TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

DESARROLLO DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE EN ARGENTINA

Autor: Guillermo Arslanian

Tutor Externo: Ing. Pedro Rosenfeld
Tutor Interno: Ing. Pedro del Campo

2010

RESUMEN EJECUTIVO

Esta tesis tiene como objetivo analizar la factibilidad del desarrollo de una red eléctrica inteligente o “Smart Grid” en Argentina.

Para lograr este objetivo, en primer lugar se analiza la red eléctrica actual, identificando las principales falencias y oportunidades de mejora. Particularmente dentro de la red actual, se analiza la generación, el comportamiento de la demanda, la transmisión y la distribución. A su vez, se analizan las tecnologías actuales de la red y los sistemas de comunicación así como también las regulaciones tarifarias actuales.

En segundo lugar, se presenta la tecnología de las redes eléctricas inteligentes, las regulaciones tarifarias necesarias y se identifican los principales beneficios de dicha aplicación para los distintos actores de la red; clientes, empresas de generación, transmisión, distribución y gobierno.

Por otro lado, se analizan una serie de indicadores socioeconómicos para comprender la situación energética internacional, para este estudio se seleccionaron algunos países representativos de Norteamérica, Europa, Asia y varios países de Latinoamérica para entender el contexto en el que está inmersa la Argentina. A su vez, se analiza el estado de la situación actual del “Smart Grid”, así como también los principales inconvenientes que surgieron en los comienzos de dicho desarrollo a nivel mundial.

Asimismo, se realiza una propuesta de acción haciendo particular hincapié en las tecnologías, regulaciones y rol del Estado, generación limpia y generación distribuida.

Por último, se realiza un estudio económico para cuantificar la factibilidad del desarrollo de una red inteligente en Argentina. Para esto, se contemplan los principales ahorros y egresos de capital y mediante la confección de un flujo de fondos se realiza una evaluación del proyecto.

EXECUTIVE SUMMARY

This thesis aims to analyze the feasibility of developing a Smart Grid in Argentina.

To achieve this goal, in the first place, there is a study of the current grid, identifying key gaps and opportunities for improvement. Particularly within the current grid, there is a study of the generation, demand behavior, transmission and distribution. Additionally, there is an analysis of the current network technologies and communication systems as well as the current tariff regulations.

Secondly, it presents the technology of Smart Grids, necessary tariff regulations and identifies the main benefits of this application to the various actors in the electrical network; clients, generation, transmission, distribution and government.

On the other hand, there is an analysis of economic indicators to understand the international energy situation, for this study were selected countries representing North America, Europe, Asia and several Latin American countries in order to understand the context in which Argentina is immersed in. Also there is an analysis of the main applications of Smart Grids in the world, as well as the major inconveniences that occurred at the beginning of the development of this technology.

Furthermore, it presents an action proposal particularly on the technologies, regulations and role of the state, green generation and distributed generation.

Finally, there is an economic study to quantify the feasibility of developing a Smart Grid in Argentina. For this, it covers the main savings and inflows of capital and by producing a cash flow provides an assessment of the project.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer principalmente a mi familia, por su apoyo incondicional a lo largo de mi carrera en el ITBA.

A mis tutores, Ing. Pedro del Campo e Ing. Pedro Rosenfeld por su ayuda y consejos en el desarrollo de la tesis.

A las autoridades y personal de Edenor S.A. por abrirme las puertas de la empresa brindándome la información necesaria para poder realizar este proyecto.

ÍNDICE GENERAL

I. INTRODUCCIÓN 1

II. RED ELÉCTRICA ACTUAL 3

II-1. INTRODUCCIÓN 3

II-2. GENERACIÓN 5

II-2.1. FIJACIÓN DE PRECIO PARA LOS GENERADORES 9

II-3. DEMANDA 10

II-3.1. PRINCIPALES ÁREAS DE DEMANDA 13

II-3.2. PÉRDIDAS 14

II-3.3. CURVA DE CARGA DIARIA 17

II-4. TRANSMISIÓN 19

II-4.1. CARACTERÍSTICAS DE LA RED ACTUAL 19

II-4.2. TRANSFERENCIAS EN CORREDORES DE 500 KV 20

II-4.3. AMPLIACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE 21

II-5. DISTRIBUCIÓN 21

II-6. CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO 23

II-6.1. CALIDAD DE SERVICIO 23

II-6.2. CALIDAD DE PRODUCTO 24

II-7. TECNOLOGÍA Y COMUNICACIÓN 25

II-8. REGULACIÓN TARIFARIA 26

III. SMART GRID 29

III-1. ¿QUÉ ES "SMART GRID"? 29

III-2. TECNOLOGÍA 30

III-2.1. TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN 30

III-2.2. TELEMEDICIÓN 33

III-2.2.A. COMPONENTES DEL SISTEMA DE TELEMEDICIÓN 34

III-2.2.A.1. MEDIDORES 34

III-2.2.A.2. COMUNICACIÓN 36

III-2.2.A.3. SISTEMA DE GESTIÓN INFORMÁTICO 36

III-3. TARIFICACIÓN 36

III-4. BENEFICIOS 37

III-4.1. CLIENTES 37

III-4.1.A. EFICIENCIA PARA EL CLIENTE 37

III-4.1.B. GENERACIÓN DISTRIBUIDA 38
III-4.1.C. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 38
III-4.1.D. CASA INTELIGENTE 38
III-4.2. GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN 40
III-4.2.A. DESPACHO DE ELECTRICIDAD 40
III-4.2.B. APLANAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA 40
III-4.2.C. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 40
III-4.2.D. SEGURIDAD 41
III-4.2.E. GENERACIÓN LIMPIA 41
III-4.3. GOBIERNO 41
III-5. RESUMEN 42
IV. SITUACIÓN INTERNACIONAL 43
IV-1. SITUACIÓN ENERGÉTICA 43
IV-2. ESTADO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL "SMART GRID" 48
IV-2.1. PRUEBAS PILOTO 49
IV-2.2. TELEMEDICIÓN 50
IV-2.3. POSTES DE RECARGA DE AUTOS HÍBRIDOS PLUG-IN Y ELÉCTRICOS 52
IV-2.4. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA 52
IV-2.5. CHINA 52
IV-2.6. POLÍTICAS DE ESTADO 52
IV-3. PRINCIPALES INCONVENIENTES 53
V. PROPUESTAS DE ACCIÓN 55
V-1. TECNOLOGÍAS 55
V-1.1. MEDIDORES ELECTRÓNICOS 55
V-1.2. TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN 56
V-2. REGULACIONES Y ROL DEL ESTADO 57
V-2.1. TARIFICACIÓN 58
V-3. GENERACIÓN LIMPIA 62
V-4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA 63
VI. ESTUDIO ECONÓMICO 65
VI-1. BENEFICIOS 65
VI-1.1. COSTOS DE EXPLOTACIÓN 68
VI-1.2. RECUPERO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA 69
VI-1.3. FACTURACIÓN POR RECUPERO DE FRAUDES 69

VI-1.4. Curva de Carga 70
VI-2. Egresos de Capital 72
VI-3. Flujo de Fondos 74
VI-4. Evaluación del Proyecto 75
VI-4.1. Valor Actual Neto (VAN) 75
VI-4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR) 75
VI-4.3. Período de Repago 76
VI-5. Resumen 77
VII. CONCLUSIONES 79
VII-1. Propuesta 80
VII-1.1. Regulaciones 80
VII-1.2. Pruebas Piloto 80
VII-1.3. Medidores Electrónicos 81
VII-1.4. Recursos Humanos 81
VIII. BIBLIOGRAFÍA 83
IX. ANEXOS 87
IX-1. Anexo 1: Limites Calidad de Servicio 87
IX-1.1. Limites Individuales 87
IX-1.2. Limites Medios 87
IX-2. Anexo 2: Limites Calidad de Producto 89
IX-2.1. Variaciones Lentas de Tensión. 89
IX-2.2. Perturbaciones. 89
IX-2.2.a. Armónicos de tensión 89
IX-2.2.b. Flicker 90
IX-3. Anexo 3: Cuadro tarifario a aplicar por EDENOR S.A. y EDESUR S.A. 91
IX-4. Anexo 4: Tecnologías de Comunicación 93
IX-5. Anexo 5: Flujo de Fondos 95

I. INTRODUCCIÓN

La creciente importancia que tuvo la electricidad para el desarrollo mundial durante el último siglo trajo consigo un aumento en la necesidad de generación, siendo la principal fuente de energía la combustión de combustibles fósiles, generando una gran cantidad de gases contaminantes. A su vez, el hecho de que la principal fuente de energía provenga de recursos no renovables, sumado al factor de que las redes eléctricas actuales se basan en sistemas de comunicación parciales, sin intercambio de información, pone en duda la sustentabilidad futura de esta tecnología.

Por otro lado, es importante mencionar que la carga que sufren las redes de transmisión y distribución varía en función de la hora del día y de la estación del año. Si las temperaturas aumentan mayor cantidad de gente enciende su aire acondicionado, por lo que el área en su conjunto requiere más potencia, y dado que las plantas de generación sólo pueden suministrar una determinada potencia el sistema en su conjunto colapsa. En el pasado la única forma de solucionar este problema era simplemente expandiendo la red construyendo mas plantas de generación, repercutiendo directamente en los costos de la electricidad.

Por último, cabe destacar que los consumidores son cada vez más exigentes con la calidad de sus servicios así como también por las tarifas que deben abonar por los mismos, y los gobiernos mediante códigos regulatorios y normativas gubernamentales penalizan más las interrupciones del servicio.

Como se puede observar nos encontramos frente a una red eléctrica parcialmente obsoleta y deficiente. Esta presenta innumerables oportunidades de mejora como por ejemplo:

- Optimización de la capacidad de la red de transmisión y distribución, es decir, un mejor despacho aprovechando toda la generación.
- Reducción de utilización de combustibles fósiles y de las emisiones de carbono, por la inclusión de tecnologías de generación limpia y un consumo más eficiente, como por ejemplo energía eólica o solar.
- Empleo de generación distribuida.
- Participación de los clientes, ya que, el conocimiento de la tarificación y el consumo, les permitirá gestionar racionalmente su uso de energía y lograr la reducción de costo asociado brindándole la posibilidad de controlar su factura.

- Información en tiempo real para optimizar la operación de las redes del sistema eléctrico.
- Rápida acción sobre la red ante agresiones naturales o intencionales, reconociendo y aislando el lugar del incidente.

Todos estos beneficios llevan a una optimización de las inversiones y los costos de exploración, mejor calidad de servicio y una mejora en el medio ambiente. Esto se puede alcanzar mediante la implementación de una red eléctrica inteligente o “Smart Grid”.

La periodista Patricia Luna escribió para la Revista de Red eléctrica de España: “…si Edison levantara la cabeza y pudiera pasear por la realidad del 2009 se quedaría fascinado por el avance de ciertas tecnologías: teléfonos móviles, iPods, portátiles, conexiones wi-fi… Pero en cambio, se movería como un pez en el agua al observar el diseño, los componentes y la tecnología utilizada en las actuales redes eléctricas.”

Es por esto que el siguiente trabajo tiene por finalidad analizar las redes eléctricas actuales para posteriormente realizar un estudio técnico económico sobre la factibilidad de aplicación de una red eléctrica inteligente en Argentina. Se realizará un análisis de la situación internacional y local, contemplando los beneficios para los distintos actores intervinientes; gobierno, consumidores, y empresas de generación, transmisión y distribución y posteriormente se realizarán conclusiones respecto a posibilidades reales y horizontes temporales para la aplicación en Argentina.

II. RED ELÉCTRICA ACTUAL

II-1. Introducción

A principios de la década del 90, el sistema de energía eléctrica de la Argentina estaba experimentando graves problemas financieros y operacionales. Había constantes problemas de apagones, que empeoraron durante los periodos secos debido a la gran proporción de generación hidroeléctrica en el sistema, esto trajo consigo que una gran cantidad de consumidores comenzarán a robar electricidad. Para ese entonces, el sistema eléctrico estaba bajo la administración del Gobierno Nacional y/o de las autoridades provinciales, quienes no realizando las inversiones y el mantenimiento adecuado llevaron al sistema al borde del colapso.

Dentro del programa de reforma del Estado y Privatizaciones de la República Argentina impulsado por el presidente Dr. Carlos Menem (electo en 1989) y liderado por el ministro de economía Dr. Domingo F. Cavallo, el sistema Eléctrico ocupó un rol preponderante. El decreto presidencial N° 634 promulgado en Marzo de 1991 y aprobado en Enero de 1992, bajo la Ley N°24.065 (“Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico”), crearon el marco legal necesario para la participación de operadores privados y sirvió como base para la reestructuración y privatización del Sector.

En 1992, el sector de energía eléctrica fue privatizado y desregulado. La generación, transmisión y distribución fueron divididas en mercados independientes.

Los “Generadores” son los operadores de centrales generadores de electricidad, que despachan energía eléctrica al SIN[1]. Dichas centrales pueden ser; Hidráulicas, Térmicas y Nucleares.

Los “Transmisores” son los operadores que toman a su cargo el sistema de transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. El sistema de transmisión esta básicamente compuesto por el cableado y las estaciones transformadoras y reguladoras de tensión necesarias para transmitir la energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo.

Por último, los “Distribuidores” son los operadores encargados de administrar los sistemas de distribución de energía eléctrica dentro de los centros de consumo. Dicha distribución se realiza generalmente en baja tensión.

[1] Sistema Interconectado Nacional

A continuación se presenta en la *Figura II-1* un esquema sencillo de cómo es el sistema de suministro eléctrico.

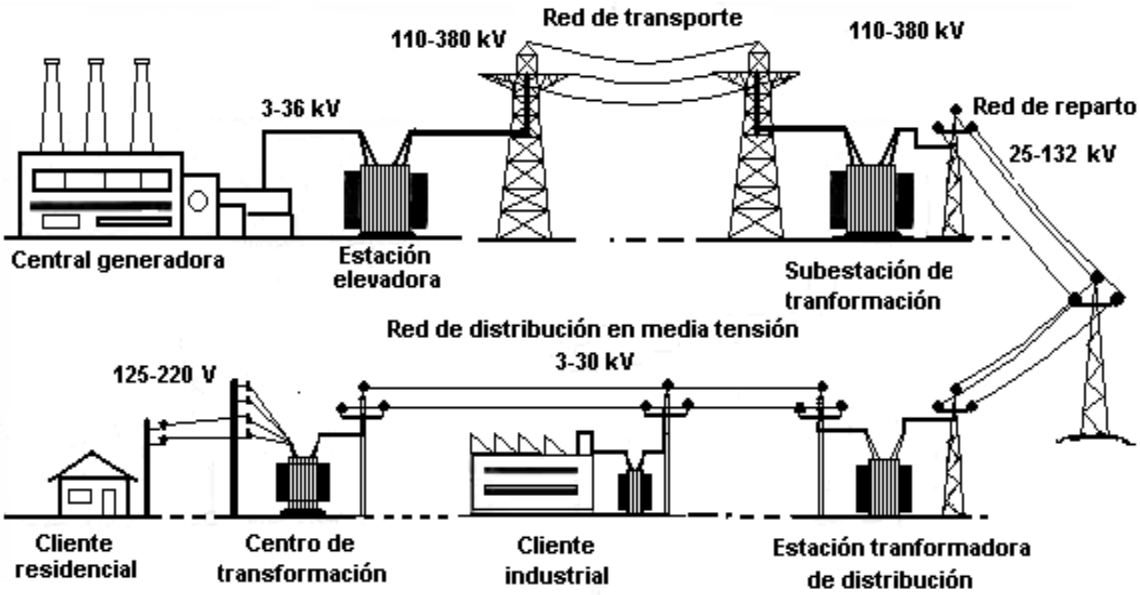


Figura II-1. Esquema del Sistema de suministro eléctrico. Fuente: Wikipedia.org

Como resultado de la independización de las figuras anteriores de acuerdo a lo previsto en el art. 35 de la ley 24065 el decreto 1192 de julio de 1992 dispuso la creación de CAMMESA[2], un ente para que administre y supervise el normal funcionamiento del sistema. Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SIN. Por otro lado, en 1993 por la Ley N°24.065 se crea el ENRE[3], un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras Edenor, Edesur y Edelap) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión.

[2] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
[3] Ente Regulador de la Energía Eléctrica

II-2. Generación

El sector eléctrico Argentino constituye el tercer mayor mercado de energía en América Latina, detrás de México y Venezuela. Los generadores se dividen en ocho regiones: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Buenos Aires/Gran Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). En la *Figura II-2* se pueden observar ubicación geográfica de las distintas regiones.

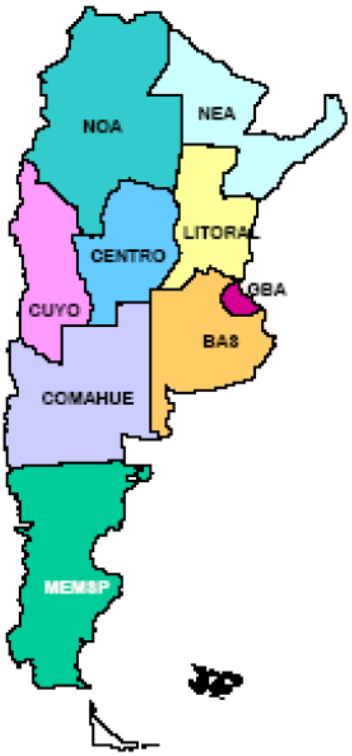


Figura II-2. Regiones de Generación en Argentina. Fuente: CAMMESA.

La Argentina se basa principalmente en la generación térmica e hidroeléctrica. En la *Tabla II-1* se presentan las potencias instaladas[4] en Argentina por región y tipo de generación.

[4] Potencia Instalada = Potencia Efectiva de Agentes Generadores y Cogeneradores

Potencia Instalada (MW)					
Región	Nuclear	Hidroeléctrica	Térmica convencional	**Total**	%Total
CUY	0	868	584	**1452**	5,9%
COM	0	4647	1319	**5966**	24,4%
NOA	0	220	2031	**2251**	9,2%
CEN	648	918	710	**2276**	9,3%
GBA-LIT-BAS	357	945	10027	**11329**	46,4%
NEA	0	2040	94	**2134**	8,7%
PAT	0	519	299	**818**	3,4%
TOTAL	**1005**	**10156**	**13245**	**24406**	**100%**
% TOTAL	4%	39%	57%	**100%**	

Tabla II-1. Potencia Instalada en Argentina al 31/12/2008. Fuente: CAMMESA

Como se puede observar el 57% de la energía se genera con plantas a combustible fósil, el 39% en plantas hidroeléctricas y un 4 % en plantas nucleares, siendo las fuentes de energía renovables apenas explotadas.

En la *Figura II-3* se observan las principales áreas de generación.

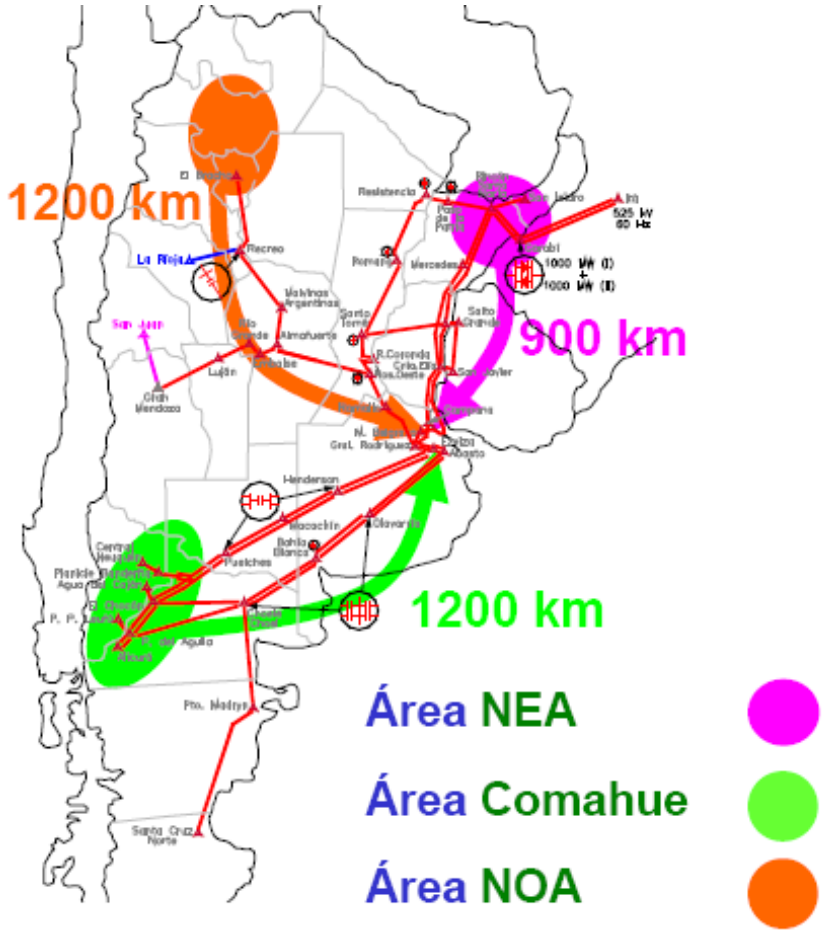


Figura II-3. Principales áreas de generación. Fuente: Informe Transener y Transba.

Por otro lado, se presentan a continuación en la *Tabla II-2* los intercambios de energía con los países vecinos y la evolución de la generación por tipo en la *Tabla II-3* y el *Gráfico II-1*.

	Importación (GWh)	Exportación (GWh)
Brasil	1278	785
Paraguay	481	0
Uruguay	16	834
Total	**1774**	**1618**

Tabla II-2. Importaciones Exportaciones de Energía al 31/12/2008. Fuente: CAMMESA

Se puede observar que existe un equilibrio entra la importación y la exportación.

Evolución de Generación Anual (Gwh)					
	Nuclear	Hidroeléctrica	Térmica	Importación	Total
1992	7091	19805	24891	2267	**54054**
1993	7750	23609	25877	1212	**58448**
1994	8290	27996	25856	334	**62476**
1995	7118	28326	28933	310	**64687**
1996	7516	25758	35199	278	**68751**
1997	8029	32864	32433	448	**73774**
1998	7437	32253	34885	1914	**76490**
1999	6586	26539	42441	310	**75877**
2000	5731	33760	43248	1011	**86750**
2001	6541	41507	36510	1450	**86007**
2002	5393	41090	32642	2210	**81334**
2003	7025	38717	39466	1234	**86442**
2004	7313	35133	49399	1441	**93286**
2005	6374	39213	51351	1222	**98160**
2006	7153	42987	53928	559	**104627**
2007	6721	37290	61012	3459	**108482**
2008	6849	36882	66877	1774	**112382**

Tabla II-3. Evolución de Generación Anual al 31/12/2008. Fuente: CAMMESA

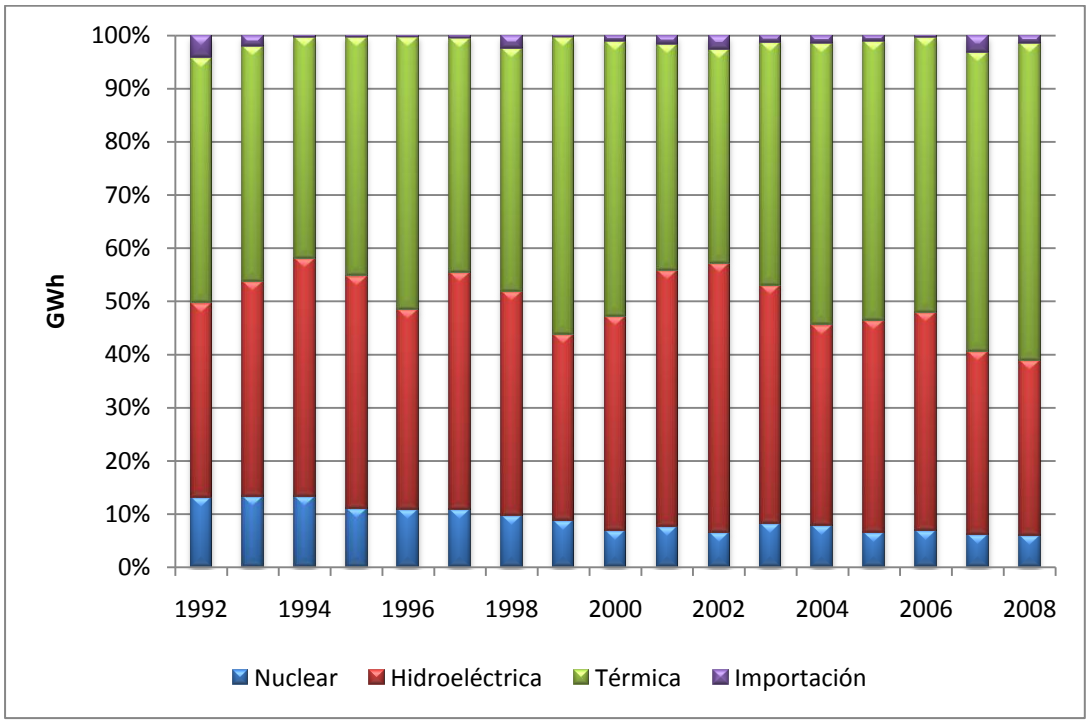


Gráfico II-1. Evolución de Generación Anual.

Como se puede observar en el *Gráfico II-1* la proporción de generación térmica fue aumentando año a año, mientras que la generación hidroeléctrica y nuclear fue disminuyendo.

Finalmente, cabe destacar que en la actualidad no hay generación distribuida en Argentina. La generación distribuida es aquella que se conecta a la red de distribución y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Es una nueva tendencia en la generación de calor y generación eléctrica, que permite a los consumidores generar calor o electricidad para sus propias necesidades y enviar la corriente eléctrica sobrante de vuelta a la red de energía eléctrica o compartir el exceso por una red eléctrica distribuida.

II-2.1. Fijación de Precio para los Generadores

CAMMESA es la encargada de programar y coordinar el despacho de las distintas unidades de Generación del SIN. De acuerdo al costo marginal de producción de cada generador y la demanda en el mercado se coordina el despacho.

Al inicio de cada trimestre cada generador declara su costo marginal de producción en Dólares Estadounidenses, para el próximo período. En función de la demanda existente de electricidad CAMMESA comienza a despachar a los generadores necesarios para cubrir dicha demanda. Los primeros en ser despachados son aquellos que declaran un menor costo marginal de producción. Finalmente, cuando la oferta iguala a la demanda se detiene la incorporación de nuevos generadores al sistema.

El precio “spot” lo fija el último generador despachado, por lo que el precio que los generadores reciben por la energía eléctrica entregada al sistema es igual al costo marginal de producción del último generador despachado multiplicado por un factor de nodo (menor a uno) que implica el costo de transmisión de dicha energía. El precio varía en forma horaria dado que en función de la demanda entran y salen de funcionamiento distintos generadores. Además de la retribución del precio spot el generador recibe una compensación fija adicional por MWh despachado.

Existen consideraciones especiales en algunas regiones geográficas dónde existen restricciones para la transmisión de energía, es decir, donde la capacidad de generación es mayor que la de transmisión. En estos casos se establece un sistema de ‘precios locales’ dentro de dicha región que resulta en un precio “spot promedio” dentro de dicha región inferior al del resto del mercado (10 a 20% por debajo del resto del mercado).

II-3. Demanda

La demanda en Argentina fue creciendo significativamente año tras año como se puede apreciar en el *Gráfico II-2*. Sin embargo, hubo una notable disminución en el 2002 que se puede atribuir a la fuerte crisis Argentina que llevo al cierre de una gran cantidad de empresas. Como se puede observar en el *Gráfico II-3* que se presenta a continuación hay una significativa correlación entre el crecimiento de la demanda y la evolución del PBI.

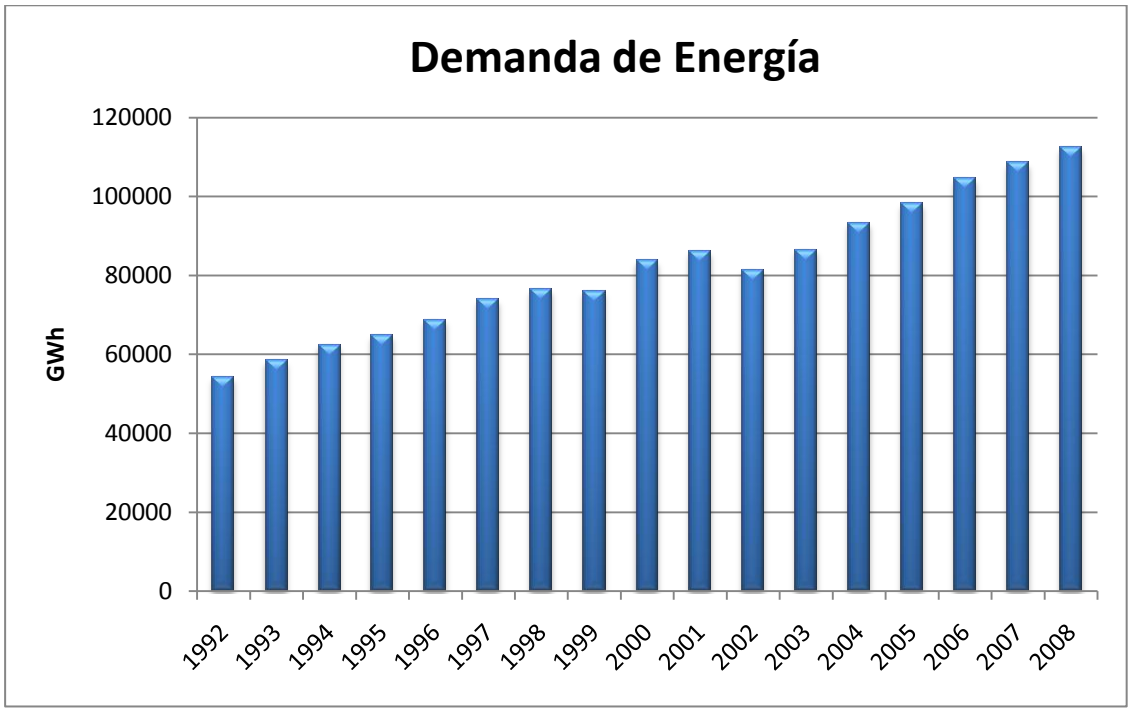


Gráfico II-2. Evolución anual de la Demanda Local. Fuente: CAMMESA y propia.

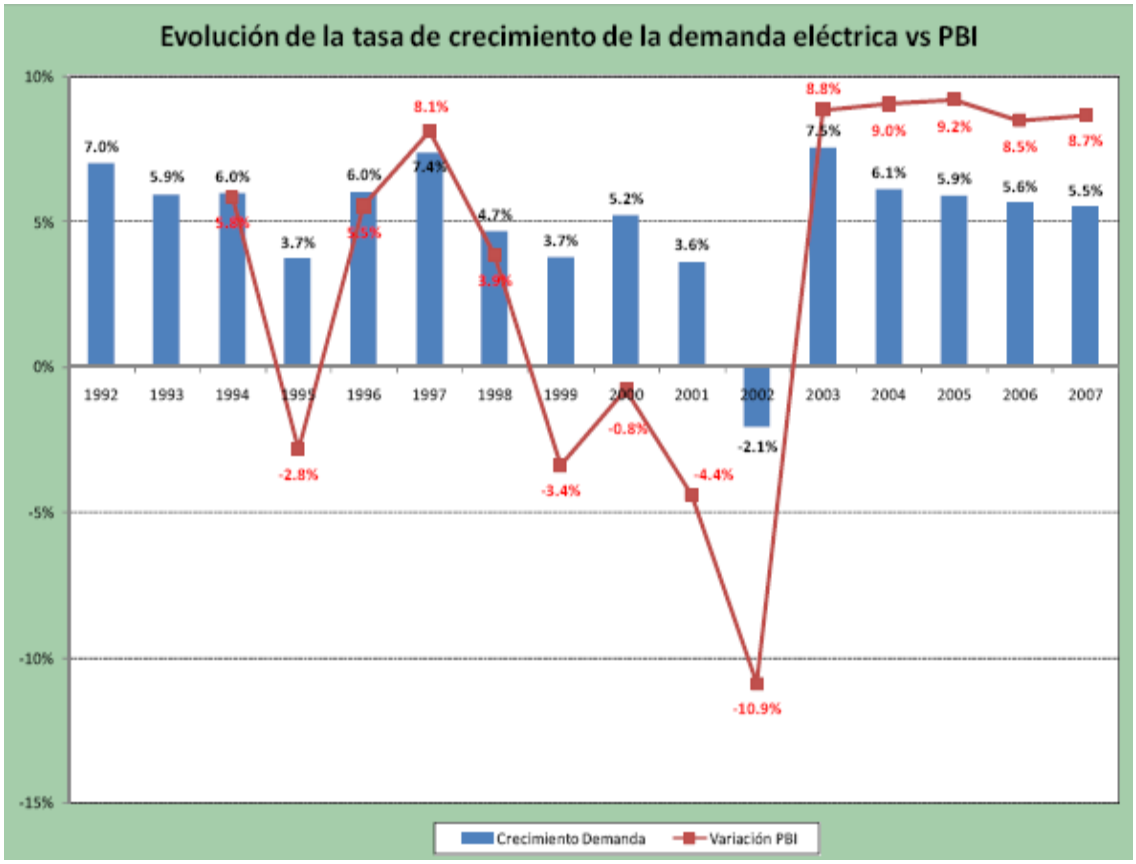


Gráfico II-3. Evolución Crecimiento Interanual de la demanda. Fuente: CAMMESA.

Por otro lado, en el *Gráfico II-4* se presenta la evolución de la potencia máxima anual desde 1992, que fue creciendo hasta alcanzar un máximo en el 2007 de 18345 MW.

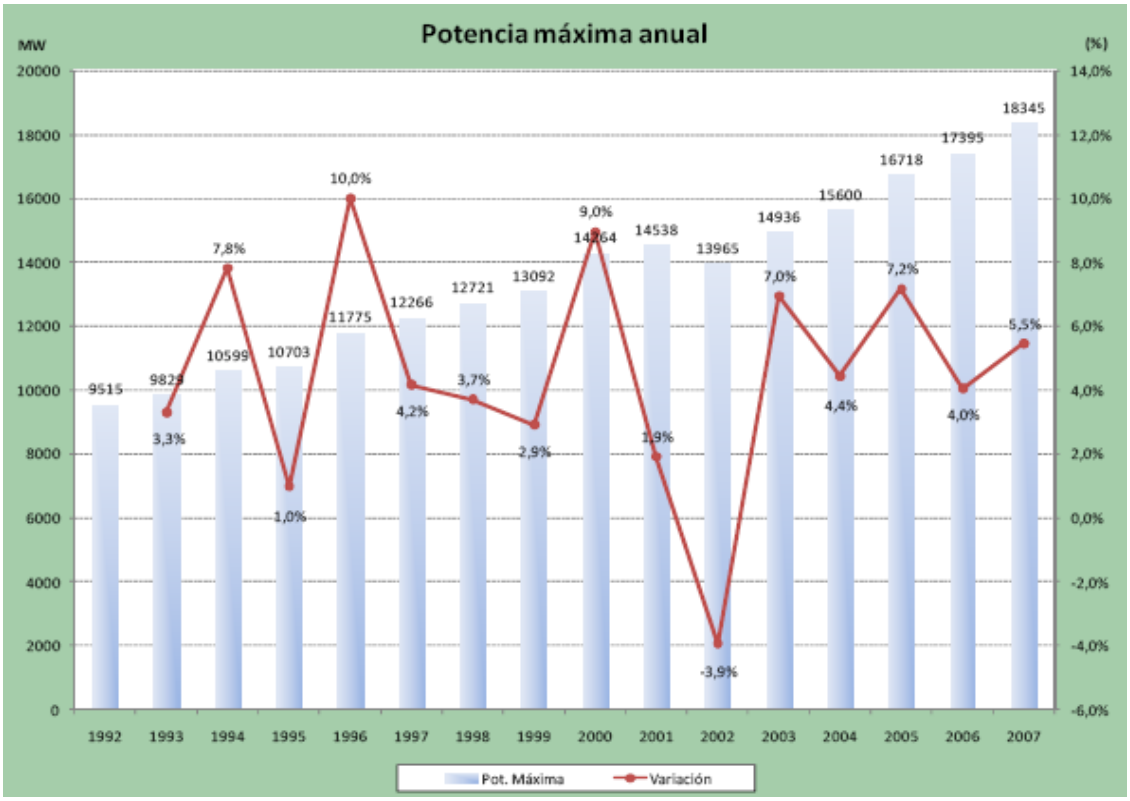


Gráfico II-4. Evolución Crecimiento Interanual de la Potencia Máxima Bruta. Fuente: CAMMESA.

Utilizando una recta de tendencia de las potencias máximas mensuales desde Enero de 1996 hasta Enero del 2010 se puede observar una marcada tendencia creciente, con una tasa media de crecimiento de 4.5%. Esta tendencia se presenta en el *Gráfico II-5*.

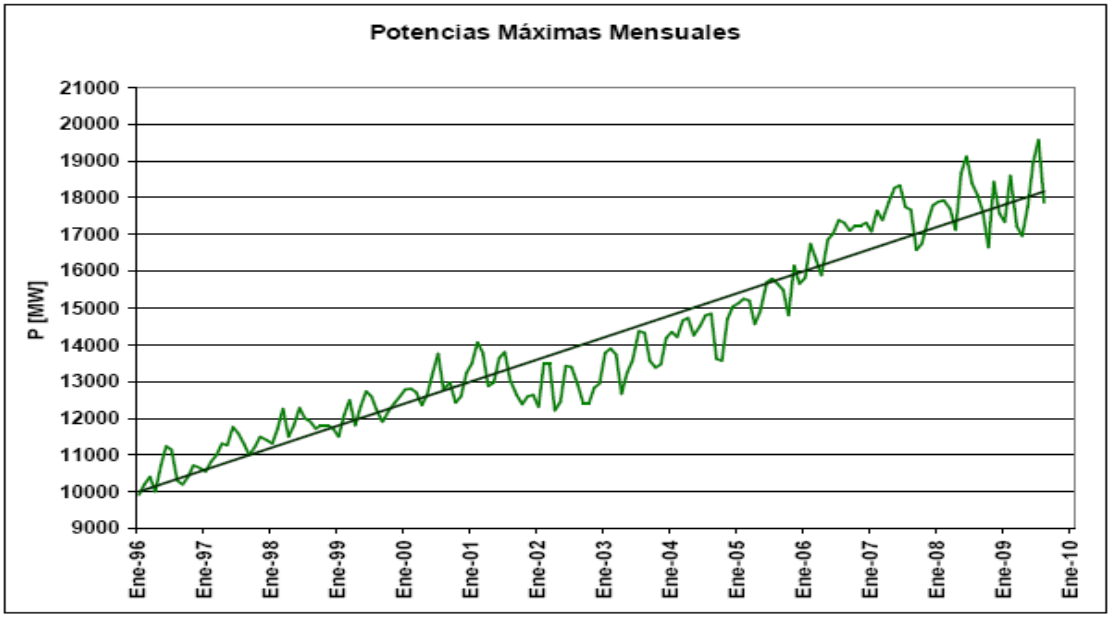


Gráfico II-5. Potencias máximas mensuales. Fuente: Informe Transener y Transba.

Siguiendo esta tendencia se estima que la demanda pico de potencia para el 2009 será de 19566 Mw, para el 2015 de 25480 Mw (5914Mw más que en el 2009) y para el 2025 de 39570Mw (20004 Mw más que en el 2009)

II-3.1. Principales áreas de Demanda

Las principales áreas de demanda son, Gran Buenos Aires, Buenos Aires y Litoral. En el *Gráfico II-6* se presenta la distribución porcentual de la demanda.

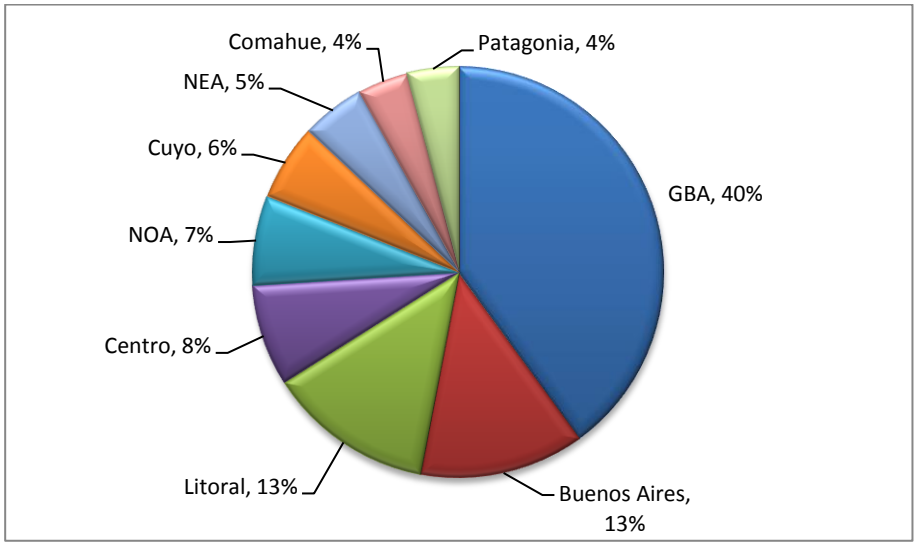


Gráfico II-6. Demanda Porcentual por Región.

A su vez, en la *Figura II-4* se puede observar la ubicación geográfica de las principales áreas de demanda.

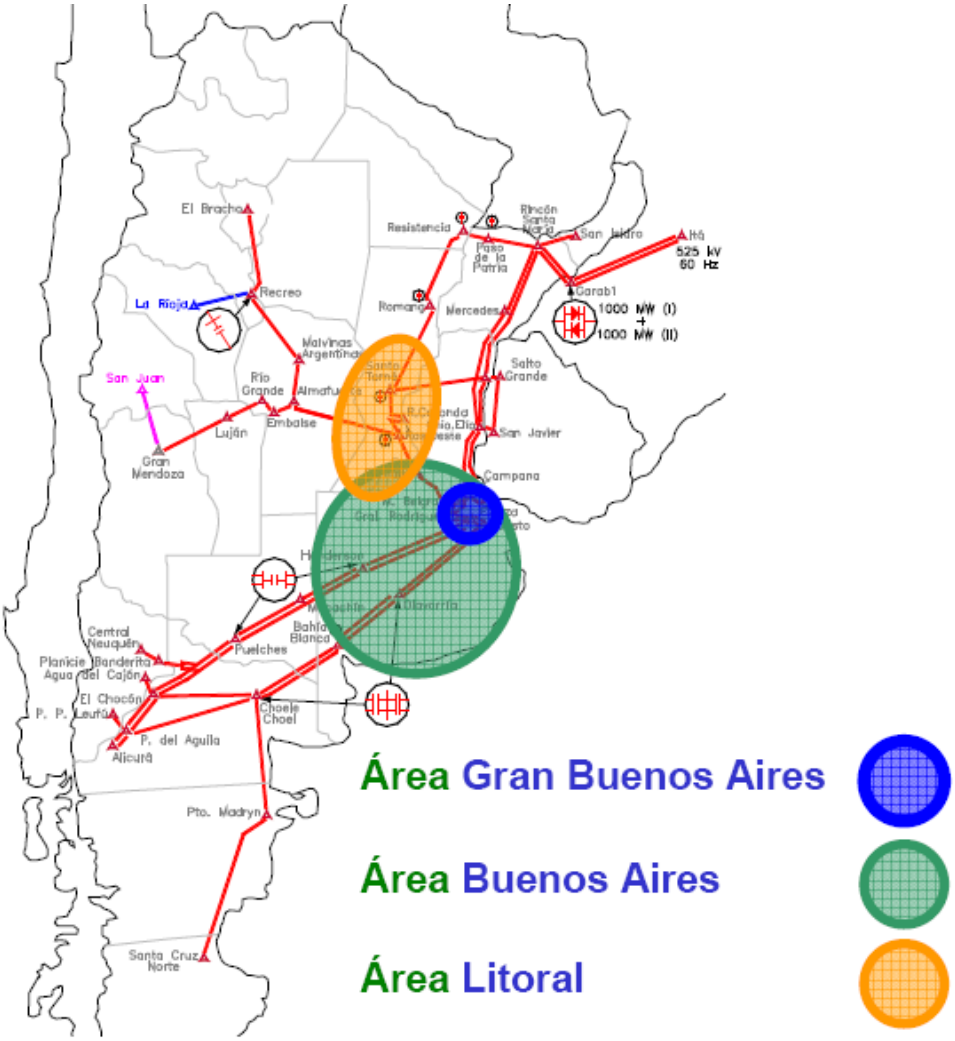


Figura II-4. Principales áreas de Demanda. Fuente: Informe Transener y Transba.

II-3.2. Pérdidas

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas se deben a problemas físicos, es decir, resistencia en los transformadores y conductores que no son ideales, y las pérdidas no técnicas se deben al hurto de electricidad. Todas las pérdidas de energía tienen efectos adversos para las compañías de distribución, dado que debido a ellas, se encuentran obligadas a comprar energía adicional para satisfacer la demanda aparente, con lo cual se incrementan los costos.

A continuación se presenta en el *Gráfico II-7* la tasa anual móvil de pérdida de energía para una de las compañías de distribución y comercialización más importantes del país.

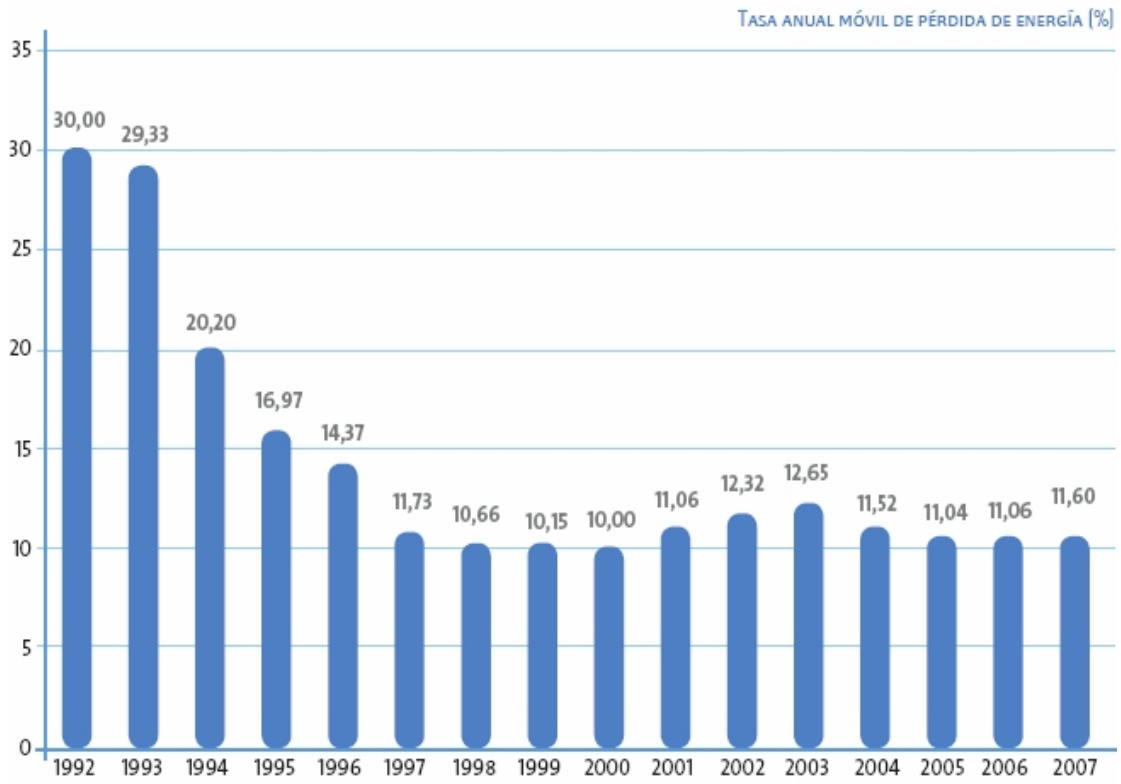


Gráfico II-7. Tasa anual móvil de pérdida de energía. Fuente: Edenor S.A.

Se puede observar que a partir de la gestión privada, hubo una significativa disminución de las pérdidas llegándose a un mínimo en el año 2000. Esto se puede atribuir a las iniciativas de las empresas, en el combate de las pérdidas no técnicas y también en las obras de remodelación y modernización de las redes de distribución.

Por otro lado, en el período 2000-2004 hubo un aumento en las pérdidas, principalmente no técnicas, que refleja la situación particular por la que pasó Argentina. En algunos casos las pérdidas no fueron tales, sino que se debe a la decisión de las empresas de asumir la energía no cobrada como pérdidas.

Según un estudio realizado por MR Consultores sobre la base de consultas individuales a 25 empresas de distribución, se obtuvieron los valores porcentuales correspondientes a pérdidas técnicas y no técnicas que se presentan en el *Gráfico II-8*. Cabe mencionar que no son valores que se encuentren publicados por lo que deben ser tomados a título indicativo.

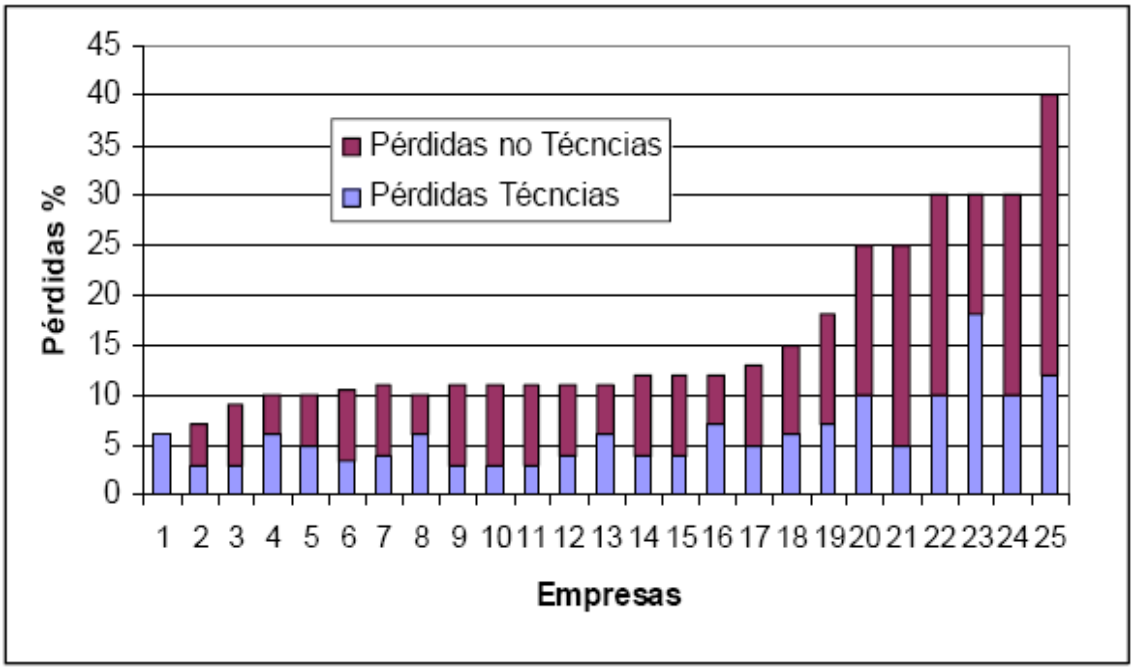


Gráfico II-8. Pérdidas técnicas y no técnicas. Fuente: Estudio de pérdidas en compañías de distribución de electricidad de Argentina.

El 72% de las empresas tienen una pérdida total debajo del 15%; 28% de las empresas tienen pérdidas totales con valores entre 18 y 30 % y hay una con 40%. En promedio las pérdidas totales rondan el 15,7%.

En cuanto a las pérdidas técnicas el 92% de las empresas tienen valores debajo del 10% y el promedio de las empresas es de 6%. Por otro lado, el promedio de pérdidas no técnicas es de 9.5%.

II-3.3. Curva de Carga Diaria

En las curvas de carga diaria correspondientes al verano e invierno del 2008 que se presentan en los *Gráficos II-9* y *II-10* se pueden observar los distintos segmentos: pico (18 a 23 hs.), valle (23 a 05 hs.) y resto (5 a 18 hs.). A continuación se adjuntan los gráficos correspondientes.

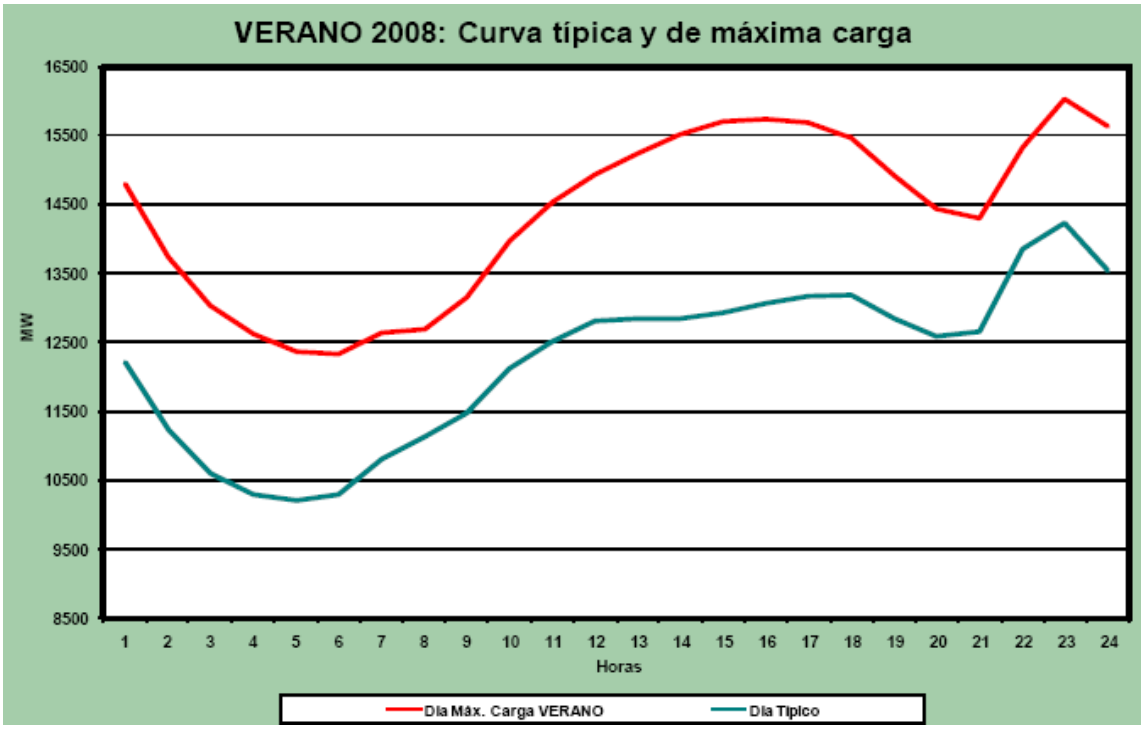


Gráfico II-9. Curva de carga verano 08. Fuente: CAMMESA.

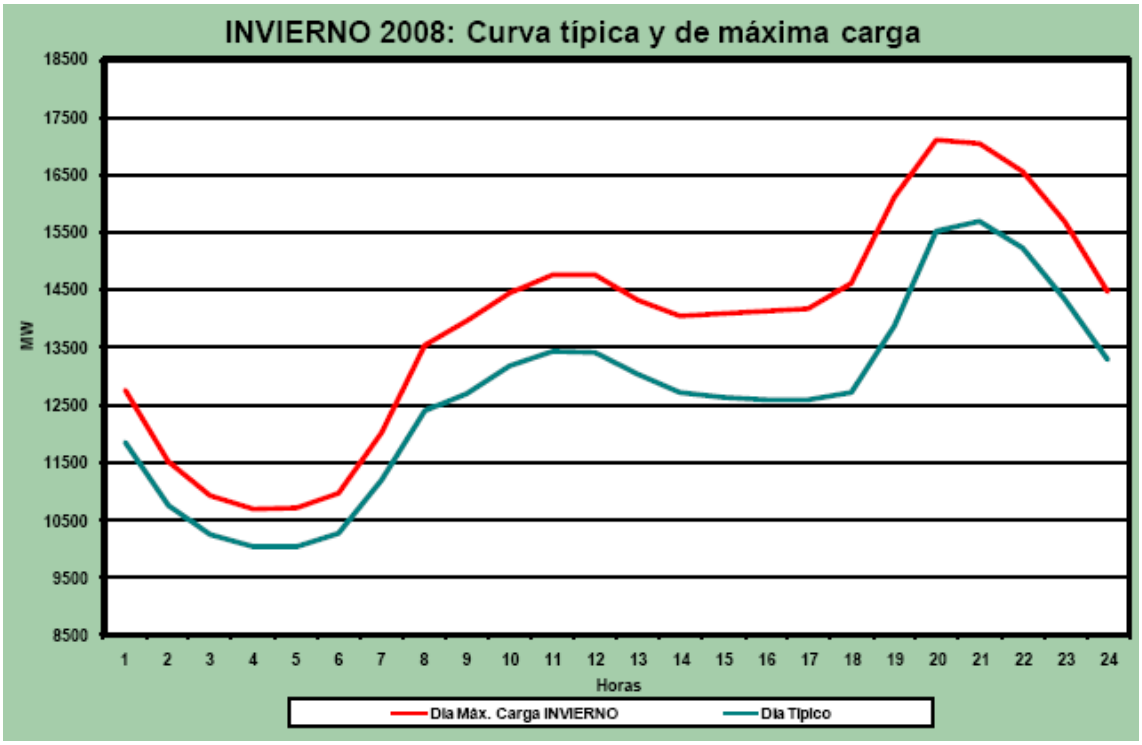


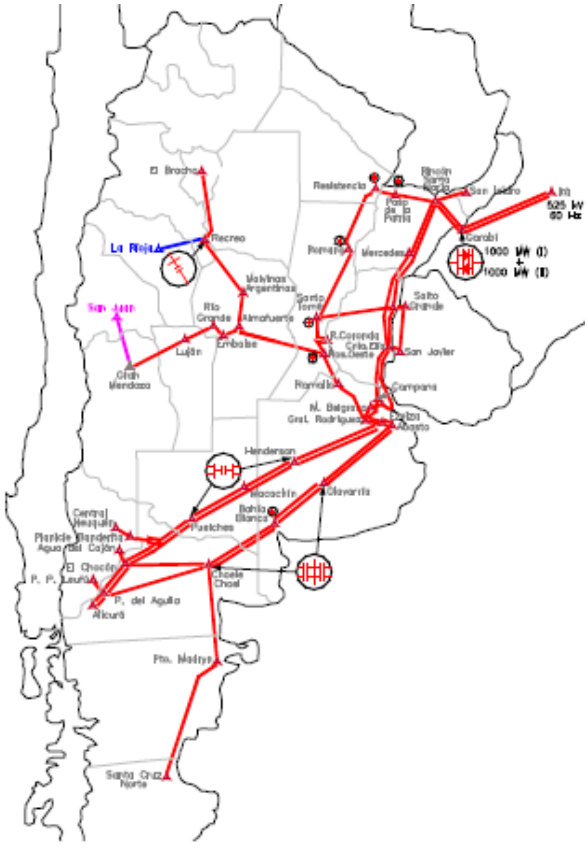
Gráfico II-10. Curva de carga invierno 08. Fuente: CAMMESA.

Como se puede apreciar, existe una gran diferencia entre el pico y el valle. A raíz de este pico máximo, las empresas deben estar dimensionadas para poder satisfacer ese dicha potencia, lo que repercute en grandes inversiones e impacta significativamente en el costo de generación.

II-4. Transmisión

II-4.1. Características de la red actual

En la *Figura II-5* se puede observar la disposición geográfica de la red actual.



Longitud total de líneas de 500 kV	11283 km
Cantidad de EETT 500 kV	42
Capacidad de Transformación	15200 MVA

Figura II-5. Red Actual. Fuente: Informe Transener y Transba.

Cabe mencionar que la configuración de la red actual es básicamente radial, con escasas conexiones. Se caracteriza por recorrer grandes distancias con pocos vínculos, es decir, pocas fuentes de generación.

II-4.2. Transferencias en corredores de 500 kV

La alta generación hidráulica de Yacyretá y Salto Grande, junto con la importación de Brasil producen una alta exportación desde NEA hacia Litoral y GBA. Por otro lado, la baja demanda y alta generación hidráulica en la región de Comahue resultan en una alta exportación de Comahue hacia GBA (principalmente en horas pico). En la *Figura II-6* se pueden observar geográficamente dichas transferencias.

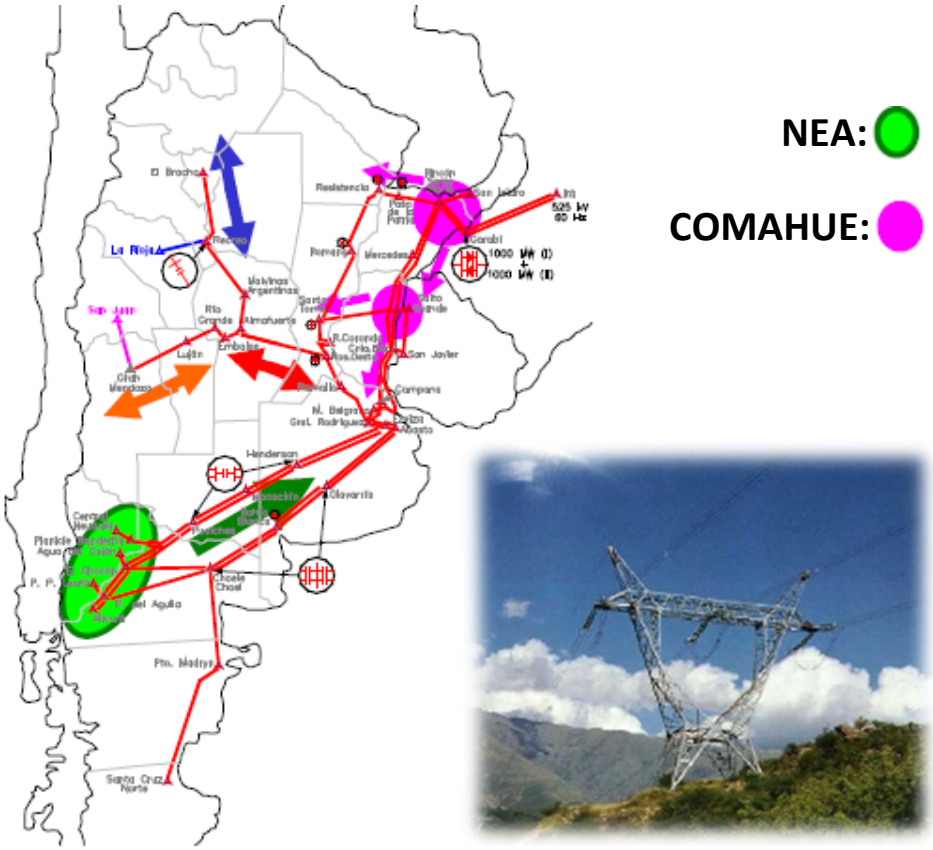


Figura II-6. Transferencia en corredores de 500 kV. Fuente: Informe Transener y Transba.

II-4.3. Ampliaciones de la red de Transporte

Actualmente se están realizando nuevas interconexiones; NEA – NOA y Comahue – Cuyo, las mismas se presentan en la *Figura II-7*.

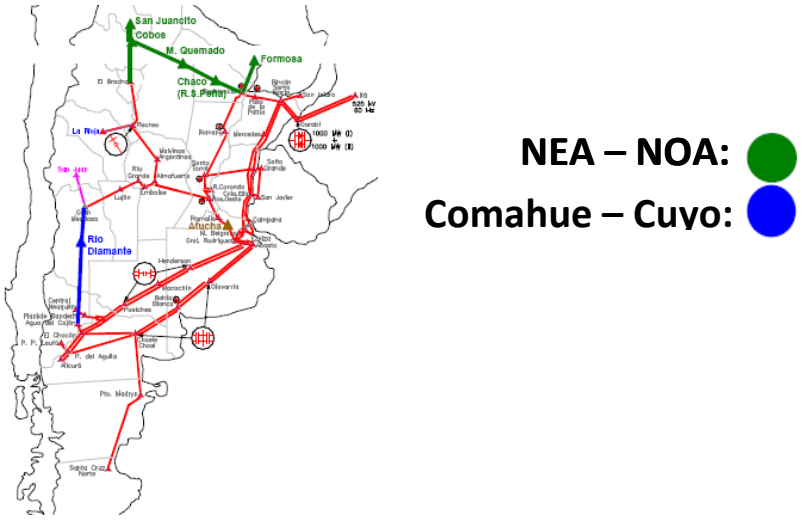


Figura II-7. Ampliaciones red de transporte. Fuente: Informe Transener y Transba.

A su vez, se estan realizando estudios con distintas alternativas para la ampliación del corredor Comahue – GBA, que permitirá incrementar la inyeccion de potencia de la Patagonia en Choel Choel. Por otro lado se encuentra en licitación la ampliación del corredor patagónico; Pico truncado (S. Cruz Norte) – La Esperanza.

II-5. Distribución

El mercado distribuidor se encuentra segmentado por provincia. A su vez, en algunas provincias esta segmentado por región. A continuación se adjunta en la *Tabla II-4* la lista de empresas distribuidoras por provincia y la distribución porcentual de la demanda. Edenor S.A. y Edesur S.A. concentran aproximadamente el 40% del total de los clientes, siendo las empresas de distribución más importantes del país.

Provincia		Empresa	Demanda %
Capital Federal y Gran Buenos Aires	EDENOR	Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A.	40 %
	EDESUR	Empresa Distribuidora del Sur S.A.	
Buenos Aires	EDEA	Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (Mar del Plata)	13 %
	EDEN	Empresa Distribuidora de Energía Norte (La Plata)	
	EDELAP	Empresa Distribuidora La Plata S.A. (La Plata)	
	EDES	Empresa Distribuidora de Energía Sur (La Plata)	
Entre Ríos	ENERSA	Energía de Entre Ríos Sociedad Anónima	13 %
Santa Fe	EPESF	Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe.	
Córdoba	EPEC	Empresa Provincial de la Energía de Córdoba	8 %
San Luis	EDESAL	Empresa Distribuidora de San Luis S.A.	
Salta	EDESA	Empresa de Electricidad de Salta S.A.	7 %
Jujuy	EJE S.A.	Empresa Jujeña de Energía S.A.	
	EJSED S.A.	Empresa Jujeña de Sistema Eléctricos Dispersos	
Santiago Del Estero	EDESE S.A.	Empresa Distribuidora de Electricidad de Santiago del Estero S.A.	
Tucumán	EDET	Empresa de Distribucion Eléctrica de Tucumán S.A.	
Catamarca	EDECAT	Empresa Distribuidora de Energía de Catamarca S.A.	
La Rioja	EDELAR	Empresa Distribuidora de Electricidad de La Rioja S.A.	
Mendoza	EDEMSA	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A.	6 %
San Juan	ESJ	Empresa Distribuidora de Energía de San Juan S.A.	
Chaco	SECHEEP	Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial	5 %
Corrientes	DPEC	Dirección Provincial de Energía de Corrientes.	
Formosa	EDEFOR	Empresa Distribuidora de Energía de Formosa S.A.	
Misiones	EMSA	Electricidad de Misiones S.A.	
Neuquen	EPEN	Ente Provincial de Energía del Neuquén.	4 %
Río Negro	EdERSA	Empresa de Energía Río Negro S.A.	
La Pampa	APELP	Administración Provincial de Energía de La Pampa	
Chubut	DGSP	Direccion General de Servicios Públicos de Chubut	4 %

Tabla II-4. Empresas Distribuidoras por provincial. Fuente: Informe MR consultores, Estudio de Pérdidas en compañías de distribución de electricidad en Argentina y Propia.

II-6. Calidad de Servicio y Producto

La calidad de servicio y de producto son dos aspectos importantes a considerar dado que al no cumplir los límites establecidos en el contrato de concesión[5] se aplican sanciones. Por otro lado, las interrupciones del servicio, perturbaciones y niveles de tensión variables llevan a importantes pérdidas tanto para el cliente como para la compañía de distribución. Es por esto que es necesario mantener registro y control de los parámetros de calidad.

II-6.1. Calidad de Servicio

La calidad de servicio se evalúa en base a los siguientes indicadores:

- Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).
- Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).

Los valores límites se encuentran en el ***Anexo 1***. A continuación se presentan los valores de una de las empresas de distribución y comercialización más grandes de Argentina en la *Tabla II-5* y la *Tabla II-6*.

SAIFI (veces)	2003	2004	2005	2006	2007	2008
AT externa	0.35	0.26	0.35	0.11	0.10	0.14
AT propia	0.45	0.35	0.77	0.28	0.42	0.53
MT propia	2.61	2.33	2.61	2.69	3.27	3.82
BT propia	1.19	1.22	1.61	1.72	2.21	1.21
Total red propia	4.25	3.90	4.99	4.69	5.90	5.56
Vista por el cliente	4.60	4.16	5.34	4.80	6.00	5.70

Tabla II-5. Índice de Calidad de Servicio SAIFI. Fuente: Edenor S.A.

[5] Contrato de Concesión de las compañías de distribución con el Gobierno.

SAIDI (horas)	2003	2004	2005	2006	2007	2008
AT externa	0.13	0.11	0.13	0.09	0.10	0.09
AT propia	0.27	0.17	0.61	0.14	0.37	0.59
MT propia	4.53	4.28	4.83	5.10	6.77	8.19
BT propia	4.49	4.18	6.06	6.10	8.31	4.74
Total red propia	9.29	8.64	11.50	11.34	15.45	13.52
Vista por el cliente	9.42	8.75	11.63	11.43	15.55	13.61

Tabla II-6. Índice de Calidad de Servicio SAIDI. Fuente: Edenor S.A.

Las características que marcaron al año 2007 (clima adverso y fuerte crecimiento tanto en demanda de potencia como de energía) impactaron sobre todos los niveles de tensión, el efecto fue más notable en las redes de baja tensión (BT).

Cabe mencionar que las veces y horas vistas por el cliente corresponden al total de la red propia de la empresa de distribución más los cortes correspondientes a la red externa de AT.

II-6.2. Calidad de Producto

La calidad del producto se refiere a las perturbaciones y el nivel de tensión. Las perturbaciones que se controlan son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas. Los límites establecidos en el contrato de concesión se encuentran en el ***Anexo 2***.

II-7. Tecnología y Comunicación

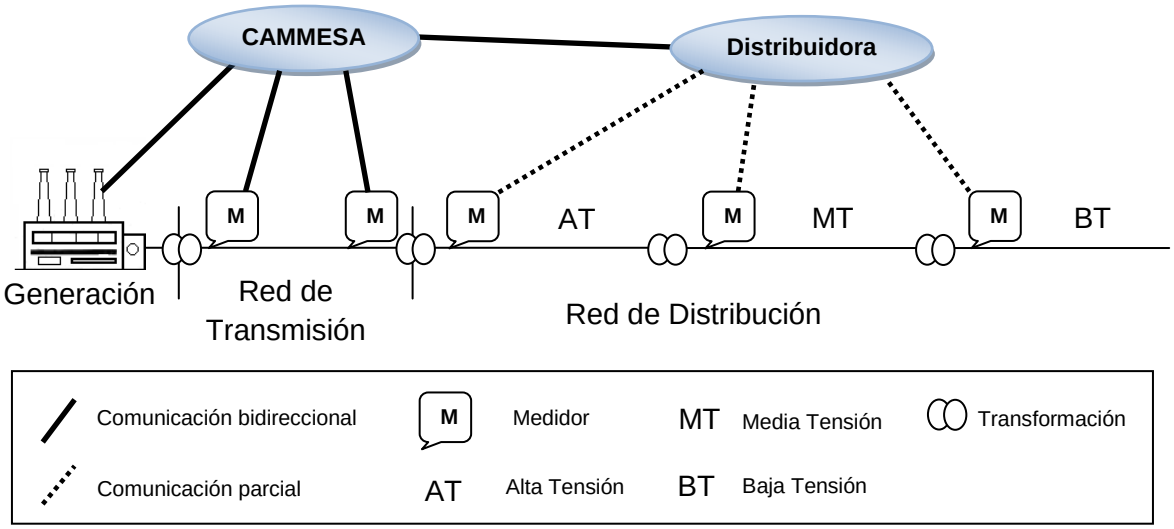


Figura II-8. Esquema comunicaciones red eléctrica.

Como se menciono anteriormente CAMMESA administra y supervisa el normal funcionamiento del sistema coordinando el sistema de generación y el transporte. Actualmente existe una comunicación bidireccional entre CAMMESA, los generadores y los transportistas. Existe un control permanente por parte de CAMMESA de la energía que circula por las redes de transmisión debido a la existencia de dispositivos de telemedición[6], esto permite que las fallas y posibles apagones sean resueltos rápidamente.

Por otro lado, en la red de distribución, solo existen sistemas de comunicaciones parciales. Los clientes reciben información de su consumo bimestralmente a través de las facturas, sin conocimiento del consumo diario que les permita gestionar racionalmente su uso de energía. A su vez, la empresa de distribución no tiene información constante del consumo de la red, esta información la obtiene mediante mediciones locales en los puntos de consumo.

En la *Figura II-8* se puede observar el esquema de comunicaciones previamente explicado.

[6] Sistema de Comunicación que se explica en el apartado **III-2.2**.

II-8. Regulación Tarifaria

Según el contrato de concesión de las compañías de distribución, se clasifica a los usuarios, a los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario que se adjunta en el ***Anexo 3***, en las siguientes categorías:

- TARIFA Nro. 1: Usuarios de pequeñas demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima es inferior a 10 kW.

- TARIFA Nro. 2: Usuarios de medianas demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es igual o superior a 10 kW e inferior a 50 kW.

- TARIFA Nro. 3: Usuarios de grandes demandas:

  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es de 50 kW o más.

Por otro lado, para los usuarios comprendidos en la TARIFA Nro. 1 se definen los siguientes tipos de suministro:

- TARIFA Nro. 1-R: Pequeñas Demandas uso Residencial
- TARIFA Nro. 1-G: Pequeñas Demandas uso General
- TARIFA Nro. 1- A.P.: Pequeñas Demandas – Alumbrado Público

Actualmente Edenor S.A. una de las compañías de distribución más importantes de Argentina tiene aproximadamente 2.500.000 en TARIFA Nro. 1, 30.000 clientes en la TARIFA Nro. 2 y 6000 clientes en TARIFA Nro. 3.

Por otro lado, la distribución porcentual de demanda de energía por categoría tarifaria al 2006 a nivel nacional se presenta en la *Tabla II-7*:

Demanda por Categoría Tarifaria	Distribución %	
Pequeñas demandas uso Residencial	34,04	
Pequeñas demandas uso General	9,55	
Alumbrado Público	3,91	75,54
Comercio y Pymes ≥ 10 kW y < 300 kW	13,93	
Industria ≥ 300 kW	14,12	
Grandes usuarios del MEM[7] (No abastecidos por las distribuidoras)	24,45	
Total País	**100 %**	

Tabla II-7. Distribución porcentual de demanda de energía por categoría. Fuente: Informe MR consultores, Estudio de Pérdidas en compañías de distribución de electricidad en Argentina.

Como se puede observar la mayor cantidad de energía demandada es para uso residencial, mientras que en una segunda posición se encuentran los grandes consumidores que no reciben la energía por medio de intermediarios.

[7] Mercado Eléctrico Mayorista

III. SMART GRID

III-1. ¿Qué es “Smart Grid”?

Existen distintas definiciones sobre esta nueva forma de ver el negocio de la energía eléctrica, pero básicamente una red eléctrica inteligente o “Smart Grid”, es “la aplicación de las nuevas tecnologías de comunicación e información digital para gestionar en forma eficiente los recursos de Generación, los sistemas de Transmisión y Distribución y las instalaciones del Cliente”.

En un panel de discusión sobre “Smart Grid”, miembros del IEEE definieron lo siguiente “The smart grid starts at the power plant and ends at the user, and everything in between must ´talk´ to each other”. Por otro lado, John McDonald, marketing manager de GE Energy Transmission & Distribution, definió al “Smart Grid” como un viaje y no como un destino haciendo referencia a que “Smart Grid” no es un solo producto: “…we say it´s a journey, not a single destination…”.

Debido a la incorporación de sistemas y tecnologías de comunicación a la red eléctrica convencional que está constituida por productores, transportistas y distribuidores, se incorpora un nuevo actor, el consumidor, que deja de ser un actor pasivo para convertirse en uno activo. Esta incorporación del consumidor a la red se da a través de los medidores electrónicos o inteligentes. Cabe aclarar que estos últimos son una parte de la red inteligente, pero por si solos no constituyen la misma.

En la *Figura III-1* se puede observar la estructura de la red eléctrica inteligente y de la red de comunicaciones.

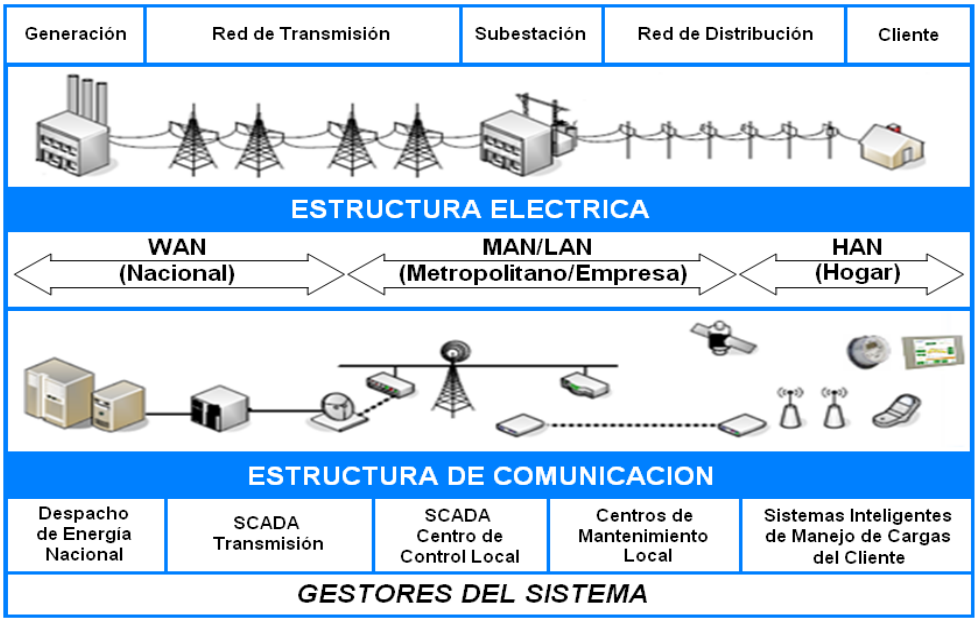


Figura III-1. Estructura de una red inteligente. Fuente: Edenor S.A.

Como se puede observar en la estructura de comunicación, en una primera etapa se encuentran los equipos que reciben la información de todos los generadores y controlan el despacho al SIN. Por otro lado, se encuentra la transmisión donde se utiliza un sistema SCADA[8], que permite la supervisión de alarmas, la adquisición de datos (cargas en las redes) y control para poder abrir y cerrar compuertas a distancia. Por último, se encuentran los sistemas inteligentes de manejo de cargas del cliente; medidor electrónico, sistemas de alarmas, gestión de consumo, y otros que se mencionaran más adelante.

III-2. Tecnología

III-2.1. Tecnologías de Comunicación

Se presenta en la *Figura III-2* un esquema donde se muestran las distintas partes que componen la estructura de una “Smart Grid”, y distintas opciones de comunicación entre ellas.

[8] Acrónimo de Supervisory Control and Data Acquisition

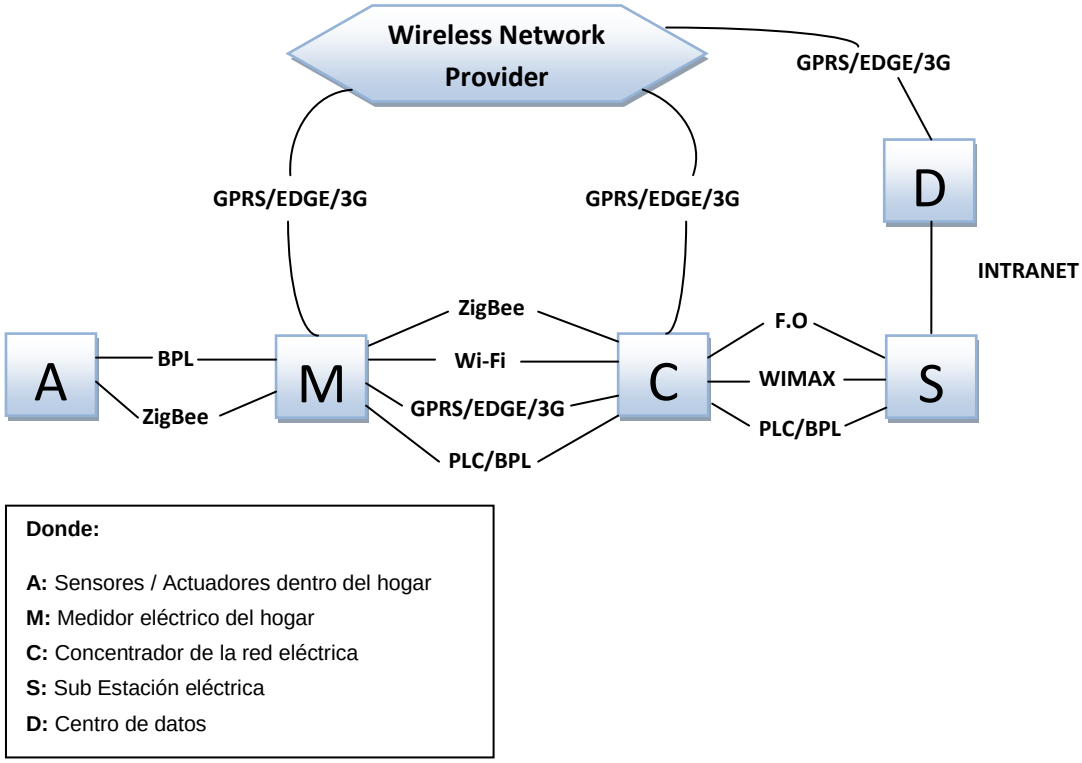


Figura III-2. Esquema de Tecnologías de Comunicación. Fuente: Propia y Edenor S.A.

En el ***Anexo 4*** se adjunta la descripción de las tecnologías de comunicación que aparecen en la *Figura III-2*.

Añadir inteligencia pasa por integrar procesadores independientes en cada equipo, en cada subestación y en cada planta. Los procesadores deberán ejecutar un software robusto y aplicaciones que deben actuar como agentes que se comunican y cooperan por red de datos con otros, formando una gran plataforma de computación distribuida.

Un agente, es una entidad capaz de percibir su entorno, procesar tales percepciones y responder o actuar en su entorno de manera racional, es decir, de manera correcta y tendiendo a maximizar un resultado esperado de acuerdo a obligaciones impuestas por sus objetivos. A continuación se presenta en la *Figura III-3* un esquema que representa el funcionamiento de los agentes inteligentes.

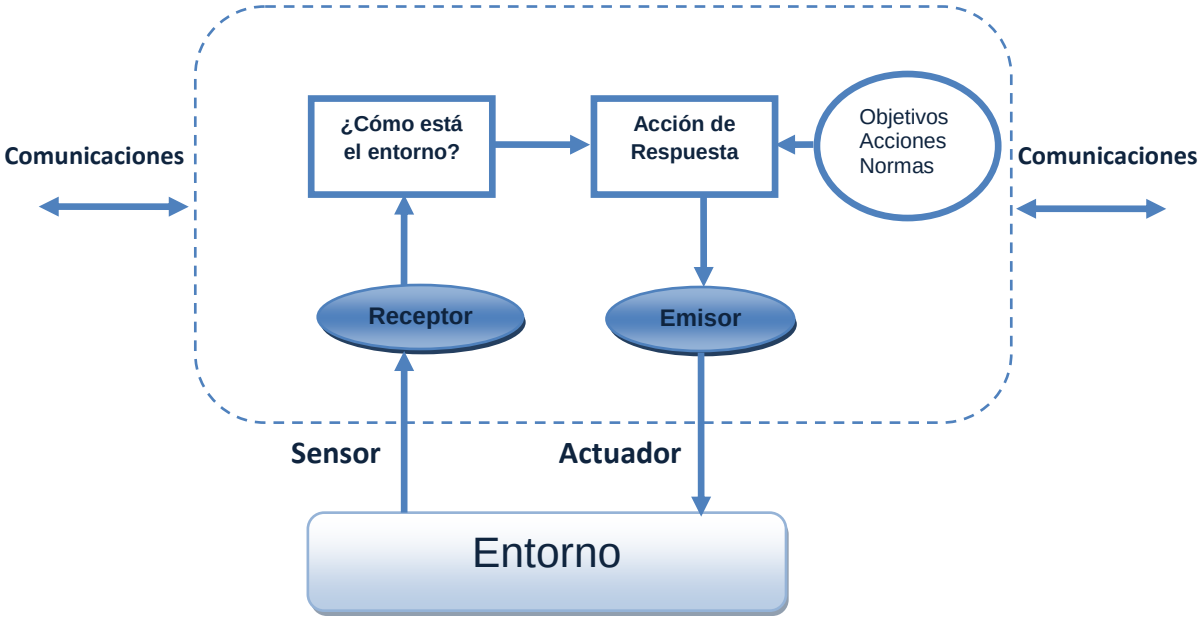


Figura III-3. Esquema Agente Inteligente.

La periodista Patricia Luna escribió para la Revista de Red eléctrica de España: “Desde el punto de vista técnico, muchos de los cambios en las redes inteligentes serán invisibles para nosotros: supondría incorporar sensores, dispositivos digitales y controles remotos a los sistemas de transporte y distribución…”.

III-2.2. Telemedición

La telemedición "es la aplicación de un Sistema de Gestión remoto de los equipamientos de medición instalados en clientes y en puntos estratégicos de la red, mediante el uso de comunicaciones bidireccionales y software especifico. Esta plataforma constituye un pilar fundamental en la Red Inteligente". Los tres conceptos principales en los que se sustenta la telemedición son: la comunicación, la información y la gestión eficiente. A continuación se presenta un esquema del sistema de telemedición en la *Figura III-4*.

Figura III-4. Sistema de Telemedición. Fuente: Nota Telemedición Edenor S.A.

Actualmente existen diversos niveles de implementación para un sistema de telelectura. Su diferencia radica en las características y funcionalidades que proveen, siendo posible comenzar por un sistema AMR[9] para luego ir ampliándolo hasta otros más elaborados, como AMI[10] y "Smart Metering".

El AMR contempla la comunicación entre los medidores y un servidor de datos. Registra la medición de energía y potencia por intervalos de tiempos predefinidos, por lo que se elimina la necesidad de la visita de una persona

[9] Automatic Meter Reading
[10] Advanced Metering Infraestructure

para leer el medidor del cliente. Esto resulta en lecturas más precisas y mayor privacidad del cliente.

Por otro lado, la infraestructura avanzada de medición o AMI es un sistema que mide, recopila y analiza el uso de energía mediante medidores automáticos y diversas tecnologías. Incluye hardware, software, telecomunicaciones, sistemas en los puntos de consumo y administración de datos (HW y SW) de los medidores. Este sistema incorpora comunicación bidireccional que permite requerir información y lecturas "bajo demanda". A su vez, hace posible realizar, entre otras funciones, el control de carga y conexión/desconexión del suministro. De esta forma es más sencilla la suspensión del servicio a aquellos usuarios que no abonen el mismo, y la posterior reconexión de los mismos.

La comunicación bidireccional con medidores comerciales, industriales y residenciales resultará en que el cliente tenga información en tiempo real de cuanto esta consumiendo, cual es la tarifa que tendrá que abonar por el uso en los distintos momentos del día y una serie de beneficios que se mencionaran más adelante en el apartado **III-4**.

Por último la medición inteligente o "Smart Metering" es un sistema capaz de informar parámetros relacionados con la calidad de producto y servicio, la programación y actualización remota desde el centro de gestión y la posibilidad de interactuar con dispositivos del cliente (Ej: aire acondicionado, bomba de agua, etc.) u otros dispositivos de la red eléctrica.

III-2.2.a. Componentes del Sistema de Telemedición

III-2.2.a.1. Medidores

La medición de energía eléctrica se efectúa mediante medidores o contadores. Esta medición se realiza para calcular la cantidad de energía que la compañía suministradora deberá facturar a los consumidores y también para conocer la cantidad de energía a través de las redes de distribución que no es traducida precisamente en trabajo útil o electromecánico. Es por esto, que es el elemento imprescindible de toda red de telemedición.

Históricamente se utilizó un medidor electromecánico con emisor de pulsos como el que se muestra en la *Figura III-5*, el cual contiene un componente giratorio que resulta visible a través de una porción del alojamiento sellado y cuya velocidad de giro está relacionada con el índice de consumo de electricidad. El componente tiene por lo menos una marca en la

Figura III-5. Medidor electromecánico

superficie, de modo tal que se puede determinar su velocidad de giro usando un conjunto de monitoreo óptico situado en el exterior del alojamiento sellado, sin necesidad de acceder al interior del medidor. La principal desventaja de estos equipos es la limitación en la información que generan.

Figura III-6. Medidor electrónico

En la actualidad están siendo reemplazados por dispositivos electrónicos como el que se muestra en la *Figura III-6*, que ofrecen mayor seguridad, eficiencia y flexibilidad para la medición de diferentes parámetros, y no solamente de energía. Estos equipos poseen memoria no volátil para almacenar datos referidos al comportamiento del sistema, que permiten realizar un seguimiento del mismo.

En estos equipos, la medición y el registro de energía se realizan por medio de una conversión analógica a digital utilizando un microprocesador y memorias. Estos medidores pueden almacenar la energía total y potencia en una o varias tarifas y por distintos períodos. También permite registrar energía reactiva, factor de potencia, tarifas diferenciadas por patrones horarios en forma dinámica. Puede ser complementado con módulos para emisión de pulsos, realizar conexión y desconexión de carga o medidas antifraude. Por otro lado, al no poseer partes móviles se evitan errores por desgastes y deformaciones.

Existen distintos modelos con diversas prestaciones, muchas propuestas van encaminadas a que el medidor, no sólo contabilice la energía consumida, sino que permita la monitorización de los consumos por equipos (o áreas) y que, de acuerdo con unos criterios pre establecidos, permita controlarlos o regularlos (por ejemplo, desconectando toda o una parte de la iluminación de unas oficinas a partir de un hora, o modificar la potencia del aire acondicionado).

Por lo tanto, las capacidades adicionales que brinda un medidor electrónico por sobre un electromecánico hace que sea la opción preferida para instalar en nuevos suministros o actualizar los existentes.

Cabe destacar que actualmente las empresas de distribución más importantes del país compran e instalan solamente medidores electrónicos.

III-2.2.a.2. Comunicación

Todos los medidores deben poseer un módem que se encarga de interpretar los datos leídos y transmitirlos a un sistema de control central o alternativamente a un concentrador intermedio, donde se almacena la información.

Existen cuatro tecnologías comúnmente utilizadas: telefonía fija, telefonía móvil (GSM/GPRS), RF (radiofrecuencia) o el mismo cable red (PLC). Cada una aporta sus beneficios, resultando común la coexistencia de ellas en un mismo Sistema.

III-2.2.a.3. Sistema de Gestión Informático

El Sistema de Gestión Informático es un conjunto de hardware y software cuyas sus funciones principales son las de gestionar y validar la información en tiempo real, configurar remotamente los medidores y brindar flexibilidad para la entrega de los datos de facturación, control de fraudes u otros, según se necesite.

III-3. Tarificación

La aplicación de bandas tarifarias es fundamental para un mejor aprovechamiento de los medidores electrónicos por parte de los clientes. Actualmente para los clientes en T1 y T2 no existen bandas tarifarias discriminadas para el consumo de electricidad en horarios pico, valle o resto. Esto significa que al cliente se le cobra lo mismo por el consumo en cualquier momento del día.

Por otro lado, no existe discriminación alguna en el precio en las distintas estaciones del año, por lo que se cobra lo mismo por el consumo en horarios pico, valle y resto en invierno, verano y resto del año.

Mediante mecanismos de premio-castigo por el consumo de electricidad en los distintos momentos del día y estaciones del año, los clientes podrán modificar sus patrones de consumo balanceando sus demandas con las capacidades del sistema eléctrico.

III-4. Beneficios

III-4.1. Clientes

En la actualidad se habla mucho de la crisis energética y que se debe hacer uso racional de la energía. Pero, ¿cómo usuario que se puede hacer?.

Hoy en día el usuario no posee información de su consumo diario, por lo que las medidas que pueda tomar al respecto son pocas. Uno puede apagar las luces en los cuartos donde no haya gente, apagar la televisión mientras nadie la ve, no dejar la computadora encendida todo el día si nadie la utiliza, no dejar el aire acondicionado encendido para que refrigere el ambiente, etc. ¿Estas medidas son efectivas?, ¿Se ven realmente reflejadas en las facturas de los consumidores?, ¿Contribuyen realmente a tener un sistema más eficiente?

Como se menciono anteriormente, mediante la implementación de una red eléctrica inteligente, los clientes pasaran de ser actores pasivos para convertirse en activos. El conocimiento del consumo y la tarificación, les permitirá gestionar racionalmente su uso de energía y lograr la reducción de costo asociado.

III-4.1.a. Eficiencia para el cliente

Los medidores electrónicos, le permitirán al cliente conocer como se utiliza la energía dentro del hogar o negocio y cuanto cuesta esa energía. De esta forma, el cliente podrá estar constantemente al tanto de que tarifa abona por utilizar la electricidad en los distintos momentos del día y podrá modificar sus hábitos para consumir en la tarifa que le resulte más conveniente. Por otro lado, mediante sistemas de alarmas, el cliente sabrá cuando su consumo está por exceder el límite para pasar a la siguiente tarifa y podrá desenchufar artefactos o equipos que no están siendo utilizados para mantenerse en la tarifa deseada.

Por ejemplo, con una adecuada tarificación, en horarios pico es probable que la tarifa sea mayor, por lo tanto, en lugar de utilizar la lavadora o secadora de ropa en horas nocturnas, se podrá hacer en otro horario donde la tarifa sea menor, como por ejemplo a la mañana. Por otro lado, se podrán programar los medidores, los electrodomésticos que no se utilicen, las luces en las oficinas, etc. para que se desconecten en horarios de pico de demanda. Estos simples cambios de hábito impactan en la disponibilidad de potencia a nivel del generador de electricidad y contribuyen a un aplanamiento de la curva de carga.

Por otro lado, los clientes podrán acceder via internet a sus facturas de electricidad, teniendo información online de su consumo periódicamente lo que también contribuirá a un uso más racional de la energía eléctrica.

III-4.1.b. Generación distribuida

Mediante la generación distribuida los clientes podrán autoabastecerse en horarios donde la energía sea más costosa e incluso podrán vender su excedente enviándolo a la red eléctrica. A su vez, la energía podrá ser incorporada a la red cuando no se esté utilizando en el inmueble. Esto conduce a que el cliente se transforme también en generador de electricidad, es decir, en un productor descentralizado. De esta forma, mediante la generación limpia también se contribuirá a reducir el impacto en el medio ambiente. John Loughheadm director ejecutivo del UK Energy Research Centre (Reino Unido), dijo en referencia a los consumidores: "…si cuentan con algún tipo de sistema de generación – como un aerogenerador – podrán vender mucho más fácilmente la energía que producen y será posible también comprar energía de pequeños generadores dentro de la red, es decir, que en un momento dado se podrá comprar electricidad de la casa del vecino que está al final de la calle".

III-4.1.c. Vehículos eléctricos

En un futuro, cuando la gente regrese de trabajar y tenga que enchufar su auto eléctrico, el pico de la curva de carga se elevará significativamente. Pero mediante una red eléctrica inteligente este no será un problema mayor, dado que su medidor inteligente, podrá decidir en función a la carga de la red que en lugar de cargarlo a las ocho de la noche, cuando es hora pico, el suyo se activará a las dos de la mañana, en lo que es considerada como una hora valle y la electricidad será mucho más barata.

III-4.1.d. Casa inteligente

La implementación de una red eléctrica inteligente posibilitará la instalación de casas inteligentes, en las cuales el cliente contará con automatismos que, en función de programaciones adecuadas, manejará óptimamente distintos equipos del hogar.

Las señales recibidas desde la red le permitirán a estos sistemas funcionar y al cliente tomar decisiones inteligentes para un mejor uso de la energía, lo cual llevará implícito un ahorro económico y menor impacto ambiental.

A continuación se presenta en la *Figura III-7* un esquema de una casa inteligente:

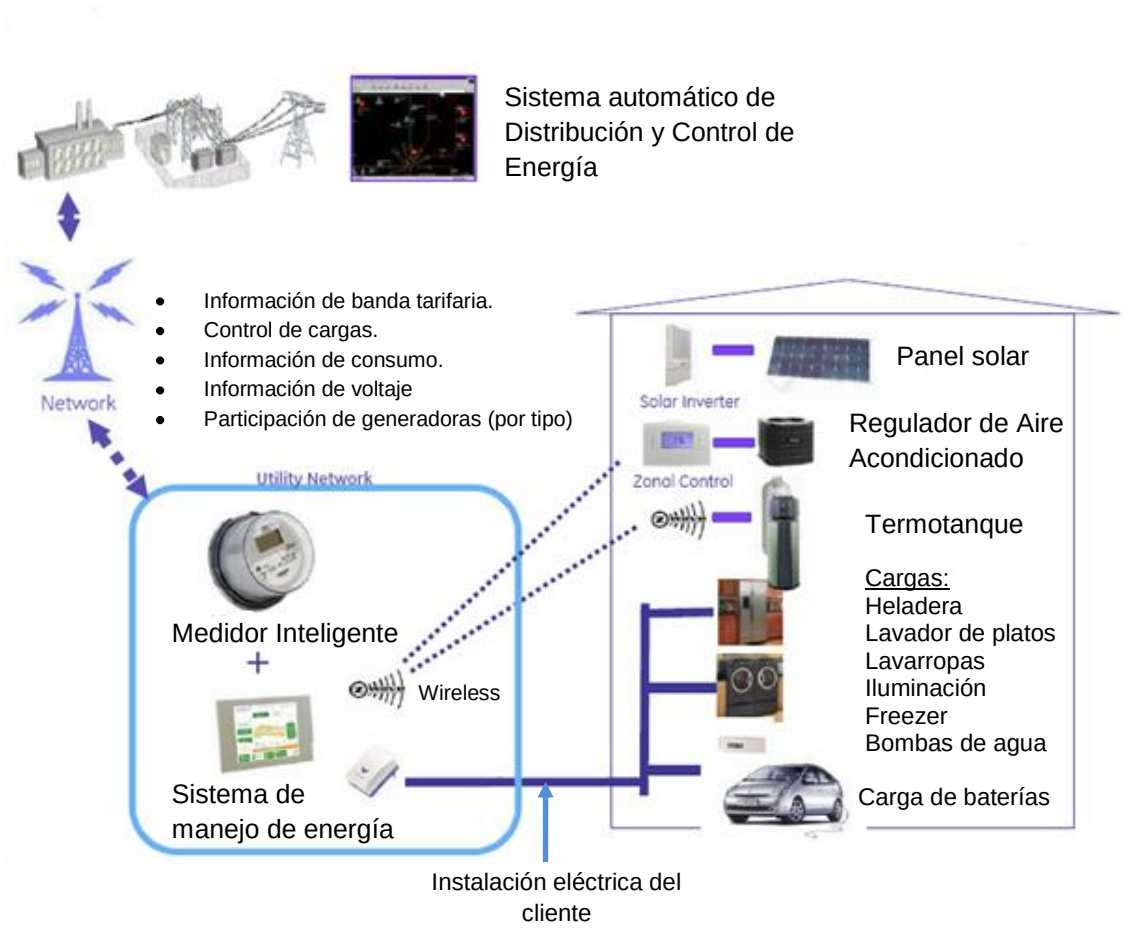


Figura III-7. Casa Inteligente. Fuente: Edenor S.A.

Esta casa inteligente deberá estar acompañada por el diseño arquitectónico que permita el aprovechamiento energético (vidrios dobles, paredes con pulmón, etc.).

III-4.2. Generación, Transmisión y Distribución

III-4.2.a. Despacho de electricidad

La red eléctrica no ha cambiado desde hace más de 100 años. La idea básica consiste en hacer llegar grandes cantidades de energía a los usuarios finales en todo momento, tanto si lo necesitan como si no.

Mediante un seguimiento en tiempo real del sistema, se podrá optimizar la capacidad de la red de transmisión y distribución. Esto llevará a un mejor despacho aprovechando toda la generación y que no se genere más de lo que se puede transportar. Debido a la comunicación bidireccional consumo-generación, solo estarán en operación las unidades generadoras requeridas en tiempo real. Esto hace a la red más eficiente energéticamente y minimiza la inversión en los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad.

III-4.2.b. Aplanamiento de la curva de carga

Mediante la implementación de una “Smart Grid”, se podrá reducir la demanda máxima, lo cual conlleva a una reducción de líneas de transmisión y de centrales eléctricas adicionales que serían de otra manera necesarias para cubrir esa demanda. De esta forma, las empresas no deberán estar dimensionadas para poder satisfacer un máximo que rara vez se alcanza. La factibilidad de aplanar la curva de carga permite diferir inversiones de capitales, prolongar la vida de los activos y reducir costos de mantenimiento y operación.

III-4.2.c. Costos de operación y mantenimiento

Debido a la incorporación de sensores y dispositivos de telemedida la conexión y desconexión de líneas de transmisión y equipos generadores será más sencilla y automatizada por lo que se podrá realizar una mejor gestión de las fallas y una reducción de los gastos asociados a las mismas. Esto facilitará una rápida acción sobre la red ante agresiones naturales o intencionales, reconociendo y aislando el lugar del incidente.

A su vez, la reducción de costos puede también resultar de la supervisión a distancia de los equipos en tiempo real, lo que permite una mejor programación de mantenimiento preventivo, y una eventual reducción de las pérdidas técnicas.

Por otro lado, los operadores podrán reducir el riesgo de sobrecargar los transformadores de potencia, permitiendo un servicio continuo y mayor vida útil de los mismos.

III-4.2.d. Seguridad

Los medidores electrónicos colocados en la red de transmisión y distribución permitirán obtener información en tiempo real de la energía que circula por las mismas y de los consumos de los clientes, por lo que se podrá detectar rápidamente si existe robo de electricidad en la red mediante un balance instantáneo de potencia. De esta forma las pérdidas no técnicas se reducirán significativamente dado que habrá un mayor control de la red.

III-4.2.e. Generación limpia

Una “Smart Grid” permitirá una mejor adaptación y aprovechamiento de las energías alternativas y de la generación distribuida logrando una significativa reducción de emisiones contaminantes. A su vez, permitirá la optimización de las distintas opciones de generación, por ejemplo: solar, eólica, carbón o gas.

III-4.3. Gobierno

La red eléctrica inteligente es promovida por muchos gobiernos debido a los beneficios aparejados a esta para toda la sociedad. Anteriormente se mencionaron los beneficios para los distintos actores de la red, a continuación se presentan los beneficios para el gobierno:

- Reducción del impacto en el medio ambiente.
- Infraestructura de calidad que atrae inversiones extranjeras.
- Seguridad pública.
- Prevención de blackouts, fallas o desastres.
- Mejor calidad de servicio.
- Mejor gestión de recursos.

III-5. Resumen

Se presenta a continuación un resumen de los cambios más significativos que comprende la transición de la red eléctrica actual a una red eléctrica inteligente en la *Tabla III-1*.

Red Actual	Red Inteligente
Medición Analógica/Electromecánica	Medición Digital/Microprocesadores
Generación Centralizada	Generación Descentralizada
Acción Reactiva (de acuerdo a fallas y apagones)	Acción Proactiva
Precio Único	Precios en tiempo real
Limitada/Ninguna opción para el cliente	Múltiples opciones para clientes
Comunicación Unidireccional o Parcial	Comunicación Bidireccional
Pocos Sensores	Monitoreo Constante/Sensores
Control limitado de sobrecargas en la red	Control absoluto de la red
Confiabilidad estimada	Confiabilidad predicha
Conexión/Desconexión Manual	Conexión/Desconexión Remota

Tabla III-1. Comparación red actual/red inteligente.

A estos cambios en la red, se le suman los beneficios mencionados en el apartado **III-4** que se podrán lograr con una red inteligente.

IV. SITUACIÓN INTERNACIONAL

IV-1. Situación energética

Para comprender la situación energética internacional, a continuación se analizan una serie de indicadores socioeconómicos en base a un estudio realizado por Edenor S.A.. Se seleccionaron algunos países representativos de Norteamérica, Europa, Asia y varios países de Latinoamérica que se presentan en la *Tabla IV-1* para entender el contexto en el que está inmersa la Argentina.

Latinoamérica	Norteamérica	Europa	Asia
Argentina	Canadá	Alemania	Australia
Brasil	Estados Unidos	España	China
Chile		Francia	Japón
Colombia		Italia	
México		Reino Unido	
Venezuela			

Tabla IV-1. Países Representativos para análisis de indicadores.

De cada país se consideraron los siguientes datos demográficos, económicos y del sector eléctrico:

- Número de habitantes
- Superficie
- PBI total y per cápita
- Tasa anual de crecimiento económico
- Potencia instalada y generada total y por tipo
- Pico de demanda

A su vez, se calcularon los siguientes índices:

1. **Margen de Reserva de la generación;** da una idea de la aptitud del parque de generación para cubrir la demanda y por consiguiente las necesidades de inversión en este rubro.

   Para el cálculo se consideró una potencia 5% inferior a la instalada (por temas operativos) y una reducción del 30 % de la potencia hidráulica (por falta de agua, eventuales restricciones de transporte, etc.). En países con alta participación hidráulica este factor se reduce al 15% por tener seguramente mayor confiablidad hidráulica (diversidad de cuencas, relación energía año seco/energía año rico mayor etc.).

(Fórmula IV-1)

$$\textbf{Margen de Reserva}\ (\%) = 1 - \frac{\text{PicoDemanda}}{(\text{Pot. Instalada} * 0{,}95 - 0{,}3 * \text{Pot. Inst. Hidr.})}$$

   Como indicador de necesidad de implementación de algunos de los rubros de “Smart Grid” se eligieron aquellos países con reserva inferior al 20%.

2. **Participación de combustibles fósiles;** da una idea de las necesidad de sustitución de la generación a base de petróleo por otro tipo de energías.

(Fórmula IV-2)

$$\textbf{Participación Combustibles Fosiles}\ (\%) = \frac{\text{Energía térmica conencional}}{\text{Energía generada total}}$$

   Como indicador de necesidad de implementación de algunos de los rubros de “Smart Grid” se eligieron aquellos países cuya participación de combustibles fósiles sea inferior al 20%.

3. **Tiempo de Utilización;** da una idea de la conveniencia de aplicar la gestión de demanda para aplanar la curva de carga.

(Fórmula IV-3)

$$\textbf{Tiempo de Utilización}(\text{hs./año}) = \frac{\text{Energía generada total/Habitante}}{\text{Pico de demanda/Habitante}}$$

Si el tiempo de utilización es más chico, significa que el pico de demanda es mayor, por lo que la diferencia entre pico y valle es más grande.

En este caso, como indicador de necesidad de implementación de algunos de los rubros de “Smart Grid” se eligieron aquellos países con tiempos de utilización inferiores a 5900 hs.

A continuación se presentan en la *Tabla IV-2* y en la *Tabla IV-3* los indicadores previamente mencionados.

País	Habitantes	Superficie (Km2)	PBI (miles de millones de U$S) (Est. 2008)	PBI per cápita (U$S) (Est. 2008)	Potencia Instalada (MW)				Pico de demanda (MW)
					Nuclear	Hidroeléctrica	Térmica Convencional	Geotérmica, Solar, Eólica, Madera, Residuos	Total	
EEUU	307.212.123	9.629.091	14.330	46.645	100.635	77.833	768.990	29.603	977.061	782.227
Canadá	33.487.208	9.976.140	1.564	46.704	13.345	72.484	37.140	2.668	125.637	95.238
México	111.211.789	1.972.550	1.143	10.278	1.365	10.734	40.634	1.062	53.795	31.268
Reino Unido	61.113.205	244.820	2.787	45.604	10.969	1.522	64.293	3.633	80.417	60.000
España	40.525.002	504.642	1.683	41.530	7.446	12.967	43.582	12.800	76.795	45.450
Francia	62.150.775	547.030	2.978	47.916	63.260	20.806	25.688	2.122	111.876	88.960
Italia	58.126.212	301.230	2.399	41.272	0	13.528	64.432	3.677	81.637	56.822
Alemania	82.239.758	357.021	3.818	46.425	20.208	4.141	77.033	25.347	126.729	95.000
Australia	21.262.641	7.686.850	1.069	50.276	0	7.795	40.879	1.024	49.698	34.416
Argentina	**40.913.584**	**2.791.810**	**339**	**8.278**	**1.005**	**10.156**	**13.245**	**27**	**24.433**	**19.126**
Brasil	198.739.269	8.511.965	1.665	8.378	2.007	73.434	14.836	6.358	96.635	64.000
Colombia	45.644.023	1.138.910	250	5.473	0	8.552	4.262	0,02	12.814	9.079
Chile	16.601.707	756.950	182	10.933	0	4.900	8.636	0,002	13.536	8.166
Venezuela	26.814.843	916.445	332	12.374	0	14.597	7.618	0	22.215	15.137
China	1.338.612.968	9.596.960	4.222	3.154	7.572	128.570	484.050	3.369	623.561	500.000
Japón	127.078.679	377.835	4.844	38.118	49.467	22.199	174.282	7.670	253.618	159.100

Tabla IV-2. Resumen Indicadores. Fuente: Edenor S.A. y Propia.

País	Energía generada por tipo (Anual 2006)(Miles de GWh)					Tasa Anual crecimiento demanda últimos 10 años	Margen de Reserva (%)	Participación Combustibles Fósiles (%)	Tiempo de Utilización (hs./año)
	Nuclear	Hidroeléctrica	Térmica Convencional	Geotérmica, Solar, Eólica, Madera, Residuos	Total				
EEUU	787,22	289,25	2884,39	110,4	4071,26	1,7%	14%	71%	5204,7
Canadá	93,07	351,85	138,65	11,03	594,6	0,2%	12%	23%	6243,3
México	10,32	30,09	187,23	8,75	236,39	4,0%	35%	79%	7560,1
Reino Unido	71,68	4,56	280,38	15,34	371,96	1,3%	21%	75%	6199,3
España	57,12	25,31	174,18	26,75	283,36	5,5%	34%	61%	6234,5
Francia	427,68	55,27	52,15	7,3	542,4	1,1%	11%	10%	6097,1
Italia	0	36,62	239,13	15,49	291,24	2,6%	23%	82%	5125,5
Alemania	158,91	19,73	364,65	51,55	594,84	1,5%	20%	61%	6261,5
Australia	0	15,54	217,96	3,57	237,07	3,6%	23%	92%	6888,4
Argentina	**7,15**	**37,03**	**63,82**	**1,39**	**109,39**	**4,9%**	**5%**	**58%**	**5719,4**
Brasil	13,75	345,32	35,58	17,09	411,74	3,7%	21%	9%	6433,4
Colombia	0	39,9	11,32	0,62	51,84	1,6%	17%	22%	5709,9
Chile	0	28,45	20,85	1,07	50,37	6,2%	28%	41%	6168,4
Venezuela	0	81,29	27,12	0	108,41	4,0%	20%	25%	7161,9
China	54,85	431,43	2225,06	6,16	2717,5	10,1%	10%	82%	5435,0
Japón	288,26	84,9	633,68	25,86	1032,7	1,5%	32%	61%	6490,9

Tabla IV-3. Resumen Indicadores. Fuente: Edenor S.A. y Propia.

Para analizar los valores de los índices presentados, se realiza una segmentación de los países en función del nivel de crecimiento, que es una medida de la necesidad de inversiones futuras.

Por un lado, analizando los países con baja tasa de crecimiento, se pueden observar países con alta participación de combustibles fósiles en la generación eléctrica como: Australia, USA Gran Bretaña e Italia. Esto se traduce en la necesidad de desarrollo de energías renovables, para lograr una reducción en la emisión de CO2. A su vez, Italia y Estados Unidos presentan índices de tiempo de utilización relativamente bajos, lo que indica que la aplicación de técnicas de manejo de la demanda para aplanar la curva de carga pueden ser muy eficaces. Por último, cabe mencionar que Estados Unidos también se encuentra en una situación débil respecto del margen de reserva en su sistema eléctrico, lo que también estimula las inversiones en generación distribuida.

Por otro lado, dentro de los países con alta tasa de crecimiento, se observan comportamientos dispares en cuanto al indicador de margen de reserva. Existen países como Chile y España, que si bien poseen un crecimiento mayor a 5%, debido a su planificación en el aspecto energético poseen márgenes de reserva cercanos al 30 % que les permite tener controlados este aspecto, mientras que países como Argentina, Venezuela y China, de realidades sensiblemente diferentes, poseen márgenes de reserva que comprometen su sistema. Por último, dentro de los países con alta tasa de crecimiento se destaca China que llama la atención por tener una altísima tasa de crecimiento anual (10%), muy alta participación de combustibles fósiles (82 %) y bajo margen de reserva (10 %).

IV-2. Estado de la situación actual del “Smart Grid”

El desarrollo del “Smart Grid” toma impulso básicamente por la crisis del apagón de Agosto de 2003 en Estados Unidos y Canada, por los sistemas de transmisión deficientes y obsoletos y los elevados costos de explotación. A su vez, se pone un particular interés en las redes eléctricas inteligentes por la fuerte tendencia mundial de generación de energía limpia, libre de emisiones de carbono y consumo de combustibles fósiles.

IV-2.1. Pruebas Piloto

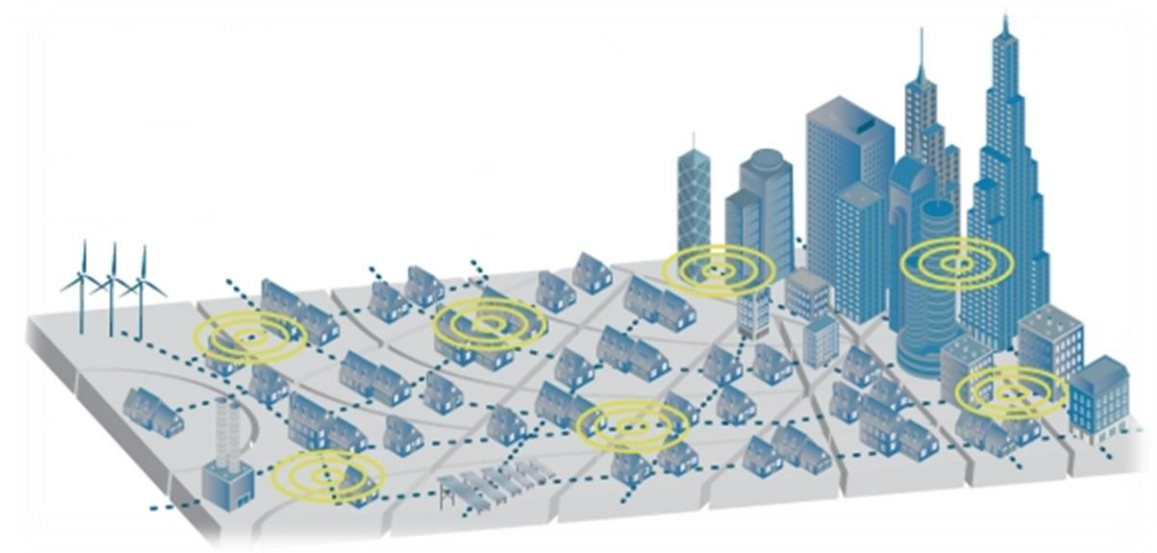


Figura IV-1. Smartgrid City. Fuente: U.S. Green Building Council

La compañía Xcel Energy de Estados Unidos ha tomado la iniciativa con el proyecto “Smartgrids City”, como prueba piloto de una red eléctrica inteligente, en la ciudad estadounidense de Boulder, en Colorado, en la que va a ser una de las experiencias más sofisticadas para poner a prueba todas las tecnologías y cambios que conllevan la puesta en marcha de una red eléctrica inteligente.

En este proyecto, que se inició en el 2008, se pretende reemplazar la infraestructura eléctrica de una parte de la ciudad y equipar a 50.000 hogares con medidores inteligentes. Por otro lado, en la última parte del proyecto se contempla la integración de vehículos eléctricos, generación solar y eólica en la red.

A nivel de generación, consta en incluir en la red generación distribuida y almacenamiento de energía; a nivel de la red de distribución y subestaciones, se puede hablar sobre gestión automática de las mismas; y a nivel cliente la construcción de “SmartHouse/SmartBuilding”, donde el cliente podrá decidir qué tipo de energía abastecerá su hogar en cada momento, y la instalación de postes de recarga para autos híbridos plug-in o eléctricos en la vía pública.

Este proyecto se pretende llevar a cabo también en otros países como España y Alemania entre otros.

IV-2.2. Telemedición

Existe un amplio desarrollo de las tecnologías de telemedición particularmente AMR y AMI, principalmente en Estados Unidos y Europa como se puede observar en la *Figura IV-2*.

Figura IV-2. AMI y AMR en el mundo.

En Estados Unidos por iniciativa de las empresas proveedoras de equipos y servicios (GE, Google) y concientización de las autoridades se está desarrollando la implementación a mediano y largo plazo de “Smart Grid”, comenzando por el recambio de los medidores, en las siguientes empresas:

- **Pacific Gas &Electric Company:** Existe un plan de recambio de 5 millones de medidores.
- **Southern California Edison:** Planean tener instalados 5,3 millones de medidores al año 2010, a la fecha hay instalados 45.000.
- **GE:** Se han efectuado estudios de ahorro en viviendas inteligentes en California por parte de GE, considerando que a fin del presente año estarán funcionando aproximadamente 4500 unidades.
- **San Diego Gas & Electric:** Recambio de 1,4 millones de medidores.
- **Tennessee Valley Authority**: Recambio de 8,7 millones de medidores.
- **South Indiana:** Existe un piloto integrado por 10.000 medidores inteligentes, donde se testea el manejo de la distribución de energía y el contacto con los clientes a través de “Display” inteligentes y termostatos programables.
- **BC Hydro (Canadá):** Planea tener instalados 1,7 millones de medidores inteligentes para fines del 2010. Esta iniciativa gano el premio “Best AMR Initiative in North America” otorgado por la “Utility Planning Network”.

Cabe destacar, que en Estados Unidos, el Presidente Barack Obama ha destinado cerca de 4.000 millones de dólares de su plan de estímulo de la economía a iniciativas que promuevan la creación de redes inteligentes.

En Europa se destacan las iniciativas de la empresa Italiana ENEL, que lleva instalados 30 millones de medidores electrónicos para llevar a cabo estas tecnologías. A su vez, el proyecto “Telegestore” de la compañía ENEL, completado el 2005, fue considerado el primer proyecto comercial con implementación de tecnología del “Smart Grid”. El mismo costo aproximadamente 2,1 billones de euros y genera ahorros anuales de 500 millones de euros. Este proyecto fue muy inusual, dado que ENEL diseñó y fabricó sus propios medidores, desarrolló su propio software y actuó como integradora de todo el sistema.

Por otro lado, en América Latina, las tecnologías de AMI y AMR se están implementando en México, Brasil, República Dominicana, Costa Rica y Santa Lucía en localidades de algunos miles de clientes.

IV-2.3. Postes de recarga de autos híbridos plug-in y eléctricos

Tanto en EE.UU., Europa como en Japón, se está realizando la instalación de una red de recargadores en la vía pública. Actualmente, se está avanzando sobre la recarga inteligentes de los vehículos y la recarga rápida de los mismos.

En Brasil ya se están produciendo vehículos híbridos y eléctricos, y ya cuentan con un puesto de recarga y en Chile hay circulación de autos eléctricos y se planea la instalación de puntos de recarga.

IV-2.4. Almacenamiento de energía

Se está apuntado hacia el almacenamiento en baterías y el almacenamiento de hidrógeno. Ambas tecnologías están pensadas para nivelar la curva de carga y como fuente en caso de cortes. TEPCO[11] tiene instaladas en su red baterías de tecnología NAS[12] para obtener los beneficios mencionados.

IV-2.5. China

Como se menciono en el apartado **IV-1**, China se encuentra en una situación particular dado que es un país con una altísima tasa de crecimiento, muy alta participación de combustibles fósiles y tiene un bajo margen de reservas.

Es por esto que China es ahora el país líder en inversión en “Smart Grid”. Este año planea invertir U$S 7.3 billones en tecnología para una red eléctrica inteligente. Hoy en día China invierte más en una futura red eléctrica inteligente que en generación eléctrica y se planea que para el 2020 se tendrá la “Smart Grid” en funcionamiento.

IV-2.6. Políticas de Estado

En el mundo se están alineando esfuerzos de distintas compañías de servicios eléctricos, en algunos casos con el apoyo del Estado, en pos de obtener los beneficios ya mencionados, a partir de la implementación de una red inteligente.

Inicialmente, Estados Unidos presentó el plan “Unified Smart Grid”; posteriormente la Unión Europea presentó el plan “SuperSmart Grid”, y en mayo de 2009 China se sumó a la presentación de su plan “Strengthened Smart Grid”.

[11] Tokyo Electric Power
[12] Network Attached Storage

Sin duda, los esfuerzos en el Siglo XXI estarán puestos en la energía, en el cuidado de la misma y un uso más eficiente y racional. El 16 de Diciembre del 2008 el Presidente de los Estados Unidos Barack Obama dijo: “In the 21st Century, we know that the future of our economy and national security is inextricably linked to one challenge: Energy”.

Por otro lado, en Europa se busca la implementación de una red inteligente con el fin de disminuir la contaminación del ambiente mediante las tecnologías ya mencionadas que la conforman. Particularmente, el Plan 20/20/20 tiene el objetivo que para el año 2020 se disminuya el 20% la emisión de gases, aumentar un 20% el uso de energía renovable y disminuir el consumo de energía a partir de mejorar un 20% la eficiencia de la energía.

IV-3. Principales Inconvenientes

Existen una serie de obstáculos que se presentaron en la implementación de redes inteligentes en Estados Unidos, Europa y el resto de los países que comenzaron a implementar esta nueva tecnología.

En primer lugar, el hecho de que no existan regulaciones que recompensen a las compañías del sector eléctrico por lograr una mayor eficiencia operacional, generó una gran resistencia en varios Estados al desarrollo de las redes de transmisión.

En segundo lugar, cabe destacar la limitada capacidad de muchas empresas del sector eléctrico para transformar rápidamente sus negocios y el entorno operativo para tomar ventaja de las tecnologías de una red inteligente.

Por otro lado, la falta de equipos de trabajo de nivel profesional (Ingenieros) y la necesidad de investigación y desarrollo de sistemas de generación no convencionales y sistemas de almacenamiento de energía representaron y representan en muchos países un obstáculo para el desarrollo de nuevas redes.

Los inconvenientes sociales también son importantes a la hora de evaluar un cambio en el negocio eléctrico. Dado que en esta nueva forma de ver el negocio eléctrico el cliente se convierte en un actor fundamental, es imprescindible poner atención en los mismos. En muchos países, como por ejemplo Estados Unidos, hay una gran preocupación por parte de los clientes sobre la privacidad que tendrán con estas nuevas tecnologías, y un gran temor por los mecanismos de control que tendrán los gobiernos sobre todas las actividades que requieran el uso de electricidad. Debido a esto, a la hora de evaluar la implementación de una red inteligente, es esencial conocer

realmente las necesidades de los clientes, es decir, saber que necesitan y que quieren saber. Por otro lado, es fundamental educar a los clientes para que haya un buen aprovechamiento de las nuevas tecnologías.

En conclusión, dado que las políticas, regulaciones, participación de los gobiernos, situaciones sociales y avances técnicos es significativamente distinta en cada país, no existe un método a seguir en la implementación del “Smart Grid”. Es por esto que las compañías del sector eléctrico en los distintos países toman caminos distintos en la implementación de una red inteligente. Sin embargo, se puede establecer como un común denominador la necesidad de regulaciones para incentivar el uso racional de la energía, la adopción de un sistema de comunicación y la normalización o estandarización de los equipos y sistemas de la red para una optimización de costos.

V. PROPUESTAS DE ACCIÓN

Como se menciono anteriormente, para la implementación de una red inteligente se necesitan tecnologías y regulaciones. Dentro de las tecnologías se encuentran los medidores electrónicos y la elección y adopción de un sistema de comunicación.

Cabe mencionar que para analizar un posible plan de acción se toma como ejemplo a la empresa Edenor S.A.

V-1. Tecnologías

V-1.1. Medidores Electrónicos

Los medidores electrónicos, son una parte fundamental e indispensable para la implementación de una “Smart Grid”. Sin duda, para comenzar a hablar de una red inteligente, hay que instalar los mismos en los lugares de consumo. Pero hay varios pasos que cumplir antes de llegar ahí. La instalación de medidores en todo el parque de consumidores no puede llevarse a cabo de la noche a la mañana.

Uno de los obstáculos que hay que superar es el alto costo de los medidores. En la *Tabla V-1* se presentan los precios unitarios de los distintos modelos.

Clientes	Modelos ejemplo	Precio unitario de compra (U$D)
T1 Monofásico	Elster A102C	21
T1 Trifásico	Elster A1052	98
T2	Elster Alpha I con configuración para Tarifa 2.	320
T3	Elster Alpha I con configuración para Tarifa 3.	680

Tabla V-1. Costo Medidores Electrónicos. Fuente: Edenor S.A.

Multiplicando estos valores por la cantidad de clientes, se obtiene sin duda una cifra muy elevada.

Sin embargo, se trata de una inversión, porque los medidores inteligentes suponen también ahorros en los costes de lectura y reparto de facturas en el caso de los clientes que reciban las mismas por internet. A su vez, habrá un mayor control de fraude pudiéndose reducir así los costos de las pérdidas no técnicas. Por otro lado, facilitarán en control directo de la calidad de servicio y de producto, y la facilidad de reposición de servicio.

Se debería fijar un horizonte temporal, que parezca plausible, para la instalación de medidores inteligentes en el parque total de consumidores y empezar cuanto antes.

Actualmente, el 10 % de los clientes T1 de Edenor S.A. tienen instalados medidores electrónicos, mientras que todos los clientes T2 y T3 ya poseen los mismos.

V-1.2. Tecnologías de Comunicación

Como se explico anteriormente existen diversas tecnologías de comunicación que se pueden implementar para comunicar las distintas partes que componen la estructura de una “Smart Grid”. Hoy en día aún se encuentran bajo estudio las distintas opciones y no existe un respaldo concreto para inclinarse por una u otra.

Sin embargo, para implementar una red inteligente se deberán seleccionar las tecnologías a aplicar. Las mismas podrán estar sustentadas por pruebas piloto, con el fin de obtener un diseño de la arquitectura desde el punto de vista técnico y de seguridad. Estas pruebas piloto se podrían realizar en localidades de pocos habitantes como se hace en otros países, para posteriormente expandirla a toda la región. En el caso de Edenor S.A., convendría realizar la prueba piloto por zona; Moron, Norte, Olivos, Pilar, o bien, por tipo de cliente.

Para definir las tecnologías de comunicación a utilizar, primero se deberá definir si se hará una “Smart Grid” masiva, o no masiva. Es decir, si será aplicada a toda la red de clientes, o solamente a algunos.

En el caso de una implementación masiva, se podrá optar por tecnologías de PLC, ZigBee o Radio. En este caso lo más importante será decidir quién será el proveedor. A su vez, en este caso se deberán colocar concentradores de información. Los mismos podrán estar ubicados en los centros de transformación, donde se concentrarán los datos de 400 a 500 clientes.

Por otro lado, en el caso de una aplicación no masiva, se podrán realizar conexiones directas punto multipunto con los clientes. En este caso, será muy

importante definir quienes serán los clientes que tendrán los beneficios de una red inteligente y que generen mayores beneficios para las empresas eléctricas.

Una vez definidas las tecnologías de comunicación a utilizar, quedan construidos los cimientos para la aplicación de una red inteligente. De esta forma se podrá continuar con las aplicaciones fundamentales; Instalación de un sistema de lectura automática compuesto por medidores inteligentes, la infraestructura de comunicación necesaria y el desarrollo o adaptación del software correspondiente incluyendo el diseño de las bases de datos. Esto permitirá informar al cliente de bandas tarifarias, consumos y permitir el control de cargas. A su vez, con los equipos colocados en la red, se permitirá la detección y despeje remoto de averías.

Cabe mencionar, que actualmente en Edenor S.A. no existen medidores telemedidos, es decir, aún en los casos donde ya hay instalados medidores electrónicos, la medición, conexión/desconexión de servicios, etc. sigue siendo local.

V-2. Regulaciones y rol del Estado

Está claro que sin la participación del Gobierno no convendría ni siquiera comenzar a hablar de una aplicación de una red inteligente. Los medidores electrónicos no serían realmente aprovechados pues no existirían nuevas bandas tarifarias que generen interés en los clientes para su efectiva utilización y financiamiento.

La participación del Gobierno abriría un nuevo espacio en el mercado de la distribución, por supuesto que dependerá del grado de intervención y de las nuevas regulaciones. ¿Cómo puede apoyar el gobierno al desarrollo de la red eléctrica inteligente?.

En primer lugar, sería conveniente que se conforme un equipo de trabajo con miembros del gobierno, empresas de Generación, Transmisión y Distribución, industrias y asociaciones relacionadas para el desarrollo en conjunto de un plan de acción.

En segundo lugar, se debe fomentar, desde el gobierno, el desarrollo de tecnologías que apunten a la eficiencia energética y a la producción de equipos de bajo consumo.

Por otro lado, se deberán hacer importantes inversiones en Generación y en los sistemas de Transmisión obsoletos de las redes actuales e incentivar a las empresas eléctricas a mejorar sus servicios en todos los aspectos.

Por último, pero no menos importante, el Gobierno deberá desarrollar un sistema tarifario dinámico que permita opciones, de forma tal de optimizar la utilización de recursos. No solo hacen falta campañas para explicar y concientizar a la población, sino que también es necesario que vengan acompañadas de señales económicas que induzcan y motiven un cambio de actitud.

Actualmente las empresas de distribución de acuerdo a los estudios económicos que realizan, le informan ENRE cuáles deberían ser las tarifas adecuadas. Sin embargo, quien finalmente fija las tarifas es dicho organismo estatal, siendo mínima la participación de las compañías de distribución en la decisión final.

Este sistema debería cambiar para que todos los actores intervinientes puedan percibir beneficios. Es por esto, que convendría conformar una comisión, con miembros del Gobierno y de las compañías eléctricas, destinada a estudiar el sistema de tarificación para encontrar la solución más adecuada.

V-2.1. Tarificación

Como se menciono en el apartado **III-3**, actualmente para los clientes en T1 y T2 no existen bandas tarifarias discriminadas para el consumo de electricidad en horarios pico, valle o resto, ni tampoco existe una tarificación dinámica.

Para estudiar cual sería un sistema tarifario adecuado, sería conveniente analizar el parque de consumo, es decir, la participación de los clientes bajo las distintas tarifas en el consumo de energía, la cantidad de clientes por tarifa, y el perfil de los clientes. De esta forma, se analizará un sistema adecuado para llegar a afectar la curva de potencia, reduciendo la contribución a la punta.

A continuación se presenta en la *Tabla V-2*, la distribución de los clientes de Edenor S.A. por zona y tarifa.

Zona	Tarifa	Clientes (a diciembre 2008)
Morón	T1 Residencial	715.220
	T1 General	93.807
	Villas	98
	T1 Alumbrado Público	28
	T2	6.014
	T3	1.388
Norte	T1 Residencial	692.728
	T1 General	87.148
	Villas	62
	T1 Alumbrado Público	20
	T2	12.337
	T3	2.322
Olivos	T1 Residencial	397.033
	T1 General	61.127
	Villas	83
	T1 Alumbrado Público	122
	T2	7.104
	T3	1.579
Pilar	T1 Residencial	398.231
	T1 General	53.441
	Villas	124
	T1 Alumbrado Público	54
	T2	3.607
	T3	872
Total Tarifa 1		***2.499.326***
Total Tarifa 2		***29.062***
Total Tarifa 3		***6.161***

Tabla V-2. Distribución Clientes de Edenor S.A. Fuente: Edenor S.A.

Como se puede observar, cerca del 99,9 % de los clientes de Edenor S.A. se encuentra en la Tarifa 1. Por otro lado, en la *Tabla V-3*, se presenta la distribución porcentual de clientes por tipo dentro de la Tarifa 1.

Tarifa	Clientes	Porcentual
T1 Residencial	2.203.212	88,15 %
T1 General	295.523	11,82 %
T1 Alumbrado Público	224	0,009%
Villas	367	0,015%
Total	**2.499.326**	**100 %**

Tabla V-3. Clientes en Tarifa 1.

Se observa que los clientes bajo la Tarifa 1 son en su mayoría residenciales y en segundo lugar T1 General, es por esto, que para el futuro análisis prácticamente no se tomarán en cuenta las otras tarifas dentro de la T1.

A continuación, se analiza la participación de los clientes bajo las distintas tarifas en el consumo de energía. En el *Gráfico V-1*, se puede observar la distribución porcentual de participación en el consumo. Este gráfico se realizó sobre el total de energía vendida por Edenor S.A. en el año 2008 que fue de 18.616 GWh.

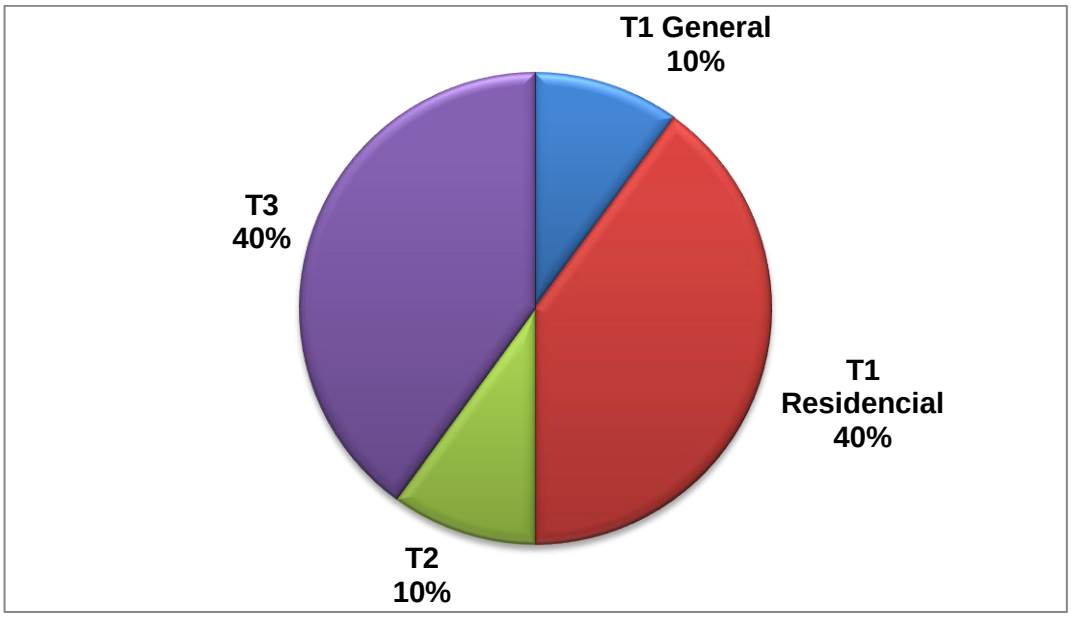


Gráfico V-3. Participación en el consumo. Fuente: Edenor S.A.

Por otro lado, se analizan los perfiles de los distintos clientes. Los clientes en T1 General y en T2, suelen ser pequeños comercios y PyMES, por lo que el uso y consumo de electricidad está muy asociado a los horarios laborales. Sin duda, estos usuarios no pueden cambiar sus hábitos de consumo por lo que no tendría sentido aplicar mecanismos de premio-castigo para que modifiquen sus patrones de consumo. En cambio, los clientes T1 R, si pueden ser educados para cambiar sus hábitos de consumo, dado que el mismo no está asociado a un horario laboral. Por último, los clientes T3, suelen ser grandes industrias que trabajan de manera continua a lo largo de todo el día, por lo que su consumo en horas de pico es significativo y puede ser modificado con una adecuada planificación.

En conclusión, considerando la participación en el consumo de los distintos clientes y teniendo en cuenta el perfil de los mismos, el sistema de tarificación dinámico tiene que estar principalmente orientado a los clientes T1R y T3 dado que son los de mayor consumo y los que debido a sus hábitos de consumo, realmente pueden disminuir su contribución a la punta.

Se presenta en el *Gráfico V-2* a modo de ejemplo, como debería ser un sistema de tarificación adecuado, teniendo en cuenta la curva de carga.

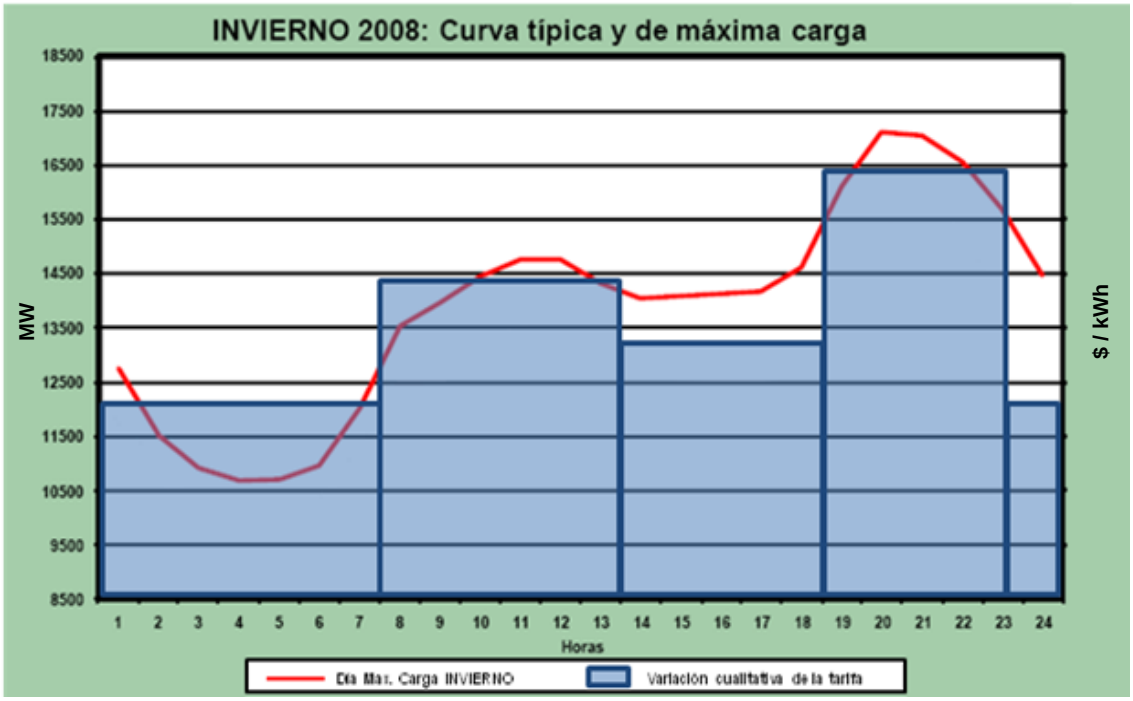


Gráfico V-4. Curva de Carga y tarificación.

Las barras representan cualitativamente las distintas tarifas en los distintos momentos del día.

Con este mecanismo de premio-castigo, y con pequeños cambios en rutinas diarias, los clientes podrán utilizar racionalmente la energía, teniendo mayor conciencia de la misma e incluso podrán ahorrar dinero en sus facturas de energía.

V-3. Generación limpia

Actualmente existen diversos proyectos de generación eólica principalmente en la zona de la Patagonia. En la *Figura V-1* se puede observar la ubicación geográfica de los mismos.

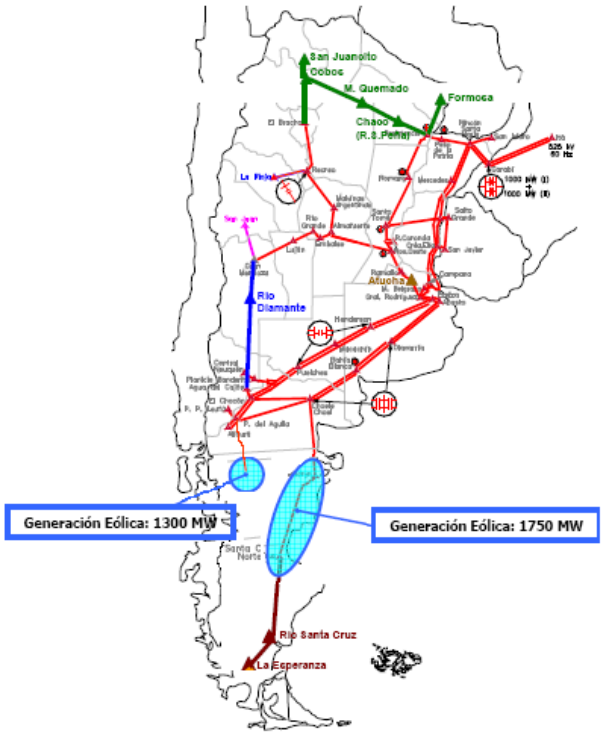


Figura V-1. Principales proyectos de generación eólica. Fuente: Informe Transener y Transba.

Los principales proyectos de generación eólica se encuentran en la Patagonia, muy distantes de las principales demandas del sistema Argentino. Es por esto, que para vincular la nueva generación eólica con la demanda se requerirá reforzar y ampliar los corredores de 500 kV Patagónico, Comahue – Cuyo y Comahue – GBA, que permitirá incrementar la inyección de potencia de la Patagonia en Choel Choel.

Como se mencionó en el apartado **II-4.3**, actualmente se están realizando nuevas interconexiones; NEA –NOA y Comahue – Cuyo. Por otro lado, se están analizando distintas alternativas para la ampliación del corredor Comahue – GBA y se encuentra bajo licitación la ampliación del corredor patagónico; Pico truncado (S. Cruz Norte) – La Esperanza.

Como conclusión, cabe destacar que si en el mediano plazo no se concretan importantes proyectos de generación eólica y no se comienzan nuevos proyectos de generación hidráulica y nuclear, se continuará incrementando la dependencia del gas y del petróleo, y la consecuente emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

V-4. Generación distribuida

Si bien suena muy distante la idea de que los clientes puedan transformarse a su vez en generadores, ya existen hoy en día en Argentina edificios con la capacidad de autogenerar, mediante paneles solares, la energía que se consume en las instalaciones comunes; ascensor, iluminación, etc. Esto se debería implementar no solo en edificios o para clientes residenciales, sino también para el alumbrado público, industrias, y demás clientes.

Sin duda, quien tiene que tomar la iniciativa es el Gobierno, se debería promover el uso e instalación de equipos para la autogeneración en los lugares de consumo. A su vez, las empresas de Generación, Distribución y Transmisión deberían formar equipos interdisciplinarios con el fin de asesorar a los principales clientes sobre la instalación de este tipo de equipos. De esta forma, también se estaría contribuyendo para aplanar la curva de carga, dado que en los horarios de pico, los clientes podrán autoabastecerse.

Por último, en una primera etapa de la red inteligente, no parecería plausible que los clientes puedan comercializar fácilmente la energía que producen, pero sin duda, con el sistema ya instalado, y con las regulaciones pertinentes esto será un hecho.

VI. ESTUDIO ECONÓMICO

A continuación se realiza un estudio económico con el fin de analizar la conveniencia de una “Smart Grid”. Para la realización del mismo se consideró una implementación masiva para todos los clientes de Edenor S.A.

Se identificaron y analizaron los beneficios y egresos de capital más importantes, concentrando todos los flujos operativos a fin de cada periodo y las inversiones al inicio de los mismos.

Se analizo el proyecto de implementación de una red inteligente a 10 años y se tomo como supuestos que la cantidad de clientes permanecería constante a lo largo de los años y la existencia de las regulaciones tarifarias necesarias.

VI-1. Beneficios

En primer lugar, se analizaron las principales actividades que podrían generar ahorros con una implementación masiva de una red inteligente. Por otro lado, se tomaron algunos supuestos acerca del porcentaje de ahorro de cada actividad atribuible al “Smart Grid”.

A continuación se presenta en la *Tabla VI-1* los principales rubros de ahorro y su respectivo porcentaje de ahorro.

Actividad	% ahorro atribuible a la red inteligente
Costos de Explotación	
Lecturas mensuales	100 %
Lecturas bimestrales	100 %
Lecturas especiales	100 %
Islas y aéreas disp. – lectura	100 %
Medición E. Reactiva T1	100 %
Suspensiones	100 %
Comprobación suspension	100 %
Rehabilitaciones	100 %
Insp. eq.med y fraude barrios no carenciados	80 %
Insp. eq.med y fraude barrios caren.	80 %
Mantenimiento correctivo	
C.T.-Cámaras	20 %
C.T.-Transformadores	20%
Red BT	20%
Mantenimiento preventivo (revisiones)	
C.T.-Cámaras	0 %
C.T.-Transformadores	0 %
Red BT – Medidores	0 %
Gastos de explotación en pérdidas de energía	80 %
Recupero de Pérdidas Técnicas de energía	
Ventas de energía Compras de energía	1 % de recupero de energía (promedio compra /venta)
Facturación por recupero de fraudes	
Valor de recupero de energía (precio de venta)	2 %
Curva de Carga	
Inversión por MW	7 %

Tabla VI-1. Principales actividades de ahorro.

Cabe mencionar que para el estudio económico se tomaron los datos de costos reales de Edenor S.A. al año 2005 realizando un ajuste por cantidad de clientes del 2009, estos datos se muestran en la *Tabla VI-2*.

Actividad	Monto $
Costos de Explotación	
Lecturas mensuales	971.068
Lecturas bimestrales	4.799.823
Lecturas especiales	209.989
Islas y aéreas disp. – lectura	162.033
Medición E. Reactiva T1	416.361
Suspensiones	1.880.974
Comprobación suspension	1.105.495
Rehabilitaciones	1.701.871
Insp. eq.med y fraude barrios no carenciados	17.837.830
Insp. eq.med y fraude barrios caren.	1.805.437
Mantenimiento correctivo	
C.T.-Cámaras	1.822.916
C.T.-Transformadores	2.298.704
Red BT – Medidores	241.424
Mantenimiento preventivo (revisiones)	
C.T.-Cámaras	1.593.108
C.T.-Transformadores	33.687
Red BT – Medidores	747.713
Gastos de explotación en pérdidas de energía	24.201.534
Recupero de Pérdidas Técnicas de energía	
Ventas de energía	1.333.659.620
Compras de energía	816.061.294

Tabla VI-2. Costos reales Edenor S.A. 2005, ajustado por cantidad de clientes del 2009. Fuente: Edenor S.A.

Para una mejor comprensión de las fuentes de ahorro, a continuación se explican detalladamente los distintos rubros mencionados en la *Tabla VI-1*.

VI-1.1. Costos de Explotación

Lecturas mensuales: La facturación de los clientes T2 y T3 es mensual, por lo que debe haber una lectura mensual del consumo. En este punto se tienen en cuenta los costos de enviar una persona mensualmente a cada uno de los clientes T2 y T3. Se supone que con la instalación de medidores electrónicos esto no hará falta, por lo que se prevee reducir en un 100 % este monto.

Lecturas bimestrales: Representa los costos de lectura de los medidores de los clientes T1, cuya facturación es bimestral. Con los medidores electrónicos se podrá ahorrar un 100 % este costo.

Lecturas especiales: En varias oportunidades los encargados de tomar la lectura de los medidores no pueden acceder al punto de medición por la presencia de animales o bien porque no pueden acceder al lugar. Es por esto que se ven obligados a volver otro día. El costo de volver a tomar la medición se tiene en cuenta en este punto. Nuevamente cabe mencionar que en la red inteligente no será necesario enviar al personal al punto de consumo para tomar la lectura, por lo que este costo se reducirá en un 100 %.

Islas y áreas disp.-lectura: Se refiere a las mediciones en islas y áreas dispersas. Sin duda las lecturas en estas áreas representan un costo adicional por la dificultad de acceder a esas áreas. Mediante la aplicación de una red inteligente, estos costos se reducirán en un 100 % dado que se evitará la lectura local.

Medición de energía reactiva T1: Con la red inteligente se podrá evitar la medición local de la energía reactiva. Cabe mencionar que para que esto sea posible los medidores deberán estar preparados para medir la misma. Los medidores que se contemplan en la sección **VI-2** están preparados para medir la energía reactiva.

Suspensiones: Cuando un cliente no paga su factura, se envía una cuadrilla a suspender el servicio. Es necesario enviar personal dado que el mismo se suspende en el punto de consumo. En la red inteligente la suspensión del servicio se podrá hacer desde la central, sin necesidad de incurrir en este costo, por lo que se prevee un ahorro del 100 %. Cabe destacar que para que esto sea posible se deberán colocar interruptores en los medidores.

Comprobación suspensión: Una vez interrumpido el servicio, si el cliente continúa sin abonar la factura, se envía nuevamente a una persona a controlar que el cliente no se haya reconectado por su cuenta. Si este es el caso, se inicia una causa legal por fraude. Este costo también se puede eliminar en una "Smart Grid".

Rehabilitaciones: En una "Smart Grid" no será necesario enviar personal para las rehabilitaciones de servicio. Las mismas podrán realizarse desde una central.

Inspección equipos de medición y fraude en barrios carenciados y no carenciados: Muchas veces los medidores son alterados por los clientes para que la medición no sea exacta. Es por esto que debe haber una inspección de los equipos frecuentemente. Con la incorporación de medidores electrónicos inteligentes, se podrá detectar desde la central que medidores han recibido golpes u otras alteraciones. Sin embargo, habrá fraudes imposibles de verificar a distancia, por lo que se supone que se generará un ahorro del 80 %.

Mantenimiento Correctivo: El mantenimiento correctivo se refiere al mantenimiento de equipos que fallan por sobretensión, calentamiento, etc. Se prevee que con un uso más racional de la energía se podrán evitar las sobrecargas por lo que este costo podrá disminuir en un 20 %.

Mantenimiento Preventivo: Se refiere a las revisiones de los equipos en la red para evitar el colapso de los mismos. Este monto seguirá siendo el mismo dado que no es conveniente no invertir en mantenimiento preventivo y esperar que los equipos fallen.

Gastos de explotación en pérdidas de energía: Son las inversiones que se realizan anualmente en la mejora de la red para tener la menor cantidad de pérdidas de energía. Se estima que con una red inteligente se podrá ahorrar hasta un 80 % de este valor.

VI-1.2. Recupero de Pérdidas Técnicas de Energía

Para este rubro, se toma como supuesto un recupero de 1 % de pérdidas de energía debido a la implementación de la red inteligente. Para el cálculo se toma un promedio de la compra y venta de energía anual.

VI-1.3. Facturación por recupero de fraudes

Con un mayor control sobre el robo de energía sin duda los hábitos de consumo cambiarán, principalmente en aquellos clientes que deberán abonar por el servicio que antes consumían gratuitamente.

Para evaluar el porcentaje de ahorro por facturación por recupero de fraudes es conveniente analizar donde se encuentran las pérdidas. En la *Tabla VI-3* se presentan las pérdidas porcentuales por tarifa.

Tarifa	Participación en el consumo	Pérdidas	
		No Técnicas RPC[13]	No Técnicas RT[14]
T1 R No carenciados.	30 %	27 %	0,9 %
T1 R caren.	10 %	20 %	2 %
T1 G	10 %	5 %	0,5 %
T2	10 %	5 %	0,5 %
T3	40 %	0 %	0 %
Total	**100 %**		**3,9 %**

Tabla VI-3. Pérdidas porcentuales por tarifa.

En esta tabla se puede observar que el mayor porcentaje de pérdidas no técnicas se da en T1 R carenciados, como era de esperar.

Se estima que con un mayor control debido a la posibilidad de realizar un balance instantáneo de potencia por centro de transformación o por cuadra en barrios con mayores pérdidas, se podrán facturar por recupero de fraudes un 50% aproximadamente de las pérdidas no técnicas actuales.

VI-1.4. Curva de Carga

Como se menciono anteriormente en el análisis de los perfiles de los distintos clientes en la sección **V-2.1**, los clientes T1 R y T3 debido a sus hábitos de consumo son los que realmente pueden disminuir su contribución a la punta.

Analizando los consumos y los hábitos de los clientes T1 R, se identificaron ciertos electrodomésticos que pueden ser utilizados en distintos horarios sin alterar el confort de un hogar. A continuación se presentan en la *Tabla VI-4* dichos equipos con sus respectivas potencias.

[13] Respecto Propio Consumo
[14] Respecto Total

Electrodoméstico	Disponibilidad electrodoméstico	Uso en horario pico	Uso transferible	Potencia (W)
Lavarropas automático	80 %	40 %	20 %	1500
Secarropas	50 %	25 %	12,5 %	340
Termotanque	10 %	10 %	5 %	3000
Bomba de Agua	5 %	5 %	2,5 %	380
Lavavajillas	15 %	10 %	5 %	2350
TOTAL				**7570 W**

Tabla VI-4. Electrodomésticos y potencias respectivas.

A su vez se presenta en la *Tabla VI-4* el porcentaje de hogares que posee los electrodomésticos identificados, los que utilizan dichos equipos en horarios de pico y por último que porcentaje de hogares podrá transferir el uso fuera de dicho horario.

Con todas estas consideraciones se estima que habrá una disminución de 1365 MW aproximadamente de la potencia de punta. Por lo tanto, teniendo en cuenta que el pico es de 19500 MW, se estima que el mismo se reducirá en un 7 %. De esta forma, considerando que las inversiones por MW son de $ 2000 aproximadamente, se calculan los ahorros que se generarán.

Cabe mencionar que en este punto no se consideran los ahorros posibles de los clientes T3, dado que hoy en día se pueden generar dichos ahorros sin necesidad de una “Smart Grid”.

VI-2. Egresos de Capital

Para considerar las inversiones necesarias es fundamental definir la tecnología de comunicación a implementar. Para este modelo se utilizo transmisión a través de fibra óptica aérea en las zonas de Moron, Olivos y Pilar hasta los centros de transformación y luego por PLC. Para la zona Norte, dado que existe una zona con postes para el tendido aéreo y otra parte donde todos los tendidos son subterráneos se optó por GPRS en lugar de fibra óptica, dado que el tendido subterráneo de la misma es significativamente más costoso.

Cabe mencionar que si bien la inversión en GPRS es menor que en fibra óptica, el costo mensual es mayor, dado que implica un abono mensual a la de la prestadora celular, mientras que el mantenimiento de la fibra óptica es mínimo.

Para calcular la cantidad de km de fibra óptica necesaria, se analizaron los inventarios de instalaciones de Edenor S.A. que se muestran en la *Tabla VI-5*.

	MORON	NORTE	OLIVOS	PILAR	TOTAL EDENOR
Kms de linea aerea BT	8.372	2.158	4.703	7.269	22.502
Kms de cable subt BT	252	2.052	838	594	3.737
kms de BT	**8.624**	**4.210**	**5.541**	**7.863**	**26.238**
Kms de linea aerea MT	1.762	104	1.182	1.648	4.696
Kms de cable subt MT	883	1.285	1.052	504	3.724
kms de MT	**2.646**	**1.389**	**2.234**	**2.152**	**8.420**
Monopostes MT / BT	2.122	41	1.019	1.274	4.456
Monopostes carenciados	877	7	90	422	1.396
Plataformas MT / BT	2.167	482	1.197	1.782	5.628
Plataformas carenciados	1.206	50	240	838	2.334
Cámaras MT / BT	616	2.057	1.081	535	4.289
Camaras carenciados	73	26	65	61	225
Total Centros de Transformación	**4.905**	**2.580**	**3.297**	**3.591**	**14.373**
Centros de transformación NO CARENCIADOS	**2.749**	**2.497**	**2.902**	**2.270**	**10.418**
Km de BT no carenciados	**4.833**	**4.075**	**4.877**	**4.970**	**18.756**
Km de MT no carenciados	**1.483**	**1.344**	**1.966**	**1.360**	**6.154**

Tabla VI-5. Instalaciones Edenor S.A. Inventario a septiembre 2005. Fuente: Edenor S.A.

Es importante la distinción entre carenciados y no carenciados, dado que para el cálculo de kms necesarios se considero únicamente a los no carenciados.

A continuación se presenta en la *Tabla VI-6* las inversiones necesarias y los costos unitarios.

Rubro	Costo Unitario
Comunicación	
Tendido de fibra óptica aéreo	6 U$D / m
GPRS	15 U$D / mes.concentrador
Interruptor para suspensiones	5 U$D / medidor
Concentradores	
Concentrador	11.550 U$D / CT
Medidores	
Medidores Electrónicos	T1 Mono. 23 U$D - T1 Trif. 108 U$D
Modem para medidores	10 U$D / medidor
Mantenimiento	Supuesto: 3 % anual sobre costo de equipamiento

Tabla VI-6. Costos Unitarios de las principales inversiones.

Cabe mencionar que en los costos del tendido de la fibra óptica, de los concentradores y de los medidores se tiene en consideración el costo de la mano de obra para la instalación. Por otro lado, es importante destacar que para el cálculo de los medidores electrónicos sólo se tomaron en consideración los clientes de Edenor S.A. que aún no poseen los mismos.

Con estas consideraciones y estos costos, se presentan en la *Tabla VI-7* las inversiones necesarias para una red inteligente.

Rubro	Inversiones
Comunicación	113.610.992 U$D
Concentradores	120.327.900 U$D
Medidores	99.029.774 U$D
Total	**332.968.666 U$D**

Tabla VI-7. Inversiones por rubro.

VI-3. Flujo de Fondos

Considerando los ahorros e inversiones previamente explicadas, se confecciono un flujo de fondos aproximado para la implementación de una red inteligente.

Para la confección del mismo se utilizaron proyecciones de inflación del Fondo Monetario Internacional y proyecciones del crecimiento de la demanda anual. Estas proyecciones se presentan en la *Tabla VI-8*.

Año	Crecimiento demanda anual	Inflación
2011	4,5 %	10,70 %
2012	4,5 %	9,20 %
2013	4,5 %	6,80 %
2014	4,5 %	6,30 %
2015	4,5 %	6,10 %
2016	4,5 %	5,90 %
2017	4,5 %	5,70%
2018	4,5 %	5,50 %
2019	4,5 %	5,30%
2020	4,5 %	5,10 %

Tabla VI-8: Proyecciones. Fuente: Inflación – FMI.

En el ***Anexo 5*** se presenta el flujo de fondos del proyecto.

VI-4. Evaluación del Proyecto

A la hora de evaluar un proyecto existen diferentes métodos e indicadores utilizados para tal fin. Existen los métodos cuantitativos, que generan indicadores de riesgo y rentabilidad concretos. Estos métodos tienen por objetivo comparar los beneficios proyectados con su correspondiente flujo de desembolsos proyectados. Por esta razón, estos métodos tienen origen en el flujo de fondos del proyecto.

VI-4.1. Valor Actual Neto (VAN)

Valor actual neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (actualizando mediante una tasa de costo promedio ponderado de capital, WACC) todos los flujos de caja futuros del proyecto, tanto negativos como positivos.

Cabe destacar que al plantear el método del VAN se observa que la hipótesis detrás del método es una reinversión de los fondos intermedios al costo de oportunidad perfectamente disponible al inversor.

Para descontar el flujo de fondos en este proyecto se utilizo un WACC del 11%. Esta tasa es una tasa típica utilizada por Edenor S.A. en proyectos similares de nuevas tecnologías.

El Valor Actual Neto que se obtuvo para este proyecto es U$D 4.872.405. El hecho de que el VAN sea mayor a cero indica que el proyecto producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, siendo una razón muy fuerte para aceptar el mismo y llevarlo a cabo.

VI-4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR (tasa interna de retorno) está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero. Esto trae varias implicancias respecto a esta tasa, lo que lleva a poder definirla de las siguientes maneras:

- Es la tasa de descuento que iguala la suma del valor actual o presente de los gastos con la suma del valor actual o presente de los ingresos previstos.
- Es la tasa de interés para la cual los ingresos totales actualizados son iguales a los costos totales actualizados.

- Es la tasa de interés por medio de la cual se recupera la inversión.
- Es la tasa de interés máxima a la que se pueden endeudar para no perder dinero con la inversión.

Cabe destacar que al plantear el método de la TIR se observa que la hipótesis detrás del mismo es una reinversión de los fondos intermedios a la TIR, y no al costo de oportunidad perfectamente disponible al inversor.

Para el proyecto se calculo la TIR del mismo, obteniéndose un valor de 11,37 %. El hecho de que la TIR sea mayor al WACC indica que el proyecto es rentable. Sin embargo representa también un problema respecto a la credibilidad del índice, ya que se está suponiendo que los ingresos de los flujos de fondos se reinvierten a la TIR, lo cual es muy difícil de cumplir.

VI-4.3. Período de Repago

Junto a los indicadores anteriores se calculo también el periodo de repago simple del proyecto. El valor obtenido es de 7 años, lo cual parece ser aceptable. En el *Gráfico VI-1* se muestra la evolución del flujo de fondos acumulado, donde se puede observar el quiebre en el septimo año. A su vez, se puede observar el crecimiento del flujo de fondos año tras año.

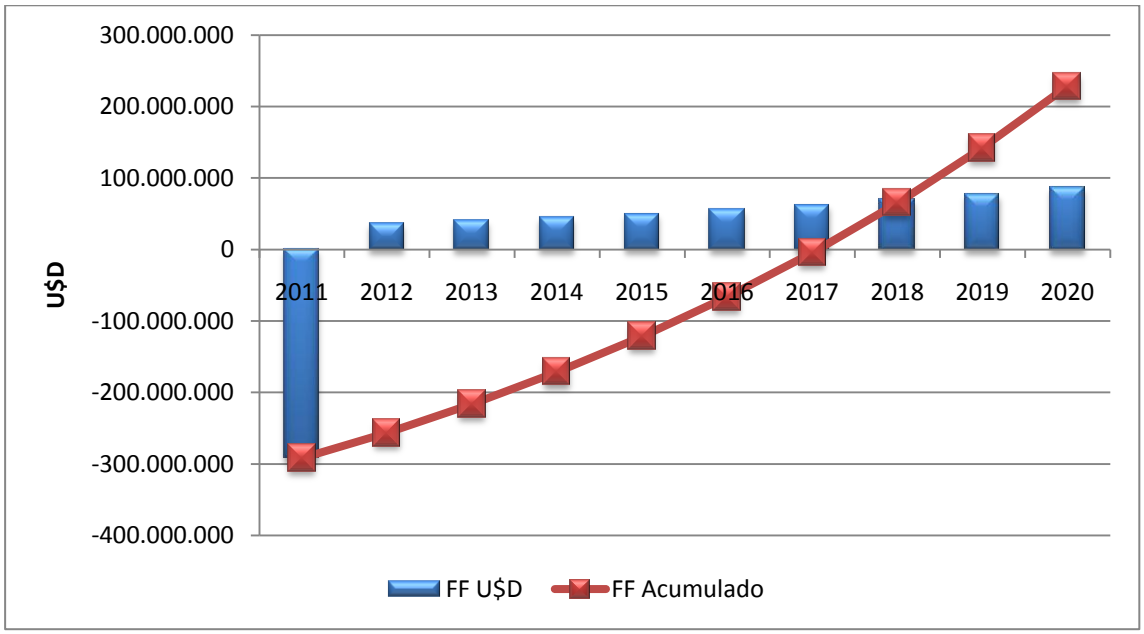


Gráfico VI-1. Flujo de Fondos acumulado en U$D.

VI-5. Resumen

A continuación se presenta en la *Tabla VI-9* un resumen de los indicadores financieros más relevantes del proyecto.

INDICADOR	VALOR
VAN	U$D 4.872.405
TIR	11,37 %
Periodo de Repago Simple	7 años

Tabla VI-9. Resumen de indicadores financieros.

VII. CONCLUSIONES

Como se mencionó anteriormente, se requiere una inversión inicial de U$D 332.968.666, lo cual es una cifra muy elevada. Sin embargo, en la *Figura VII-1* se puede observar que para los inicios de la implementación de una red inteligente hay que hacer una inversión importante sin obtener un valor esperado (beneficio) significativo, pero a medida que se sigue invirtiendo el valor esperado aumenta significativamente.

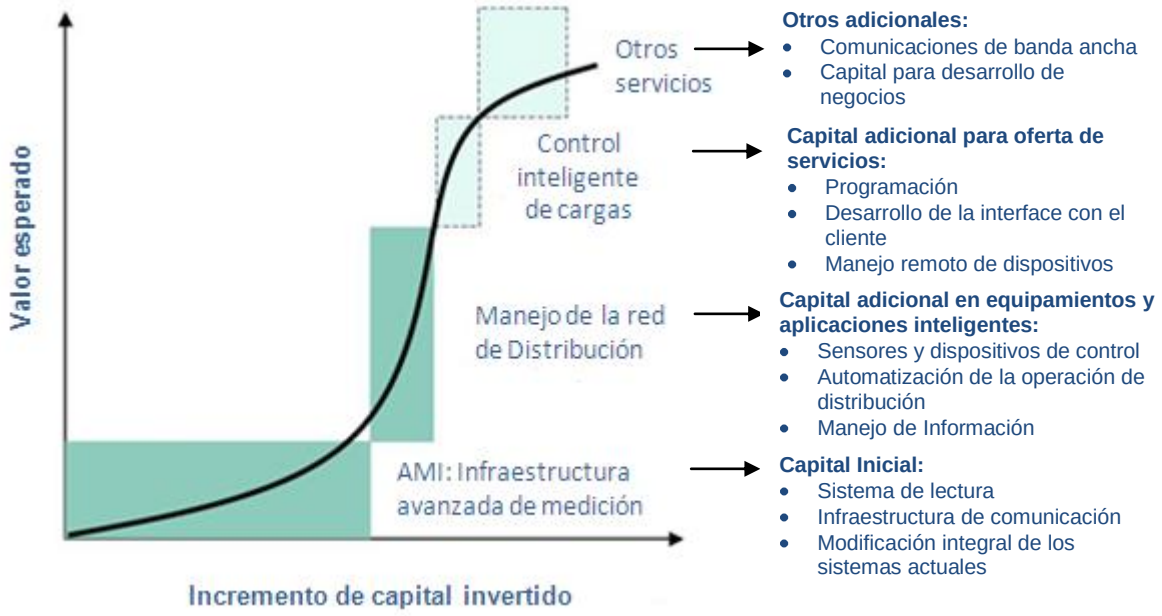


Figura VII-1. Valor esperado frente a las inversiones. Fuente: Edenor S.A.

En el modelo previamente explicado, se consideraron los beneficios iniciales, pero como se puede observar en la *Figura VII-1* con nuevas inversiones se podrán alcanzar mayores beneficios.

Por otro lado, como se mencionó en el apartado **VI-4.1** el VAN del proyecto es positivo, por lo que todo indicará que generaría ganancias por arriba de la rentabilidad exigida. Sin embargo, cabe destacar que hasta el momento el Estado no ha presentado intensiones en el desarrollo de un plan para la construcción de una red inteligente, por lo que la falta de regulaciones tarifarias por parte del Estado repercute significativamente en los beneficios previamente explicados. Es por esto que las distintas empresas de energía se deberán

limitar al desarrollo de la red inteligente de forma tal que sea rentable para las mismas.

Tomando esto como consideración, se analiza nuevamente el modelo económico previamente planteado sin considerar los ahorros en inversiones por disminución del pico de la curva de carga.

De esta forma el VAN es U$D -894.044. El hecho de que el VAN sea menor a cero indica que el proyecto no producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, siendo una razón muy fuerte para no llevar a cabo el proyecto.

Es evidente que no se puede llevar a cabo la implementación masiva de la red inteligente sin la participación del Estado.

VII-1. Propuesta

Sin la participación del Estado, no sería recomendable comenzar un proyecto de semejante envergadura. Por lo tanto a continuación se establecen una serie de pasos y recomendaciones a seguir para comenzar lentamente a preparar la red para el futuro.

VII-1.1. Regulaciones

Considerando el contexto político en el cual está inmersa la Argentina, y las bajas probabilidades de que exista, en el corto plazo, una tarificación dinámica para todos los clientes, se debería enfocar inicialmente la red inteligente a los clientes T3. Para estos, si bien aún no existen tarifas dinámicas, ya existen bandas tarifarias discriminadas por horarios y a su vez, como se analizo anteriormente su participación en el consumo es muy significativa, por lo que los resultados que se puedan lograr pueden ser muy satisfactorios y notorios. A su vez, otro punto a destacar es que todos los clientes T3 de Edenor S.A. ya tienen medidores electrónicos instalados por lo que no se deberían realizar nuevas inversiones en este aspecto.

En el largo plazo, con la participación del Gobierno, convendría realizar un sistema de tarifas dinámicas para los clientes T1 R, que son junto a los T3 los de mayor participación en el consumo. Mientras tanto, conviene ir actualizando la red cambiando todos los medidores.

VII-1.2. Pruebas Piloto

Sería interesante comenzar por pruebas piloto sobre los clientes T3, dado que por ser tan sólo 6000 clientes, se podrá tener un mayor control. Esta prueba

piloto de un sistema AMI puede estar aplicada al monitoreo y lectura de energía en subestaciones, clientes T3 y puntos de control de Calidad de Servicio. Por lo tanto, los puntos de telemedición serían las subestaciones, los clientes T3 y puntos de calidad de servicio específicos en la red.

En otros países, las pruebas piloto se están realizando en localidades de unos miles de habitantes. Lo que aquí se propone es comenzar las pruebas piloto de una red inteligente por tipo de cliente, en lugar de por región. Si todo funciona de acuerdo a lo previsto, y con la participación del Gobierno, se podrá extender a los clientes T1 R y posteriormente a toda la red.

Es importante destacar que las pruebas piloto no sólo se deben realizar para evaluar que todo funcione bien técnicamente, sino que también se debe estudiar el comportamiento de las personas. Como parte de la prueba piloto es fundamental lanzar un programa para educar y explicar a los clientes de que se trata la red inteligente, dado que cuanto más sepan de la misma, más provecho podrán sacar.

También resultaría conveniente, comenzar en una segunda etapa pruebas piloto de un sistema AMR en los clientes que ya posean medidores electrónicos para poder comenzar a obtener un mayor provecho de los mismos.

VII-1.3. Medidores Electrónicos

Dado que la inversión requerida para el recambio de medidores es muy elevada, y no se tiene ayuda del Estado, se puede establecer un plan de recambio de medidores con una tasa de 100.000 medidores por año. De esta forma para el 2035 el 100 % de los clientes de Edenor S.A. tendrán instalados los mismos en sus hogares. Sin duda se deberá armar un plan de inversión y financiación adecuado para que esto se pueda lograr.

VII-1.4. Recursos Humanos

Los recursos humanos que lleven a cabo este proyecto son de suma importancia, por lo que es necesario que el Estado fomente el desarrollo de profesionales y técnicos en el área. Por otro lado, hay que promover la investigación y desarrollo nacional, como por ejemplo el desarrollo de tecnologías que apunten a la eficiencia energética y la producción de equipos de bajo consumo. A su vez, se debe poner particular hincapié en el desarrollo de sistemas de generación no convencionales y sistemas de almacenamiento de energía. Para esto último, es fundamental que las empresas del sector eléctrico trabajen en conjunto a las universidades del país. Finalmente, cabe

destacar que para lograr una red inteligente se necesitan personas, empresas y regulaciones inteligentes.

VIII. Bibliografía

- Dymitr Wajsman. 2008. SMART GRID – 101. Smart Grids Latin America. Seminario sobre el desarrollo de un “cambio de ruta” para las empresas de servicios de América Latina. Santiago de Chile – Chile.

- Alejandro Sole. 2008. Modelos de negocio, las estructuras y el análisis. Latin American Smart Grid Forum. San Pablo – Brasil.

- Patricia Luna. 2009. El día que Edison conoció a Bill Gates. Revista Entrelíneas. Revista de la Red Eléctrica de España N°13. Páginas 23-27.

- Robert Lamb. How the Smart Grid Will Work.
  http://science.howstuffworks.com/smart-grid.htm
  Página Vigente al 28/06/10**.**

- IEEE. Smart Grid.
  http://smartgrid.ieee.org/
  Página Vigente al 28/06/10**.**

- John McDonald. A conversation with IEEE on Driving Smart Grid Initiatives.
  http://www.ieee.org/about/news/topics/smart_grid/mcdonald.html
  Página Vigente al 28/06/10**.**

- U.S. Department of Energy. An Energy Overview of Argentina.
  http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/argentina/energy_overview_of_argentina.shtml
  Página Vigente al 28/06/10.

- Denis du Bois. 2006. Time of Use Electricity Billing: How Puget Sound Energy Reduced Peak Power Demands (Case Study). Energy Pr1orities Magazine – 14 Febrero 2006.

- Informe Anual Cammesa. 2008. Mercado Eléctrico Mayorista. 39 páginas.

- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Electrico Argentino (CAMMESA).
  http://portalweb.cammesa.com/default.aspx
  Página Vigente al 28/06/10.

- Nelson Hernández. Redes eléctrica inteligentes (REI) o Smart Grid. http://www.monografias.com/trabajos73/redes-electricas-inteligentes-smart-grid/redes-electricas-inteligentes-smart-grid.shtml Página Vigente al 28/06/10.

- Eduardo L. Nitardi. 2009. La red eléctrica Argentina y sus posibilidades técnicas. WindAR 2009 – Congreso y Exposición Sudamericana de Energía Eólica.

- Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Consumo artefactos eléctricos. http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/consumos.pdf/$FILE/consumos.pdf Página Vigente al 28/06/10.

- U.S. Department of Energy. The NETL Smart Grid Implementation Strategy. http://www.netl.doe.gov/smartgrid/ Página Vigente al 28/06/10.

- MR Consultores. 2008. Estudio de pérdidas en Compañías de Distribución de Electricidad de Argentina. 17 páginas.

- World Economic Forum. 2009. Accelerating Smart Grid Investments. 38 páginas. http://www.weforum.org/pdf/SlimCity/SmartGrid2009.pdf Página Vigente al 28/06/10.

- Motta Bittencurt, Hugo – Lombardero, Oscar G. Medidor electrónico de energía. http://www1.unne.edu.ar/cyt/2002/07-Tecnologicas/T-043.pdf Página Vigente al 28/06/10.

- Pedro Rosenfeld – Edenor S.A.. 2009. Smart Grid: Desde la visión a la realidad. Biel Light+Building Congress.

- Presentación Edenor CIDEL Argentina 2010. Congreso Internacional de Distribución Eléctrica.

- Wikipedia. Electricity sector in Argentina. http://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_sector_in_Argentina Página Vigente al 28/06/10.

- Wikipedia. Sistema de suministro eléctrico.
  http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_eléctrico
  Página Vigente al 28/06/10.

- Wikipedia. Electrical Grid.
  http://en.wikipedia.org/wiki/Electrical_grid
  Página Vigente al 28/06/10.

- Wikipedia. Generación distribuida.
  http://es.wikipedia.org/wiki/Generación_distribuida
  Página Vigente al 28/06/10.

- Wikipedia. Electric Power Transmission.
  http://en.wikipedia.org/wiki/Electric_power_transmission
  Página Vigente al 28/06/10.

- Wikipedia. Smart Grid.
  http://en.wikipedia.org/wiki/Smart_grid
  Página Vigente al 28/06/10.

- Wikipedia. Energía eléctrica en Argentina.
  http://es.wikipedia.org/wiki/Energía_eléctrica_en_Argentina
  Página Vigente al 28/06/10.

- Eric J. Lerner. 2003. What´s Wrong with Electric Grid?. American Institute of Physics.
  http://www.aip.org/tip/INPHFA/vol-9/iss-5/p8.html
  Página Vigente al 28/06/10.

- Intranet Edenor S.A.

- Fondo Monetario Internacional (FMI).
  http://www.imf.org/
  Página Vigente al 28/06/10.

- Cátedra Proyectos de Inversión – I.T.B.A.
  http://www.centros.itba.edu.ar/proyectodeinversion/
  Página Vigente al 28/06/10.

IX. ANEXOS

IX-1. Anexo 1: Limites Calidad de Servicio

IX-1.1. Limites Individuales

Los límites que se indican en la siguiente tabla son los indicados en el contrato de concesión, subanexo 4 punto 3.2, correspondiente al control de calidad de servicio individual a clientes para la segunda etapa[15] de concesión.

Etapa	Cantidad interrupciones semestral	Tiempo por interrupción
	-	h
AT	3	2
MT	4	3
BT pequeñas y medianas demandas	6	10
BT grandes demandas	6	6

IX-1.2. Limites Medios

Se establecen límites para dos indicadores medios globales semestrales, a saber:

SAIFI: Índice de frecuencia media de interrupción del sistema en un período determinado, representa la frecuencia media de interrupción por usuario para un área definida. Según IEEE Std 1366-1998 se calcula como:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{n} Usuarios_i}{Total_Usuarios}$$

SAIDI: Índice de duración media de interrupción del sistema. Representa la duración total de interrupción promedio que afectó a los usuarios durante un período de tiempo determinado.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{n} Usuarios_i * tiempo_i}{Total_Usuarios}$$

[15] La etapa 2 regirá a partir del mes 49, contado a partir de la transferencia del servicio.

A los fines de determinar los indicadores globales de la calidad de servicio técnico, se consideran todas las interrupciones de duración mayor a 3 minutos, excluidas aquellas aceptadas por el organismo como originadas en causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

Los límites de SAIFI y SAIDI son:

REFERENCIA	**SAIFI (Int / usuario . sem)**	**2,761**
	SAIDI (hs / usuario . sem)	**5,386**

IX-2. Anexo 2: Limites Calidad de Producto

IX-2.1. Variaciones Lentas de Tensión.

Los siguientes límites son los establecidos por el punto 2.2 del subanexo 4 del contrato de concesión. En éste se establecen los límites de variaciones lentas de tensión aplicados a la segunda etapa de concesión.

Etapa	Red Urbana		Red Rural
	Subterránea	Aérea	
AT	±5%		
MT	±5%	±8%	±10%
BT	±5%	±8%	±10%

IX-2.2. Perturbaciones.

IX-2.2.a. Armónicos de tensión

Se controla:

A) Tasa de distorsión total

$$TDT = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{U_n}{U_1} \right)^2}$$

Los valores máximos de TDT exigidos según resolución 184 del año 2000, anexo 1, punto 3.2.2 son:

Nivel de tensión	Tasa de distorsión armónica total
AT	3%
MT y BT	8%

La resolución establece valores máximos admitidos

B) Nivel de referencia por armónico: según nivel de tensión.

IX-2.2.b. Flicker

Se controla el índice de severidad de flicker de corta duración Pst. Se exige que los límites establecidos no sean superados en 5% del tiempo de medición.

Los valores prefijados por el ENRE en la resolución 184 del año 2000, anexo 1 punto 3.2.2

Nivel de tensión	**Pst admitido**
AT	1,00
MT	1,00
BT	1,00

Se considera Pst=1 como el límite de irritabilidad asociada a la fluctuación de luminancia.

IX-3. Anexo 3: Cuadro tarifario a aplicar por EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)	
T 1-R Uso Residencial	
T 1-R1 - Consumo bimestral inferior o igual a 300 kWh.	
Cargo fijo (haya o no consumo):	$/bim 2,54
Cargo variable por energía:	$/kWh 0,061
T 1-R2 - Consumo bimestral mayor a 300 kWh.	
Cargo fijo:	$/bim 13,04
Cargo variable por energía:	$/kWh 0,056
T 1-G Uso General	
T.1-G1 - Consumo bimestral inferior o igual a 1600 kWh.	
Cargo fijo (haya o no consumo):	$/bim 6,35
Cargo variable por energía:	$/kWh 0,108
T.1-G2 - Consumo bimestral superior a 1600 kWh e inferior o igual a 4000 kWh.	
Cargo fijo:	$/bim 47,14
Cargo variable por energía:	$/kWh 0,083
T.1-G3 - Consumo bimestral mayor a 4000 kWh.	
Cargo fijo:	$/bim 127,91
Cargo variable por energía:	$/kWh 0,063
T 1-A.P. Alumbrado Público	
Cargo variable por energía:	$/kWh 0,074
Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)	
Por capacidad de suministro contratada:	$/kW-mes 6,69
Cargo variable por energía:	$/kWh 0,067
Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)	
Por capacidad de suministro contratada en horas de pico:	
-En Baja Tensión	$/kW-mes 7,09
-En Media Tensión	$/kW-mes 4,02
-En Alta Tensión	$/kW-mes 2,07

Por capacidad de suministro contratada en horas fuera de pico:	
-En Baja Tensión	$/kW-mes 4,81
-En Media Tensión	$/kW-mes 2,66
-En Alta Tensión	$/kW-mes 0,40
Por consumo de energía:	
-En Baja Tensión:	
Período horas restantes	$/kWh 0,048
Período horas de valle nocturno	$/kWh 0,047
Período horas de punta	$/kWh 0,048
-En Media Tensión:	
Período horas restantes	$/kWh 0,046
Período horas de valle nocturno	$/kWh 0,044
Período horas de punta	$/kWh 0,046
-En Alta Tensión:	
Período horas restantes	$/kWh 0,043
Período horas de valle nocturno	$/kWh 0,042
Período horas de punta	$/kWh 0,043
Por la energía reactiva	
Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa	% 1,50
Por entrega en corriente continua	
Recargo por entrega en corriente continua	% 22,50

IX-4. Anexo 4: Tecnologías de Comunicación

A – M	Descripción
BPL	Tecnología PLC (comunicación por medio de las líneas eléctricas) de banda ancha para transmisión de datos, se usa para el hogar o espacios reducidos. Alcanza velocidades de transmisión de 100 Mbps y tiene un alcance de 100 mts. sin repetidoras. Usa la técnica de transmisión OFDM y las bandas de frecuencia comprendidas entre 4.5 MHz y 21 Mhz.
Zigbee	Es una tecnología de transmisión inalámbrica usando la banda de 2.4 GHz, con velocidades de entre 20 kbps / 250 kbps logrando cubrir distancias de entre 10 m y 75 m. Esta tecnología se utiliza para conectar dispositivos para realizar telegestion o telemetría de cada dispositivo (Ej: termostatos, sistema de luces, etc.) y se interconectan formando una red full mesh de datos. Se destaca la alta duración de la batería de este pequeño transmisor.

M-C	Descripción
Wi - Fi	Tecnología de transmisión de datos por medio de ondas de radio usando la banda de 2.4 GHz. Puede alcanzar velocidades de hasta 300 Mbps. Las normas WLAN quedan definidas en el estándar 802.11 de la IEE. Zigbee hace uso de esta tecnología. Se usa para formar redes de tipo personal, cubre distancias de 100mts.
GPRS	Tecnología de transmisión de datos usada como agregado a las redes celulares GSM. Permite alcanzar velocidades de 56 kbps hasta 114 kbps. Se factura por volumen de datos transferidos y no por tiempo de conexión. Actualmente en uso en las redes celulares Argentinas. Esta tecnología tiene la capacidad de transmitir y recibir datos con equipos que se encuentran en movimiento.
EDGE / 3G	Tercera generación de telefonía móvil. Posibilidad de transferir voz y datos a velocidades de 384 kbit/s en una red celular con equipamiento 3G. Ideal para transmitir grandes volúmenes de información. En Argentina esta creciendo la instalación de equipos 3g en las antenas celulares, por lo que se espera que en unos años GPRS sea completamente reemplazado por 3G. Actualmente en uso en algunas zonas.
BPL/PLC	Transmisión de datos por líneas eléctricas. Existen diferentes tecnologías como son PLC de banda Ancha y Banda Angosta en función de la aplicación necesaria. Esta tecnología se puede desplegar en Baja Tensión o Media Tensión. PLC de Banda Ancha se utiliza para transmitir Internet, Telefonía, etc. y la tecnología de Banda Angosta se utiliza para aplicaciones de Telemetría debido que amplía la distancia de alcance pero disminuye su velocidad con respecto a la de banda ancha.
Zigbee	Es una tecnología de transmisión inalámbrica usando la banda de 2.4 GHz, con velocidades de entre 20 kbps / 250 kbps logrando cubrir distancias de entre 10 m y 75 m. Esta tecnología se utiliza para conectar dispositivos para realizar telegestión o telemetría de cada dispositivo (Ej: termostatos, sistema de luces, etc.) y se interconectan formando una red full mesh de datos. Se destaca la alta duración de la batería de este pequeño transmisor.

C-S	Descripción
WIMAX	Tecnología de transmisión de datos inalámbrica, generalmente usada en la "última milla". Se pueden alcanzar velocidades de hasta 70 Mbps y cubrir distancias de hasta 50km sin repetidoras. Las frecuencias que se manejan actualmente son de 2.5 GHz a 3.5 GHz.
BPL/PLC	Transmisión de datos por líneas eléctricas. Existen diferentes tecnologías como son PLC de banda Ancha y Banda Angosta en función de la aplicación necesaria. Esta tecnología se puede desplegar en Baja Tensión o Media Tensión. PLC de Banda Ancha se utiliza para transmitir Internet, Telefonía, etc. y la tecnología de Banda Angosta se utiliza para aplicaciones de Telemetría debido que amplía la distancia de alcance pero disminuye su velocidad con respecto a la de banda ancha.
F.O	Transmisión de datos por fibra, medio físico óptico, capaz de lograr grandes velocidades y manejar enorme cantidad de información. Logra alcanzar velocidades de transmisión de 10Gb/s y mediante repetidoras puede lograr distancias considerables convirtiendo a este medio en el más rápido conocido hasta el momento en la transmisión de datos.

S-D	Descripción
INTRANET	Red interna de la empresa de distribución.

IX-5. Anexo 5: Flujo de Fondos

(En miles de USD)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ahorros										
Costos de Explotación	USD 19.850	USD 21.974	USD 23.996	USD 25.627	USD 27.242	USD 28.904	USD 30.609	USD 32.354	USD 34.133	USD 35.942
Lecturas mensuales	USD 408	USD 452	USD 494	USD 527	USD 561	USD 595	USD 630	USD 666	USD 702	USD 740
Lecturas bimestrales	USD 2.019	USD 2.235	USD 2.440	USD 2.606	USD 2.770	USD 2.939	USD 3.113	USD 3.290	USD 3.471	USD 3.655
Lecturas especiales	USD 88	USD 98	USD 107	USD 114	USD 121	USD 129	USD 136	USD 144	USD 152	USD 160
Is. y areas disp. - lectura	USD 68	USD 75	USD 82	USD 88	USD 94	USD 99	USD 105	USD 111	USD 117	USD 123
Medición E.Reactiva T1	USD 175	USD 194	USD 212	USD 226	USD 240	USD 255	USD 270	USD 285	USD 301	USD 317
Suspensiones	USD 791	USD 876	USD 956	USD 1.021	USD 1.086	USD 1.152	USD 1.220	USD 1.289	USD 1.360	USD 1.432
Comprobación suspensión	USD 465	USD 515	USD 562	USD 600	USD 638	USD 677	USD 717	USD 758	USD 800	USD 842
Rehabilitaciones	USD 716	USD 792	USD 865	USD 924	USD 982	USD 1.042	USD 1.104	USD 1.167	USD 1.231	USD 1.296
Insp. eq.med. y fraude Bº no caren.	USD 6.002	USD 6.644	USD 7.255	USD 7.749	USD 8.237	USD 8.739	USD 9.255	USD 9.782	USD 10.321	USD 10.867
Insp. eq.med. y fraude Bº Carenc.	USD 607	USD 672	USD 734	USD 784	USD 834	USD 885	USD 937	USD 990	USD 1.045	USD 1.100
Mant. correctivo	USD 367	USD 406	USD 444	USD 474	USD 504	USD 534	USD 566	USD 598	USD 631	USD 665
C.T.- Cámaras	USD 153	USD 170	USD 185	USD 198	USD 210	USD 223	USD 236	USD 250	USD 264	USD 278
C.T.- Transformadores	USD 193	USD 214	USD 234	USD 250	USD 265	USD 282	USD 298	USD 315	USD 332	USD 350
Red BT - Medidores	USD 20	USD 22	USD 25	USD 26	USD 28	USD 30	USD 31	USD 33	USD 35	USD 37
Mant. preventivo(revisiones)	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
C.T.- Cámaras	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
C.T.- Transformadores	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Red BT - Medidores	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Gastos de explotación en pérdidas de energía	USD 8.143	USD 9.014	USD 9.844	USD 10.513	USD 11.175	USD 11.857	USD 12.557	USD 13.272	USD 14.002	USD 14.745
Recupero de Pérdidas de Energía	USD 5.869	USD 6.685	USD 7.614	USD 8.673	USD 9.879	USD 11.253	USD 12.818	USD 14.600	USD 16.630	USD 18.942
Valor de 1% de recupero de Energía (Promedio compra / venta)	USD 5.869	USD 6.685	USD 7.614	USD 8.673	USD 9.879	USD 11.253	USD 12.818	USD 14.600	USD 16.630	USD 18.942
Facturacion por recupero de fraudes	USD 14.564	USD 16.589	USD 18.895	USD 21.523	USD 24.516	USD 27.925	USD 31.807	USD 36.230	USD 41.268	USD 47.006
Valor de recupero de Energía (Precio de Venta)	USD 14.564	USD 16.589	USD 18.895	USD 21.523	USD 24.516	USD 27.925	USD 31.807	USD 36.230	USD 41.268	USD 47.006
Disminución carga max.	USD 745	USD 779	USD 814	USD 851	USD 889	USD 929	USD 971	USD 1.014	USD 1.060	USD 1.108
Ahorro inversión	USD 745	USD 779	USD 814	USD 851	USD 889	USD 929	USD 971	USD 1.014	USD 1.060	USD 1.108
Total	**USD 41.028**	**USD 46.026**	**USD 51.319**	**USD 56.674**	**USD 62.525**	**USD 69.010**	**USD 76.204**	**USD 84.198**	**USD 93.091**	**USD 102.998**

(En miles de U$D)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversiones										
Comunicación	USD 113.611	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449
Tendido de fibra óptica aereo	USD 83.743									
MO Instalación Fibra óptica	USD 16.749									
GPRS	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449	USD 449
Interruptor para suspensiones	USD 12.670									
Concentradores	USD 120.328									
Concentrador	USD 109.389									
MO Instalación Concentradores	USD 10.939									
Medidores	USD 99.030									
Medidores Electrónicos	USD 66.991									
Instalación Medidores	USD 6.699									
Modem para Medidores	USD 25.340									
Mantenimiento	USD 0	USD 9.901	USD 10.812	USD 11.547	USD 12.275	USD 13.023	USD 13.792	USD 14.578	USD 15.380	USD 16.195
Total	USD 332.969	USD 10.350	USD 11.261	USD 11.997	USD 12.724	USD 13.473	USD 14.241	USD 15.027	USD 15.829	USD 16.644
FF (Ahorros - Inversiones)	USD -291.941	USD 35.676	USD 40.058	USD 44.677	USD 49.801	USD 55.537	USD 61.963	USD 69.171	USD 77.262	USD 86.354
FF Acumulado	USD -291.941	USD -256.265	USD -216.207	USD -171.529	USD -121.728	USD -66.191	USD -4.228	USD 64.943	USD 142.205	USD 228.559
FF Descontado U$D	USD -291.941	USD 32.141	USD 32.512	USD 32.668	USD 32.806	USD 32.958	USD 33.128	USD 33.317	USD 33.526	USD 33.758