidores afectados y menor tiempo de reparación.

Grado 3.- Este se define como el mínimo requerido para suministrar un servicio aceptable, un sistema de distribución con estas características admite mejoras sustanciales y su objetivo será siempre llegar al grado superior.

Grado 4.- Este define una condición de suministro indeseable y significa que el sistema requiere mejoras sustanciales en sus diseño, operación y mantenimiento.

2.10 Clasificación de prioridades.

En la actualidad, la vida cotidiana de un gran número de personas se rige bajo los procesos de producción y actividades que son dependientes en mayor o menor medida de la continuidad del suministro de energía eléctrica. Es aquí donde cobran importancia los índices de confiabilidad y además con la consideración de que no siempre reflejan el comportamiento del sistema de distribución a nivel del consumidor individual; por tanto, en ocasiones es necesario calcular la duración total y frecuencia de los interrupciones a consumidores especiales.

Consumidores con prioridad A.- Estos son aquellos para los cuales cualquier interrupción no programada, aunque ésta sea instantánea le ocasiona:

- Paralización total de sus actividades principales o de su proceso de producción que ocasiona pérdidas de su producto, en cualquiera de estos casos representará por tanto, perjuicios sociales para la comunidad o daños financieros para las empresas.
- Riesgos serios contra la vida humana.
- Dificultad en el retorno a las actividades normales del consumidor una vez que se restablezca la energía.

En esta prioridad se encuentran las empresas que manufacturan cables, papel, leche en polvo o café, industrias de vidrio, centro de procesamiento de datos, industrias textiles, emisoras de radio y televisión, hospitales y sistemas eléctricos de transporte colectivo.

Consumidores con prioridad B.- Son todos aquellos para los cuales las interrupciones no programadas ocasionan:

- Paralización de sus actividades principales, o en un proceso de producción, pérdidas del producto, en cualquiera de estos casos con pérdidas financieras importantes.

Aquí están las industrias con altos hornos, bancos, estaciones de bombeo, organismos gubernamentales. Para este tipo de consumidores las interrupciones programadas deber ser las mínimas posibles.

Consumidor con prioridad C.- son aquellos para los cuales una interrupción instantánea no les afecta; sin embargo, la falta de energía prolongada si representa daños serios en sus procesos de producción o actividades principales, en estos casos se encuentran instituciones gubernamentales, centros comerciales importantes, hoteles, cines y teatros, etc.

Consumidores con prioridad D.- son todos los consumidores no considerados en las clasificaciones anteriores y generalmente serán consumidores domésticos o pequeños comercios.