



ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ÁREA METROPOLITANA

Ing. Alberto del Rosso – Ing. Andrés Ghia

Área Pensamiento Estratégico

ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ÁREA METROPOLITANA

Informe Final

ÍNDICE GENERAL

INFORME FINAL	4
1. Introducción	4
1.1. <i>Objetivos y Alcance del Trabajo</i>	4
1.2. <i>Metodología General</i>	5
2. Caracterización de las Empresas Distribuidoras	7
2.1. <i>Empresa Distribuidora EDENOR S.A.</i>	7
2.1.1. <i>Breve Reseña Histórica</i>	7
2.1.2. <i>Área de Concesión</i>	7
2.1.3. <i>Valores Característicos</i>	8
2.1.4. <i>Estándares de Calidad</i>	13
2.2. <i>Empresa Distribuidora EDESUR S.A.</i>	15
2.2.1. <i>Breve Reseña Histórica</i>	15
2.2.2. <i>Área de Concesión</i>	16
2.2.3. <i>Valores Característicos</i>	17
2.2.4. <i>Estándares de Calidad</i>	20
3. Identificación de las expansiones necesarias de los sistemas de Distribución y Transmisión 23	23
3.1. <i>EDENOR</i>	23
3.1.1. <i>Plan de Obras de Trasmisión</i>	25
3.2. <i>EDESUR</i>	28
3.2.1. <i>Plan de Obras de Trasmisión</i>	32
4. Análisis de las inversiones relacionadas con la Expansión del Área Metropolitana Sur	35
4.1. <i>Introducción y Alcance</i>	35
4.2. <i>Caracterización del Área en Estudio</i>	35
4.3. <i>Crecimiento del Área Eléctrica</i>	40
4.4. <i>Instalaciones en Media y Baja Tensión</i>	41
4.4.1. <i>Determinación de las Nuevas Instalaciones</i>	41
4.4.2. <i>Valorización de los Activos</i>	43
4.5. <i>Instalaciones en Alta Tensión Adicionales</i>	44
4.6. <i>Monto Total de Inversiones</i>	48
5. Referencias	49

ÍNDICE FIGURAS

Figura 2-1: Área de Concesión de EDENOR.....	8
Figura 2-2: Características de la demanda por sector de consumo. EDENOR.....	10

Figura 2-3: Demanda de Energía Anual. EDENOR.....	11
Figura 2-4: Ventas en Dólares. EDENOR.....	11
Figura 2-5: Pérdidas de Energía en %. EDENOR.....	12
Figura 2-6: Duración de las interrupciones. EDENOR.....	13
Figura 2-7: Indicador de Continuidad de Servicio. EDENOR.....	14
Figura 2-8: Clientes por empleado. EDENOR.....	14
Figura 2-9: MWh vendidos por empleado. EDENOR.....	15
Figura 2-10: Ventas por empleado. EDENOR.....	15
Figura 2-11: Área de Concesión de EDESUR.....	17
Figura 2-12: Evolución de la Demanda de Energía de EDESUR.....	18
Figura 2-13: Evolución de la Demanda de Potencia de EDESUR.....	19
Figura 2-14: Distribución de las Ventas de Energía. EDESUR.....	19
Figura 2-15: Pérdidas de Energía en %. EDESUR.....	20
Figura 2-16: Evolución de la Cantidad y Tiempo de las Interrupciones. EDESUR.....	21
Figura 3-1: Nivel de inversión anual de EDENOR en millones de pesos.....	25
Figura 3-2: Inversiones de EDESUR por rubro (Elaboración propia en base información del Informe de Justificación de la Propuesta de Carta de Entendimiento UNIREN – EDESUR S.A. Marzo 2005).....	28
Figura 3-3: Porcentaje de las inversiones de EDESUR por rubro.....	29
Figura 3-4: Plan de inversiones propuesto por EDESUR en el proceso de renegociación de contratos...30	
Figura 3-5: Inversiones realizadas por la empresa y propuestas en el plan de inversión de EDESUR.....	31
Figura 4-1: Densidad poblacional de la Ciudad de Buenos Aires. Fuente: Gobierno de la C.A.B.A.	36
Figura 4-2: Densidad poblacional de los cuatro barrios. Fuente: Urbeos.com.	37
Figura 4-3: Barrios de C.A.B.A. que se encuentran en el área a expandir. Referencia Urbeos.com.	39
Figura 4-4: Ilustración del concepto de radio medio geométrico para determinar las redes de media tensión.....	42
Figura 4-5: Diagrama geográfico parcial de las redes de 132 kV y 220 kV de EDESUR S.A., con identificación de las subestaciones 132/13,2 kV que alimentan al área sur de la ciudad.....	45

ÍNDICE CUADROS

Cuadro 2-1: Áreas operativas de EDENOR.....	8
Cuadro 2-2: Cifras características de EDENOR.....	9
Cuadro 2-3: Ventas de Energía de EDENOR.....	9
Cuadro 2-4: Ventas en Pesos de EDENOR.....	10
Cuadro 2-5: Energía facturada y cantidad de Clientes año 2006. EDESUR.....	18

ÍNDICE TABLA

Tabla 3-1: Inversiones Según Destino – EDENOR año 2008.....	24
Tabla 3-2: Inversiones según la actividad – EDENOR año 2008.....	24

Tabla 3-3: Ampliaciones del sistema de transmisión para el periodo 2008-2012. EDENOR.	26
Tabla 3-4: Proyección de la Tasa de crecimiento de la Energía. EDENOR.	27
Tabla 3-5: Proyección de la tasa de crecimiento de la Potencia. EDENOR.	27
Tabla 3-6: Valores de Potencia Máxima esperados estacionales. EDENOR.	27
Tabla 3-7: Total de Activos Eléctricos en Alta Tensión. EDESUR.	32
Tabla 3-8: Ampliaciones del sistema de transmisión para el periodo 2009-2013. EDESUR.	33
Tabla 3-9: Proyección de la Tasa de crecimiento de la Energía. EDESUR.	34
Tabla 3-10: Valores de Potencia Máxima esperados estacionales. EDESUR.	34
Tabla 4-1: Densidad bruta y neta de los cuatro barrios. Fuente: Urbeos.com.	37
Tabla 4-2: Hipótesis de crecimiento.	37
Tabla 4-3: Resultados de la aplicación de la hipótesis de crecimiento.	38
Tabla 4-4: Hipótesis de cálculo de crecimiento poblacional, base del estudio eléctrico.	40
Tabla 4-5: Grado de Electrificación de las Viviendas. Fuente: AEA.	40
Tabla 4-6: Incremento de Demanda Máxima por Barrio.	41
Tabla 4-7: Distribución de edificios por radio medio geométrico y totales para cada barrio.	42
Tabla 4-8: Cantidad Total de kilómetros de red de Media Tensión.	43
Tabla 4-9: Cantidad de Transformadores Adicionales para Clientes Comerciales e Industriales.	43
Tabla 4-10: Resumen de Costos de Inversiones en Activos Eléctricos para MT y BT.	44
Tabla 4-11: Ocupación de subestaciones 132/13,2 kV con la nueva demanda prevista en el plan de expansión del área sur.	46
Tabla 4-12: Ampliaciones necesarias de las subestaciones de 132/13,2 kV para atender la demanda prevista en el plan de expansión del área sur.	46
Tabla 4-13: Demanda total resultante en las subestaciones que alimentan los barrios de Barracas, La Boca, P. Patricios y Pompeya.	47
Tabla 4-14: Sobrecargas en cables subterráneos debido a las demandas adicionales en el área sur.	47
Tabla 4-15: Costo de las Inversiones en Redes y Subestaciones de Alta Tensión.	48
Tabla 4-16: Costo Total de las Inversiones.	48

ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ÁREA METROPOLITANA

INFORME FINAL

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO

El presente trabajo consta de dos partes, cada una de ellas con sus objetivos específicos y alcances. Si bien los resultados de ambas partes del trabajo son complementarios, la metodología de trabajo y consideraciones para el análisis difieren, razón por la cual el desarrollo de las mismas se lo presenta en forma separada en este informe.

Parte I:

El objetivo de esta parte del trabajo es realizar una evaluación de los requerimientos de infraestructura e inversiones en el sector eléctrico del área metropolitana en el corto y mediano plazo. El área de estudio cubre la ciudad autónoma de Buenos Aires y cono-urbano bonaerense.

El servicio de suministro de energía eléctrica en el área metropolitana es provisto principalmente por dos grandes compañías eléctricas: EDESUR y EDENOR. Dentro de la estructura del sector eléctrico argentino, estas empresas operan fundamentalmente como empresas de distribución de energía eléctrica. Además de su rol como Distribuidora, estas empresas brindan la función de Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) definida en la Resolución de la Secretaría de Energía N° 159/94. Esta norma establece los derechos y obligaciones de los agentes que prestan una función técnica adicional de transporte sin tener una concesión de transportista.

El estudio en esta parte busca estimar los niveles de inversión que deben realizar estas dos empresas en los próximos años para satisfacer los crecientes requerimientos de demanda de energía eléctrica, con los estándares de calidad y confiabilidad requeridos.

La Parte I del trabajo se desarrolla en los Capítulos 2 y 3.

Parte II:

El Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires está elaborando un plan para impulsar el crecimiento del área sur de la ciudad. Debido a su relativamente baja densidad poblacional, la cantidad de espacios disponibles y a las características edilicias y de infraestructura existentes, se considera que esta zona es la más apropiada para focalizar en crecimiento de la ciudad. El área que se desea expandir con políticas de promoción, está comprendida por los barrios de Barracas, La Boca, Nueva Pompeya y Parque Patricios.

Se estima que con la implementación de este plan de expansión esta zona tendrá un crecimiento extraordinario, mucho mayor del que puede esperarse con el crecimiento vegetativo natural de la ciudad, ya que el plan promueve el desarrollo de esta zona de la ciudad con reubicación de la población existente desde otras áreas de la ciudad, así como la captación de nuevos emprendimientos comerciales e industriales.

Un crecimiento dirigido de esta zona en los niveles esperados, implicará un aumento significativo de la demanda de energía eléctrica, y por lo tanto la necesidad de ampliar las redes de transmisión y distribución de la zona de influencia. El objetivo de esta parte del trabajo, es realizar una estimación de los niveles de inversión necesarios para adecuar las redes de alta, media y baja tensión a este crecimiento extraordinario y focalizado de la demanda.

La Parte II de este trabajo se desarrolla en el Capítulo 4.

1.2. METODOLOGÍA GENERAL

Parte I:

La actividad de Distribución en el sistema eléctrico argentino es una concesión regulada. El suministro de toda la demanda de energía eléctrica en un área de concesión de distribución es obligatorio y se establece la responsabilidad por los estándares de calidad y los esquemas de precio. La empresa distribuidora tiene derechos monopólicos en su área de concesión, y como contrapartida está obligada a abastecer la totalidad de la demanda que le sea requerida y, naturalmente, tiene el derecho de percibir la tarifa fijada por el servicio efectivamente suministrado. Las ampliaciones y adecuaciones necesarias en el sistema de distribución esta a cargo de la empresa concesionaria (Distribuidor). El plan de expansión se acuerda entre Distribuidor, el Ente Regulador y los demás organismos intervinientes, durante el proceso de revisión tarifaria. Los costos de las ampliaciones se incluyen en la tarifa de distribución y es el mecanismo por el cual la empresa recupera la inversión.

En el caso de la transmisión la modalidad con la cual se deciden, financian y ejecutan ampliaciones del sistema difiere completamente del caso de la distribución. La regulación del MEM en el contexto de la Ley 24065, asigna a los agentes del MEM la iniciativa para realizar ampliaciones de transporte cuando lo consideren necesario. Los costos de inversión asociados a una ampliación están a cargo de los beneficiarios de la misma siendo éstos los que definen la conveniencia y necesidad de la expansión de la red con la posterior conformidad del ENRE.

En los últimos años sin embargo, se habilitaron procedimientos excepcionales para identificar y facilitar la realización de inversiones en el sistema de transmisión a los fines de preservar la calidad y la provisión del servicio. Mediante este mecanismo se ejecutaron más de 52 obras, consistentes en su mayoría, en ampliaciones de estaciones transformadoras por incorporación de transformadores y otras obras de adecuación del sistema. Si bien no existe en el sector eléctrico un ente que realice una planificación estratégica integral de la expansión del sistema eléctrico nacional, las empresas de Transmisión tienen la obligación de elaborar anualmente estudios de corto y mediano plazo de su sistema de transmisión, que deben ser publicados en las respectivas Guías de Referencia del Sistema de Transporte. Los objetivos de estas evaluaciones de planificación son:

- Evaluar la capacidad de transmisión existente.
- Analizar el impacto de la conexión a la red de nuevas instalaciones como plantas de generación, cargas, líneas de transmisión o subestaciones.
- Definir los refuerzos necesarios en la red para cubrir los requerimientos previstos de demanda e instalación de nueva generación. La identificación de estos refuerzos debe ser realizada con la suficiente anticipación, de modo que las obras entren en servicio antes de que se manifiesten las deficiencias de la red de transmisión y afecten la calidad de servicio.
- Identificar “cuellos de botella” que aumenten la probabilidad de riesgo de interrupciones o necesidades de generación forzada.

En el caso del área de la ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, EDESUR y EDENOR elaboran sendas Guía de Referencia del Sistema de Transporte en su función de PAFTT, donde se incluyen las obras requeridas para la adecuación de los sistemas de transmisión bajo su concesión.

La metodología que se sigue en este trabajo para identificar el nivel de inversiones necesario para adecuar las redes de distribución y transmisión se basa en un análisis de los siguientes elementos:

- Evolución y características de las inversiones de la empresa desde el inicio de su concesión hasta el año 2001.
- Condiciones y consideraciones particulares derivadas de las crisis económica del año 2002.
- Compromisos de inversiones derivados del proceso de renegociación de los contratos de concesión con el UNIREN. Se consideraron además las necesidades de inversión planteadas por las empresas durante este proceso.

- Evolución de las inversiones efectivamente realizadas por la empresa durante el periodo de transición (2002-2005) y en los años posteriores a la puesta en vigencia del acta de acuerdo celebrada entre la empresa y en Ente Regulador, como resultado del proceso de renegociación de los contratos de concesión.
- Plan de expansión de los sistemas de transmisión, contenidos en las últimas versiones disponibles de las Guías de Referencia del Sistema de Transporte de EDENOR y EDESUR.

Con estos elementos se realizó una estimación global del nivel de inversión requerido por las empresas en el mediano plazo, para poder prestar el servicio con las condiciones de calidad y confiabilidad estipuladas en los contratos de concesión.

Parte II:

La evaluación de las inversiones en esta parte es de carácter general. No se busca realizar un análisis exhaustivo de la expansión de las redes de transmisión y distribución, sino que se trata de una estimación expeditiva, que busca determinar el orden de magnitud de los montos de inversión requeridos en el sistema eléctrico, para asociarlos al plan de expansión de la zona sur de la ciudad.

No se encuentra disponible hasta el momento información detallada de las características del plan de expansión del área sur, ni de la ubicación y niveles específicos de las nuevas demandas. En el caso de las redes de media y baja tensión, se realiza una estimación de las necesidades de expansión de las redes, considerando una distribución uniforme de las nuevas demandas en el área de cada barrio. Para el caso de las redes de alta tensión se realiza un estudio de flujos de carga, para determinar el impacto de las nuevas demandas en las subestaciones AT/MT y en los cables subterráneos de alimentación de las mismas. La metodología se detalla en el Capítulo 4.

2. CARACTERIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Las empresas Distribuidoras EDENOR y EDESUR son las dos más grandes que hay dentro del país, en cuanto a la cantidad de clientes a los cuales les suministran el servicio y venta de energía eléctrica, se refiere. Estas Compañías fueron constituidas como parte de la privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA), que era la empresa de electricidad estatal.

SEGBA fue dividida en tres empresas distribuidoras de electricidad y cuatro generadores de energía y, el 14 de mayo de 1992, el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos aprobó el Pliego de Bases y Condiciones del llamado a Concurso Público Internacional para la venta de las acciones Clase A de las Compañías.

A continuación se caracterizará a cada una de las Empresas en cuestión.

2.1. EMPRESA DISTRIBUIDORA EDENOR S.A.

2.1.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA

La Compañía es una empresa de servicios públicos constituida como una sociedad anónima el 21 de julio de 1992, cuya actividad principal es la “Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”.

En agosto de 1992, Electricidad Argentina S.A. (EASA) y el gobierno nacional suscribieron un contrato de compraventa de acciones relacionado con la compra de las acciones Clase A de la Compañía. Asimismo, el 5 de agosto de 1992, el gobierno nacional otorgó a la Compañía una concesión para distribuir electricidad en forma exclusiva dentro de su área de concesión por un período de 95 años. El 1º de setiembre de 1992, EASA adquirió las acciones Clase A, convirtiéndose en el accionista controlante de la Compañía.

En junio de 1996, los accionistas de la Compañía aprobaron el cambio de razón social a “Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.)”, para reflejar en forma más exacta la descripción del negocio principal de la Compañía. El ENRE aprobó la reforma de los estatutos sociales referente al cambio de razón social y se procedió a su inscripción en el Registro Público de Comercio en 1997.

En 2001, EDF International S.A. (Electricite de France) adquirió, a través de una serie de operaciones, la totalidad de las acciones de EASA en poder de otros accionistas de EASA, ENDESA Internacional, YPF S.A. sociedad sucesora de ASTRA, y SAUR. En consecuencia, EASA se convirtió en una subsidiaria totalmente controlada de EDF. Asimismo, EDF adquirió todas las acciones Clase B de la Compañía en poder de estos accionistas, aumentando a 90% su participación directa e indirecta en la Compañía. El restante 10% pertenece al Programa de Propiedad Participada.

En setiembre de 2005, EDF International vendió una porción sustancial de su participación en la Compañía a Dolphin Energía S.A., que está controlada por los principales integrantes de Grupo Dolphin S.A., una empresa especializada en servicios de consultoría y asesoramiento que opera con capitales privados. Luego, en junio de 2007 se firmó un memorando de entendimiento entre los accionistas de Dolphin Energía S.A. e IEASA S.A. (sociedades tenedoras, en conjunto, del 100% de las acciones de Electricidad Argentina S.A., Sociedad controlante de Edenor S.A.) y Pampa Holding S.A., a través del cual aquellos convinieron intercambiar la totalidad del capital social de Dolphin Energía S.A. y de IEASA S.A. por acciones ordinarias de Pampa Holding S.A.

El plazo de la concesión establecido en el contrato fue de 95 años y se divide en un período inicial de 15 años y luego 8 períodos de 10 años cada uno, que finaliza el 6 de agosto de 2087.

2.1.2. ÁREA DE CONCESIÓN

EDENOR es la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina en términos de números de clientes y electricidad vendida (tanto en GWh como en pesos).

La Empresa tiene una concesión para distribuir electricidad en forma exclusiva en el noroeste del Gran

Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad de Buenos Aires, lo que comprende una superficie de 4.637 kilómetros cuadrados, brindando servicio a casi 2,5 millones de clientes dentro de una población de aproximadamente siete millones de habitantes.

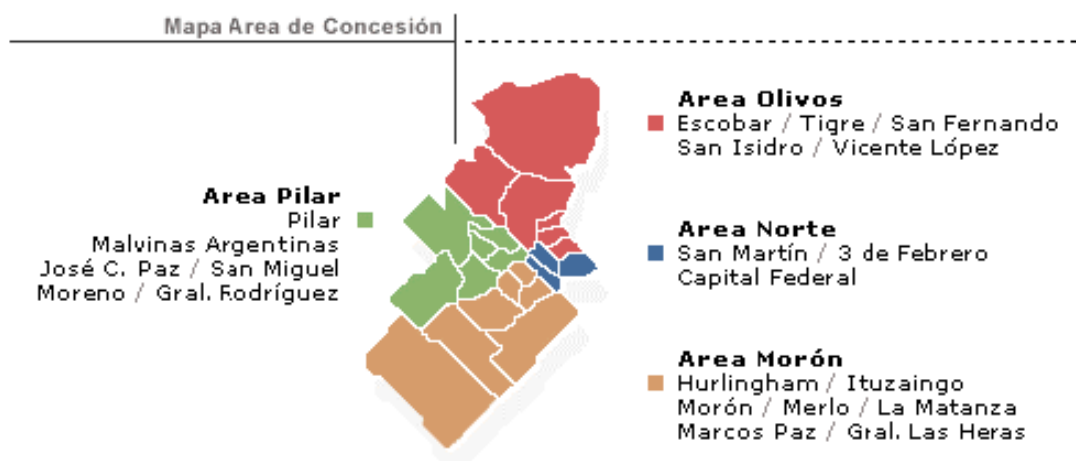


Figura 2-1: Área de Concesión de EDENOR.

El área de concesión comprende las siguientes zonas:

En Capital Federal:

- ✓ Delimitada por Dársena "D", calle sin nombre, traza de la futura Autopista Costera, prolongación Avenida Pueyrredón, Avenida Pueyrredón, Avenida Córdoba, vías del Ferrocarril San Martín, Avenida General San Martín, Zamudio, Tinogasta, Avenida General San Martín, Avenida General Paz y Río de La Plata.

En la Provincia de Buenos Aires comprende los Partidos de:

- ✓ Belén de Escobar, General Las Heras, General Rodríguez, ex General Sarmiento (que ahora comprende San Miguel, Malvinas Argentinas y José C. Paz), La Matanza, Marcos Paz, Merlo, Moreno, ex Morón (que ahora comprende Morón, Hurlingham e Ituzaingó), Pilar, San Fernando, San Isidro, San Martín, Tigre, Tres de Febrero y Vicente López.

A continuación se presenta un cuadro con más información relacionada con las áreas operativas, obtenida de la empresa actualizada al año 2006.

Territorio	Superficie (Km.2)	Población (en miles)	Clientes y % de clientes al 31/12/06		% del volumen total de ventas al				
					31/12/06	31/12/05	31/12/04	31/12/03	31/12/02
Morón	1.761	2.421	789.044	32%	27,0%	27,0%	27,0%	27,0%	27,0%
Norte	164	1.734	769.592	31%	29,0%	29,0%	30,0%	30,0%	30,0%
Olivos	1.624	1.199	450.869	18%	24,0%	24,0%	24,0%	24,0%	24,0%
Pilar	1.088	1.455	435.533	18%	21,0%	20,0%	20,0%	19,0%	19,0%
Total	4.637	6.809	2.445.038	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Cuadro 2-1: Áreas operativas de EDENOR.

2.1.3. VALORES CARACTERÍSTICOS

En el cuadro siguiente se pueden observar algunas cifras características de la Empresa.

	2006
Superficie (Km2)	4.637
Población	6.809.941
Empleados	2.460
Propios	2.369
Eventuales	91
Total Clientes	2.445.038
Clientes Tarifa 1	2.411.570
Clientes Tarifa 2	27.260
Clientes Tarifa 3	5.089
Clientes Peaje	507
Clientes Alumbrado Público	240
Villas de Emergencia	372
Oficinas Comerciales	28
Subestaciones Alta Tensión / Media Tensión	67
Centros de Transformación	14.722
Km. Red Baja Tensión	23.726
Km. Red Media Tensión	8.759
Km. Red Alta Tensión	1.302
Potencia instalada de Transformación Alta Tensión / Media Tensión (MVA)	12.746
Potencia instalada de Transformación Media Tensión / Baja Tensión (MVA)	4.770
Venta de energía en millones de \$ (anual) sin impuestos	1.370,0
Energía vendida en GWh (anual)	16.614

Cuadro 2-2: Cifras características de EDENOR.

En 2006, la Compañía vendió 16.614 GWh de electricidad y compró 18.700 GWh de electricidad, registrando ventas netas directas por aproximadamente, Pesos 1,4 mil millones y una utilidad neta de Pesos 293,1 millones. EDENOR compró el 19,2% de la electricidad total producida y vendida por los generadores en Argentina durante 2006.

En 2007, la Compañía vendió 17.886 GWh de electricidad y compró 20.233 GWh de electricidad, registrando ventas netas directas por aproximadamente, Pesos 2,0 mil millones y una utilidad neta de Pesos 122,5 millones. EDENOR compró el 18,7% de la electricidad total producida y vendida por los generadores en Argentina durante 2007.

En los siguientes cuadros se presenta información detallada relacionada con los clientes de EDENOR y las ventas de energía (en GWh) para los períodos indicados y los ingresos por ventas de electricidad en millones de \$, reportados por la empresa para el año 2006.

En GWh Tarifa	2006		2005	2004	2003	2002
	Clientes	GWh				
Residenciales T1-R1/R2	2.118.771	6.250	5.819	5.413	5.150	5.095
Generales T1-G1/G2/G3	292.799	1.433	1.387	1.322	1.192	1.102
T2	27.260	1.446	1.354	1.293	1.226	1.162
T3	5.089	3.364	3.195	3.685	2.976	2.244
Alumbrado Público	240	650	642	646	637	633
Peaje	507	3.211	2.984	2.100	2.355	2.584
Villas de Emergencia	372	261	279	275	257	196
Total	2.445.038	16.614	15.660	14.734	13.793	13.016

Cuadro 2-3: Ventas de Energía de EDENOR.

Tarifa	2006		2005	2004	2003	2002
	Clientes	Millones de \$				
Residenciales T1-R1/R2	2.118.771	445	422	396	377	352
Generales T1-G1/G2/G3	292.799	203	197	150	131	119
T2	27.260	216	204	159	131	124
T3	5.089	377	359	323	201	163
Alumbrado Público	240	47	46	40	40	38
Peaje	507	61	57	36	40	48
Villas de Emergencia	372	21	18	13	12	10
Total	2.445.038	1.370	1.303	1.117	931	853

Cuadro 2-4: Ventas en Pesos de EDENOR.

EDENOR es una empresa que tiene una importante participación en la demanda eléctrica del sistema argentino, según lo expresado, representa casi el 20 % del total.

En la Figura 2-2 se observa la participación de cada uno de los sectores de consumo de EDENOR comparado con la demanda a nivel total de la Argentina.

Se observa la importante participación del sector residencial con un 40 % de la demanda, respecto de los otros sectores. Además, se observa el impacto del sector industrial del orden del 38 %, muy cercano al 41 % del total de la Argentina.

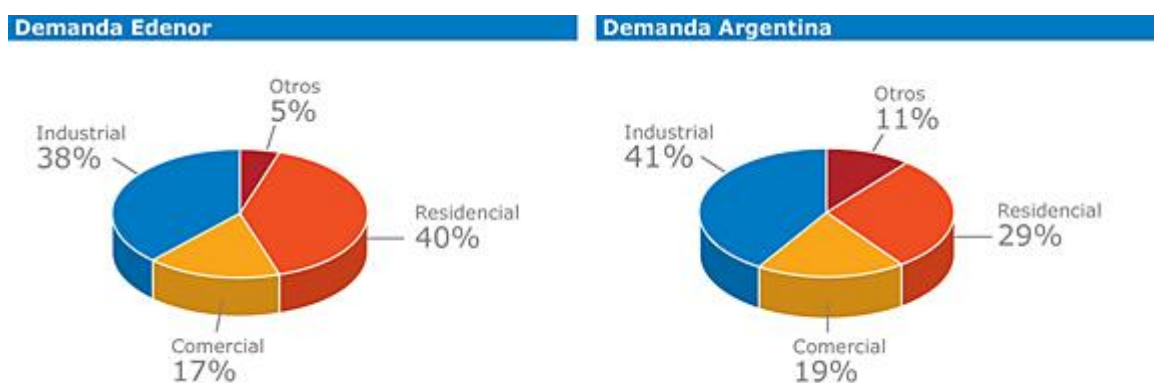


Figura 2-2: Características de la demanda por sector de consumo. EDENOR.

En la Figura 2-3 se muestran las el nivel de ventas de energía anual desde el año del comienzo de la concesión hasta lo registrado en el año 2007.

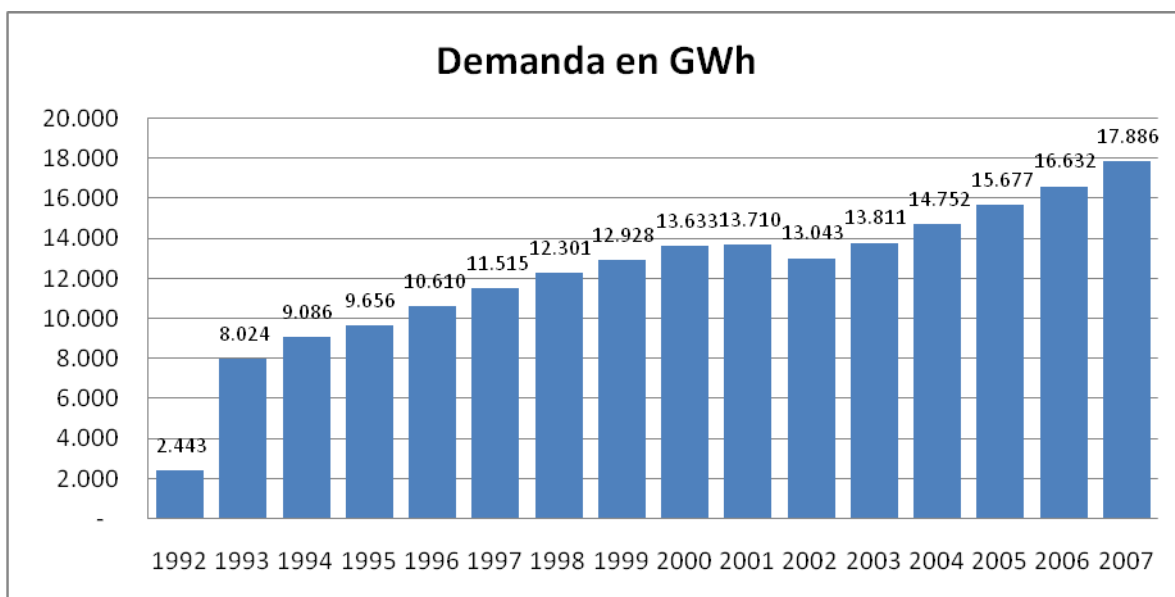


Figura 2-3: Demanda de Energía Anual. EDENOR.

Durante el 2007 hubo un aumento de 7,5 % en el volumen de ventas de energía, de 16.632 GWh vendidos durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2006, a 17.886 GWh vendidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2007. El aumento en el volumen de 2007 en comparación con 2006 se atribuye a:

- ✓ Un aumento del 5,6 % en el consumo promedio de GWh por cliente, como resultado de una mejora general en la situación macroeconómica de la Argentina; y
- ✓ Un aumento del 1,8 % en la cantidad de clientes.

En la Figura 2-4 se presenta el nivel de ingresos de la Compañía desde el año 1992 hasta el año 2007 inclusive. La caída en los valores entre los años 2001 – 2002, se debe al cambio de la valorización de la moneda en un valor promedio cercano a 3 pesos por unidad de dólar.

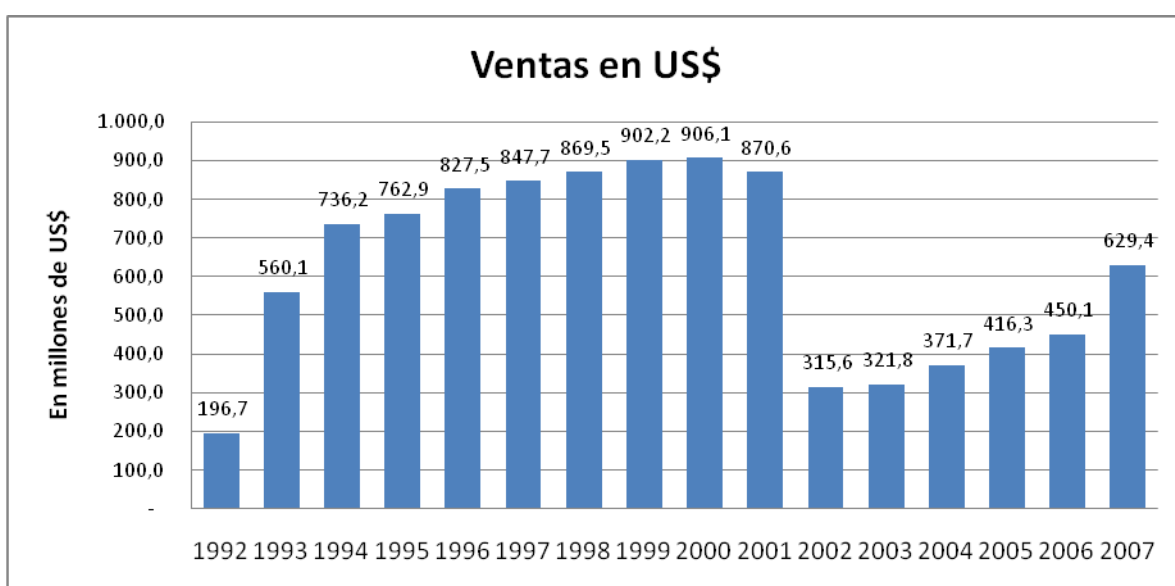


Figura 2-4: Ventas en Dólares. EDENOR.

Las ventas netas de la Compañía consisten principalmente en ventas netas de energía a usuarios de su área de servicios. Las ventas netas de energía de la Compañía reflejan las tarifas que cobra a sus clientes (que incluyen sus costos de compra de energía) y reflejan las deducciones por multas y sanciones en las que incurre durante el ejercicio.

Asimismo, el saldo de las ventas netas de la Compañía está compuesto por cargos por pago fuera de término, que la Compañía factura a sus clientes por moras en el pago de sus facturas, cargos por conexión y reconexión y alquiler de postes y demás equipamiento de red.

Si la Compañía no cumple con las obligaciones derivadas de su concesión, puede quedar sujeta a las multas y sanciones impuestas por el ENRE. Algunas de estas multas y sanciones se pagan mediante el otorgamiento de créditos o bonificaciones a los clientes de la Compañía a efectos de compensar una parte de los cargos de energía. Las multas y sanciones que no se relacionan directamente con sus clientes, tales como multas por violaciones a la seguridad pública, se pagan directamente al ENRE. La Compañía ha deducido Pesos 23,9 millones de multas y sanciones de sus ingresos en 2007, Pesos 25,2 millones en 2006, Pesos 72,7 millones en 2005 y Pesos 36 millones en 2004.

En la Figura 2-5 se presenta la evolución del nivel de pérdidas de energía que ha tenido la Compañía desde el año 1992, hasta el año 2007 inclusive.

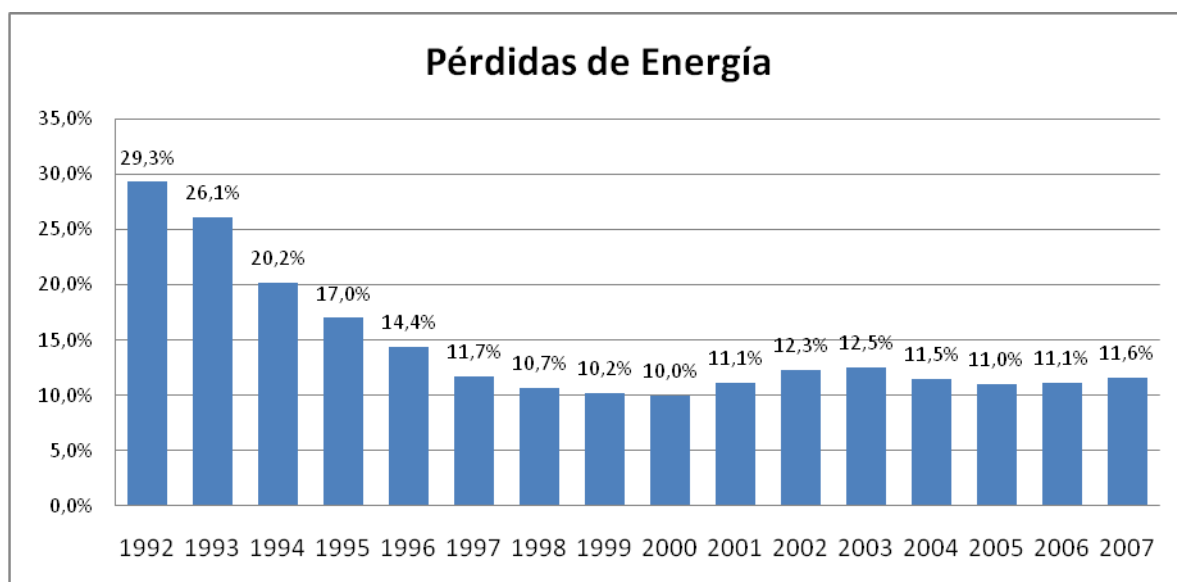


Figura 2-5: Pérdidas de Energía en %. EDENOR.

Las pérdidas de energía son equivalentes a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida. Estas pérdidas se pueden clasificar como pérdidas técnicas y no técnicas.

Las pérdidas técnicas representan la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red, como consecuencia del calentamiento natural de los conductores que transportan la energía desde las centrales de generación a los clientes.

Las pérdidas no técnicas representan el remanente de las pérdidas de energía de la Compañía y se deben principalmente al uso clandestino del servicio de la energía y a errores técnicos y administrativos.

Las pérdidas de energía le exigen a la Compañía comprar energía adicional para satisfacer la demanda y su contrato de concesión le permite recuperar de sus clientes, el costo de estas compras hasta un factor de pérdida especificado en su concesión para cada categoría tarifaria. El nivel de pérdidas de energía de la Compañía es muy similar al nivel de pérdidas por las que es reembolsada íntegramente en el marco de su concesión (10 %) y se considera que sus pérdidas de energía son bajas, comparadas con el de otras distribuidoras de electricidad de América Latina.

En el momento de su privatización, las pérdidas totales de energía de la Compañía representaban aproximadamente el 30 % de sus compras de energía. A partir de 1992, la Compañía implementó un

plan de reducción de pérdidas (el plan de disciplina del mercado), que le permitió reducir gradualmente sus pérdidas totales de energía al 10 % en el año 2000.

2.1.4. ESTÁNDARES DE CALIDAD

En cuanto a los estándares de calidad, se puede mencionar que, la Compañía debe satisfacer ciertos niveles de calidad respecto del producto (electricidad) y el suministro del producto. Los niveles de calidad relacionados con la electricidad se refieren a los niveles de tensión de la electricidad. Una perturbación se produce cuando varía el nivel de tensión, fuera de los rangos admitidos. La concesión establece que la Compañía debe suministrar energía eléctrica a los siguientes niveles de tensión:

- ✓ 3 x 380 / 220 V;
- ✓ 13,2 kV;
- ✓ 33 kV;
- ✓ 132 kV;
- ✓ 220 kV.

Tras la privatización de la Compañía en 1992, su calidad de servicio ha mejorado significativamente, pasando de un promedio de 22 horas de interrupción anuales por cliente y 13 interrupciones anuales por cliente en 1992 a un promedio de 7,33 horas de interrupción anuales por cliente y 4,98 interrupciones anuales por cliente en 2000, el último ejercicio completo antes de la crisis argentina.

Las Figura 2-6 y Figura 2-7 muestran los indicadores de calidad en cantidad de horas anuales y frecuencia de cortes al año, por cliente promedio.

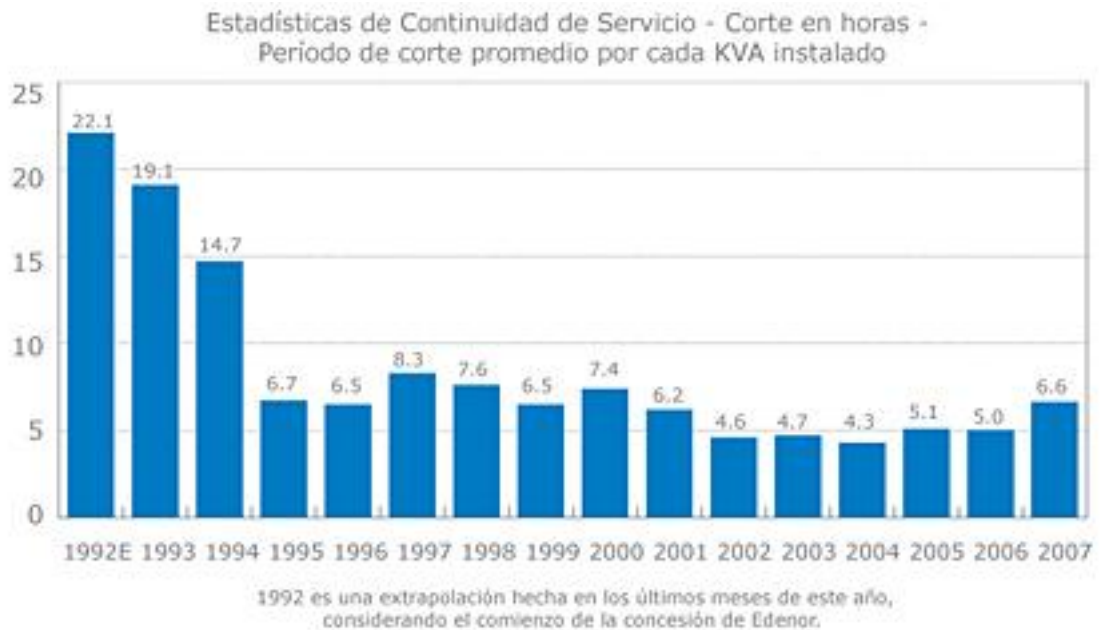


Figura 2-6: Duración de las interrupciones. EDENOR.



Figura 2-7: Indicador de Continuidad de Servicio. EDENOR.

A pesar de la crisis económica y las repercusiones que ésta tuvo en las operaciones, la Compañía ha mantenido niveles óptimos de eficiencia operativa, registrando ratios referenciales que se pueden detallar en: 998 clientes por empleado, y un promedio de 7231 MWh vendidos por año por empleado en 2007.

Las tres figuras siguientes, presentan la evolución de la cantidad de clientes atendidos por cantidad de empleados, los MWh vendidos por empleado y las ventas también por empleado de la compañía.



Figura 2-8: Clientes por empleado. EDENOR.



Figura 2-9: MWh vendidos por empleado. EDENOR.

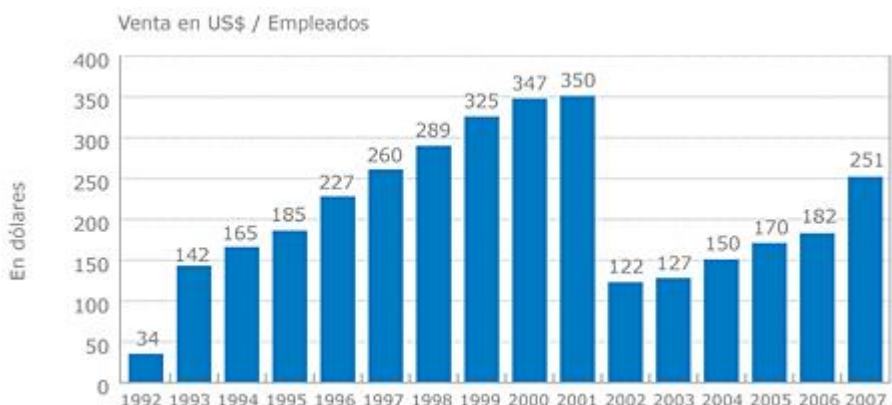


Figura 2-10: Ventas por empleado. EDENOR.

Se observan que los ratios de eficiencia, están dentro de los esperados para empresas Distribuidoras que atienden a mercados semejantes al que posee EDENOR.

2.2. EMPRESA DISTRIBUIDORA EDESUR S.A.

2.2.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA

Esta Compañía es una de las empresas surgidas del proceso de transformación del sector eléctrico desarrollado por el Poder Ejecutivo Nacional entre los años 1991 y 1992, a efectos de permitir el ingreso de capital privado a la operación del sistema. Es una empresa de servicios públicos constituida como una sociedad anónima, cuya actividad principal es la "Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica".

EDESUR S.A. "Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima", fue constituida el 21 de julio de 1992 por escritura pública en cumplimiento del Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 714 del 28 de abril de 1992 y las disposiciones legales allí citadas.

El 6 de agosto de 1992 se firmó el Contrato de Transferencia de Acciones a favor del Consorcio Distrilec Inversora S.A., que se adjudicó el 51% de las acciones de la compañía luego de participar en una Licitación Pública Internacional.

El 1° de septiembre de 1992 se realizó la toma de posesión por parte del consorcio Distrilec Inversora S. A., iniciando EDESUR sus actividades dentro del área de concesión.

El 12 de diciembre de 1995, Enersis presentó la única oferta por el 39 % de las acciones ordinarias escriturales de Clase "B" de EDESUR que conservaba el Gobierno Nacional.

Para el 31 de mayo de 2000, EDESUR culminó la operación del rescate de las acciones clase "C" correspondientes al Programa de Propiedad Participada, representativas del 10 % del paquete accionario de la distribuidora. Por un monto de \$ 150,2 millones, se procedió a la compra de aproximadamente el 95 % del total, representando 94.398.956 acciones, para su cancelación mediante una reducción de capital social. El resto de las acciones clase "C", que están en manos de los empleados que no aceptaron la propuesta de adquisición, fueron convertidas en acciones clase "B".

La participación accionaria en EDESUR, al 31 de diciembre de 2008, era la siguiente:

CLASE A

Distrilec Inversora S.A.: 56,358%

CLASE B

Enersis S.A.: 16,025%

Chilectra S.A.: 20,848%

Endesa Internacional S.A.: 6,224%

Otros accionistas: 0,545%

TOTALES: 100,000%

Al presente Distrilec, la sociedad inversora controlante de EDESUR, posee el 56,358% de las acciones, siendo sus accionistas sociedades del Grupo Enersis (51,5%), controlado por el Grupo ENDESA, y sociedades del Grupo Petrobras (48,5%).

El plazo de la concesión establecido en el contrato fue de 95 años y se divide en un período inicial de 15 años y luego 8 períodos de 10 años cada uno, que finaliza el 6 de agosto de 2087.

2.2.2. ÁREA DE CONCESIÓN

EDESUR brinda servicio a más de 2.195.914 clientes, que representan aproximadamente a 6.100.000 habitantes, en un área de concesión que tiene una superficie de 3.309 Km². Abarca la zona sur de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, incluyendo el Micro y Macro Centro y doce partidos de la Provincia de Buenos Aires hasta el límite con La Plata.

En la figura siguiente se muestra el mapa con el área concesión, donde se observa la zona centro y sur de la Ciudad Autónoma y los partidos de la provincia de Buenos Aires.



Figura 2-11: Área de Concesión de EDESUR.

El área de concesión comprende las siguientes zonas:

En Capital Federal:

- ✓ Delimitada por Dársena "D", calle sin nombre, traza de la futura Autopista Costera, prolongación Avenida Pueyrredón, Avenida Pueyrredón, Avenida Córdoba, vías del Ferrocarril San Martín, Avenida General San Martín, Zamudio, Tinogasta, Avenida General San Martín, Avenida General Paz, Riachuelo y Río de La Plata.

En la Provincia de Buenos Aires comprende los Partidos de:

- ✓ Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Quilmes y San Vicente, a los que se agregaron los partidos de Ezeiza y Presidente Perón.

2.2.3. VALORES CARACTERÍSTICOS

A fin de conformar un cuadro de situación de la actividad de EDESUR S.A., basta mencionar que en su rol de distribuidor, es responsable de atender alrededor del 20 % de la demanda del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), con 16.585 GWh en el año 2006. Sus redes alcanzan aproximadamente 30.000 Km en todos sus niveles de tensión.

En el Cuadro 2-5 se presenta la cantidad de energía facturada anualmente, discriminada por tipo de cliente y la cantidad de clientes por categoría tarifaria, registrados en el año 2006.

Categoría	Energía Facturada (GWh)		Cantidad de Clientes	
Alta Tensión	332	2%	9	0,00%
Media Tensión	4.810	29%	1.249	0,06%
Baja Tensión			-	
Residencial	5.307	32%	1.895.074	86,30%
General	1.824	11%	269.570	12,28%
Alumbrado Público	498	3%	15	0,00%
Medianas Demandas	1.659	10%	25.385	1,16%
Grandes Demandas	2.156	13%	4.611	0,21%
Total	16.585	100%	2.195.914	100,00%

Cuadro 2-5: Energía facturada y cantidad de Clientes año 2006. EDESUR.

Sin embargo, el número total de clientes a fines de 2008, alcanzó los 2.262.231, representando un incremento neto de 1,55%, respecto de 2007, que tenía 2.227.742 clientes. A su vez, la tasa de crecimiento del 2007 respecto del año 2006, representó un 1,43%. Este indicador mantiene la tendencia creciente de años anteriores.

La dotación de la Compañía al 31 de diciembre de 2008 se elevó a 2.590 agentes, sufriendo un incremento respecto del año 2007 del 2,21 %, en virtud de la incorporación de personal en las áreas técnicas y comerciales.

La demanda de energía en el área de concesión de EDESUR aumentó un 2% respecto de 2007, lo que constituye el menor crecimiento interanual de los últimos años. Sin embargo, la potencia máxima demandada en el área de EDESUR, creció en un 6,7% respecto del año 2007, sosteniendo, en este aspecto, los importantes niveles de crecimiento que se vienen registrando desde el año 2003.

La energía ingresada en el año 2008 a la red de EDESUR, alcanzó los 18.083 GWh y la potencia máxima registrada en el año fue de 3.320 MW en el día 27 de noviembre. En esa ocasión se superó el anterior record histórico de potencia de 3.159 MW demandados el 8 de enero de 2008.

La Figura 2-12 presenta la evolución de la demanda de energía desde el año 1993 hasta el año 2008.

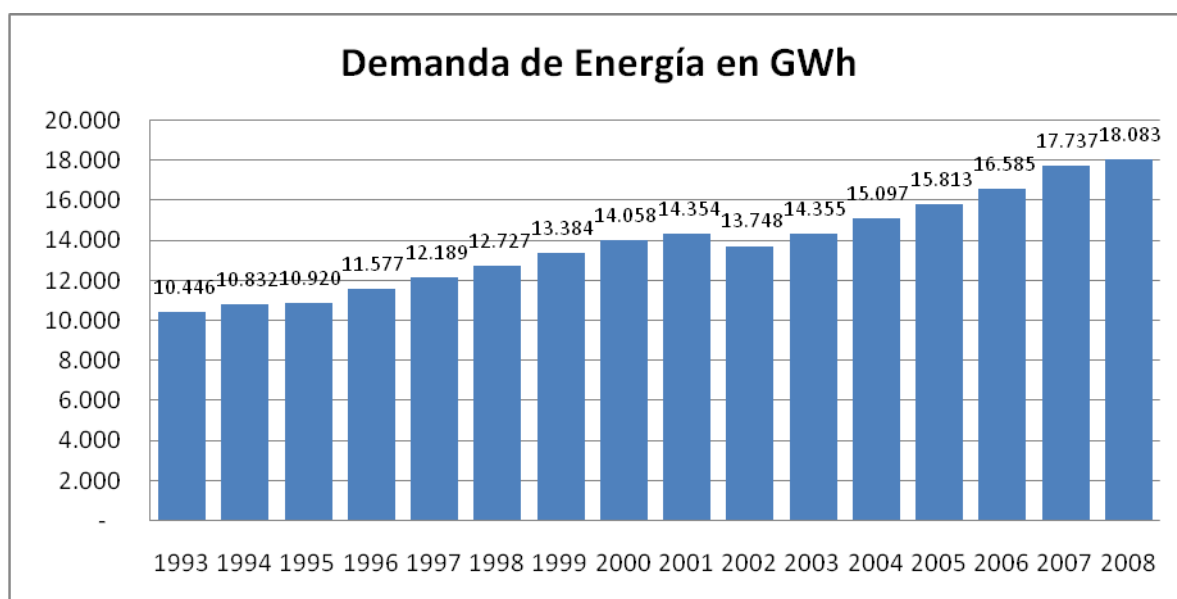


Figura 2-12: Evolución de la Demanda de Energía de EDESUR.

En la Figura 2-13 se observa cómo evoluciona la demanda de la potencia desde el comienzo de la concesión en el año 1993. Entre los años 2001 al 2003 se nota una disminución en la tasa del crecimiento de la demanda, pero la recuperación se empieza a observar en el año 2004, llegando al año 2008 con un valor record de 3.320 MW.

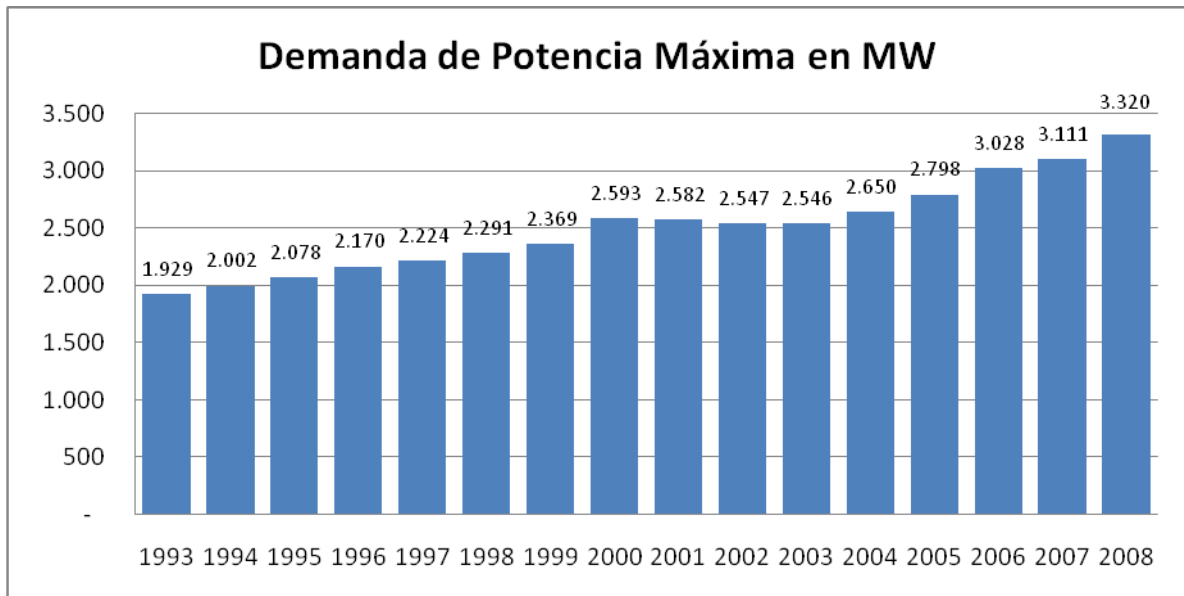


Figura 2-13: Evolución de la Demanda de Potencia de EDESUR.

En la Figura 2-14 se observa la distribución de la venta de energía por tipo de cliente que presenta la empresa EDESUR.

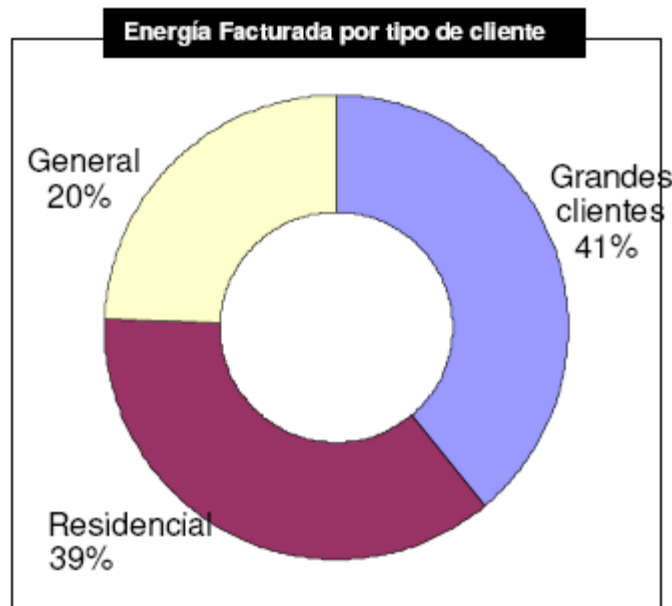


Figura 2-14: Distribución de las Ventas de Energía. EDESUR.

Si se la compara con la Figura 2-2 en la que se representaba las características de consumo de EDENOR vs Demanda Argentina, se observa que ambas empresas distribuidoras presentan grandes semejanzas mostrando una fuerte presencia del consumo Residencial, con valores del orden del 39 - 40 %, en contrapartida con la demanda del país, cuyo valor se ubica en el 29 %. Sin embargo, el sector

industrial presenta semejantes demandas para todos los casos, con valores que van del 38 al 41 % de presencia de este tipo de usuarios, dentro de las empresas distribuidoras.

Las pérdidas en la red eléctrica disminuyeron en el período 1994-1999, impulsada por las acciones encaradas por la empresa y fundamentalmente por el proceso de crecimiento económico que, al revertir su tendencia, comienza a ejercer una influencia negativa sobre las mismas. De esta manera, se puede ver que, al acentuarse los efectos de la contracción económica sobre el ingreso y próximos al agotamiento de la convertibilidad, las pérdidas del sector comienzan a incrementarse.

Luego durante la recuperación del mercado, las pérdidas vuelven a tener valores cercanos al 11 % promedio, que es un valor aceptable y que hace que este cercano al que le reconocen en la tarifa. Cualquier esfuerzo económico de la empresa para disminuir dichos niveles, deben ser superiores a los beneficios que obtendrá como respuesta.

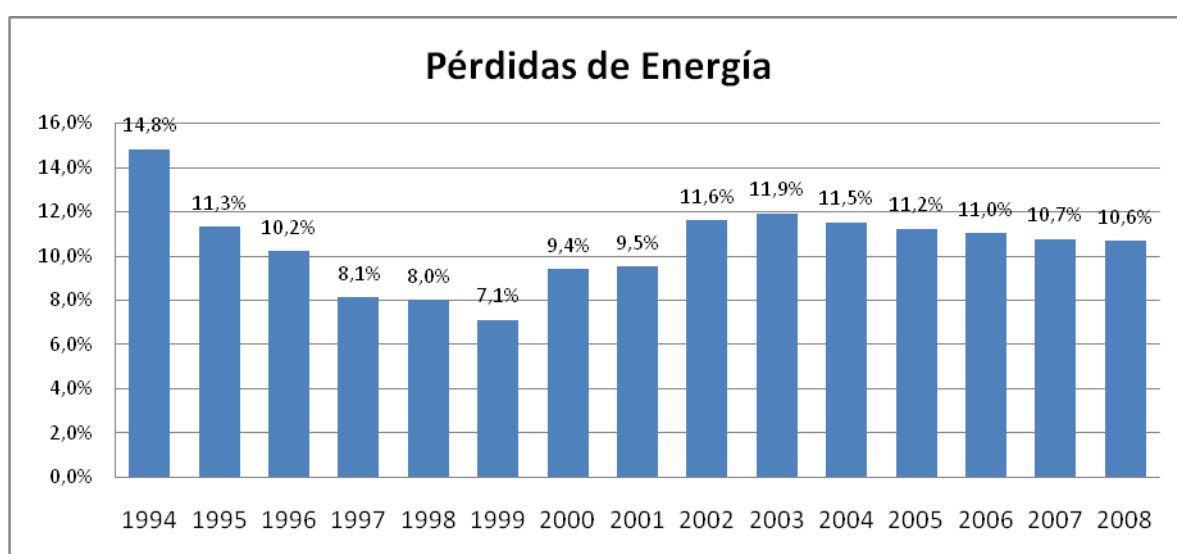


Figura 2-15: Pérdidas de Energía en %. EDESUR.

En el año 2008, la tasa anual móvil de pérdidas operacionales alcanzó 10,64%, considerando como ventas los consumos registrados en los asentamientos de la provincia de Buenos Aires, con el fin de mantener homogeneidad en la serie histórica. Ello representa una mejora de 0,1 % respecto de 2007.

Como plan de pérdidas se aplicaron las herramientas tradicionales de detección de hurto y se continuaron los planes de instalación de gabinetes blindados y el entubado de acometidas, masificándose y sistematizándose la colocación de los gabinetes de seguridad para medidores colectivos y ampliación de medidas de seguridad en los gabinetes para medidores individuales. De esta manera, se mejoraron los valores de eficiencia de los proyectos de recuperación de pérdidas de energía.

2.2.4. ESTÁNDARES DE CALIDAD

Los estándares de calidad que presentaba la empresa en el momento de la concesión en el año 1993, respecto de los registrados en el año 2006, muestran una mejora significativa, tanto en la cantidad de los cortes como en la duración de los mismos.

El TTIK, que es el Tiempo Total de Interrupciones por KVA (horas), en el año 1993 tenía 20,66 hs promedio, pasando en el año 2006 a valores de 3,77 hs al año, mostrando una reducción del 81,73 %.

El FMIK, que es la Frecuencia Media de Interrupciones por KVA (veces), en el año 1993 tenía valores de cortes de 8,36 veces promedio al año. En el año 2006 los registros mostraron valores 2,23 veces promedio al año, reduciendo los cortes en un 73,27 %, respecto del año base.

En la Figura 2-16 se ha representado las mejoras en los indicadores de la calidad de la empresa EDESUR.

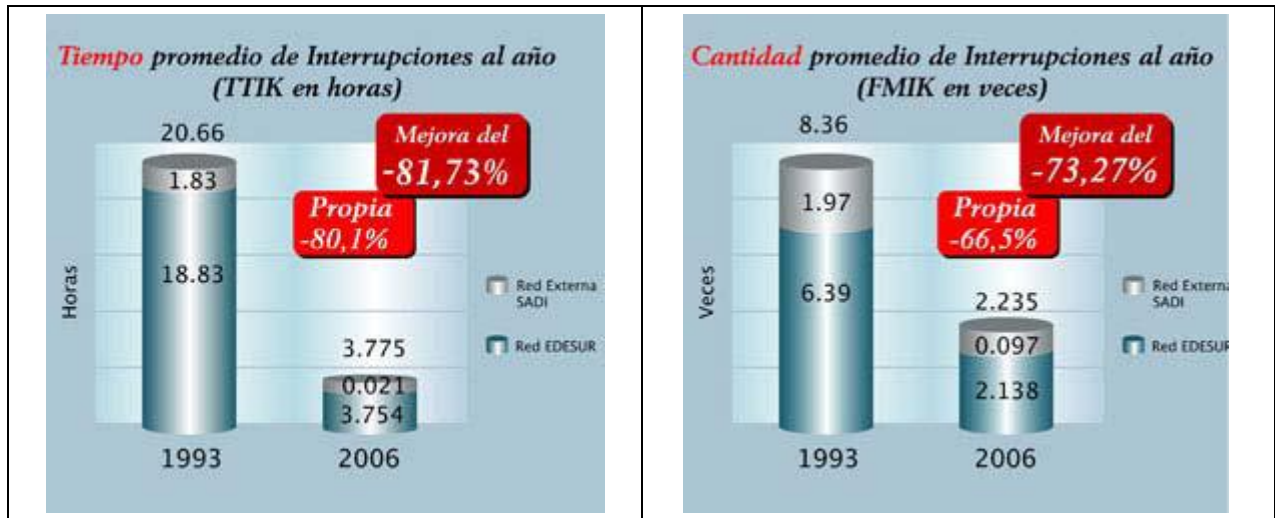


Figura 2-16: Evolución de la Cantidad y Tiempo de las Interrupciones. EDESUR.

Estas mejoras en los indicadores de calidad, se deben a las inversiones realizadas en innovación tecnológica y en renovación del parque de activos, que hacían muy precario al servicio.

3. IDENTIFICACIÓN DE LAS EXPANSIONES NECESARIAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN

En esta sección, se identificaron las inversiones necesarias para atender el crecimiento de la demanda en las áreas de concesión de las dos empresas que prestan el servicio eléctrico en el área metropolitana.

En principio, se establecieron como metodología para el análisis, utilizar como base el plan de inversiones plurianual detallado en las actas de acuerdo de renegociación de contratos de concesión celebrados entre el Ente Regulador, la Secretaria de Energía (UNIREN) y las empresas concesionarias, y contrastarlo con datos actualizados de obras realizadas o en ejecución, con el fin de determinar las inversiones que aún deben realizarse en el corto y mediano plazo.

Por otro lado, se utilizaron como base para la definición de obras necesarias en los sistemas de transmisión de las empresas EDENOR y EDESUR, los planes de expansión descriptos en las correspondientes Guías de Referencia del Sistema de Transporte. En estas guías se publica el detalle de las inversiones necesarias para la atención de la demanda y el cumplimiento de los criterios de calidad y confiabilidad.

3.1. EDENOR

En el caso de esta empresa, se encontró que la información sobre los planes de inversión descriptos en el acta de acuerdo de renegociación de contrato de concesión, no resultaba útil para los objetivos de este trabajo. En efecto, esta información no es completa (no se indican las fechas de entrada en servicio) o no es consistente con otros datos sobre ampliaciones publicados por la empresa, por lo que no resulta posible trazar el estado de las mismas.

Por otro lado, el plan de expansión contenido en la Guía de Referencia 2008-2013, si bien es detallado, no contiene información sobre el costo estimado de las obras. En algunos casos, es posible realizar una estimación preliminar del monto de una obra eléctrica, en base a costos unitarios generales; por ejemplo costo por km de líneas de longitud de 132 kV, o costo por MVA en ampliaciones de subestaciones. En este caso, sin embargo, la descripción del plan de expansión en la Guía de Referencia no especifica la longitud de los electroductos, por lo que no resulta posible hacer una estimación en base a costos unitarios. Además, en algunos de estos nuevos electroductos, se incluyen ampliaciones o modificaciones de las estaciones transformadoras a las cuales se vinculan, lo que dificulta aún más el uso de costos unitarios generales.

Por este motivo, en el caso de esta empresa se decidió utilizar información agregada sobre inversiones de la empresa, contenidas en la Memoria de Estados Contables del año 2008¹.

Las inversiones realizadas durante el año 2008 alcanzaron un monto de \$ 335.722. El crecimiento de la demanda del último año llegó al 3,1 % en energía (20.863 GWh comparados con los 20.233 GWh del año 2007) y al 3,1 % en la demanda máxima de potencia (3.802 MW comparado con los 3.687 MW del año 2007).

La mayor parte de las inversiones se destinaron al incremento de la estructura de las instalaciones y a la conexión de los nuevos suministros. Asimismo, se realizaron inversiones para mantener el nivel de la calidad de servicio y calidad de producto, así como inversiones para conservación del medio ambiente, incluyendo eliminación de transformadores con DPC y seguridad en la vía pública.

La Tabla 3-1 muestra el detalle de las inversiones realizadas en 2008 según el destino de las mismas, mientras que la Tabla 3-2 muestra los montos de inversión desagregados según la actividad. Se observa en este último cuadro, que más del 80 % de las inversiones están destinadas al crecimiento y adecuación de las redes de transmisión y distribución.

¹ EDENOR, Memoria, Estados Contables, reseña informativa e información del art. 68 del reglamento de la bolsa de comercio de Buenos Aires al 31 de diciembre de 2008 juntamente con el informe del auditor y de la Comisión Fiscalizadora, Buenos Aires, 25 de febrero de 2009.

Concepto	Millones de pesos	%
Distribución	181.7	54
Transmisión	132.3	40
Informática, transporte y enseres / útiles	21.7	6
Total	335.7	

Tabla 3-1: Inversiones Según Destino – EDENOR año 2008

Concepto	Millones de pesos	%
Nuevos Suministros	86.1	26
Estructura de Red	147.1	44
Mejora de Red	32.4	10
Pérdidas de Energía	16.5	5
Medio ambiente, seguridad en la vía pública y legales	23.7	7
Telecontrol y Telecomunicaciones	8.2	2
Sistemas, inmuebles, enseres / útiles y otros	21.7	6
Total	335.7	

Tabla 3-2: Inversiones según la actividad – EDENOR año 2008

La Figura 3-1 presenta el nivel total de inversiones de la empresa, desde el inicio de la concesión hasta el año 2008. La información de esta figura revela una importante conclusión, respecto a los requerimientos de inversión que necesita la empresa para suministrar la demanda creciente de los usuarios, con los estándares de calidad y confiabilidad requeridos. En efecto, se observa que a partir del año 2006, se empezó con una recuperación de las inversiones respecto a los años posteriores a la crisis del 2002 y en los años 2007 y 2008 se alcanzaron niveles de inversión en moneda constante similares a los que se implementaron en el período 1993-2001.

Cabe destacar, que el período posterior a la crisis (2002-2005), representa una situación particular donde el congelamiento tarifario y el incremento de los costos, limitó el desarrollo de las inversiones.

De esta información puede concluirse que el nivel de inversión que requiere la empresa para prestar servicio en condiciones adecuadas, es de alrededor de \$ 320 millones anuales.

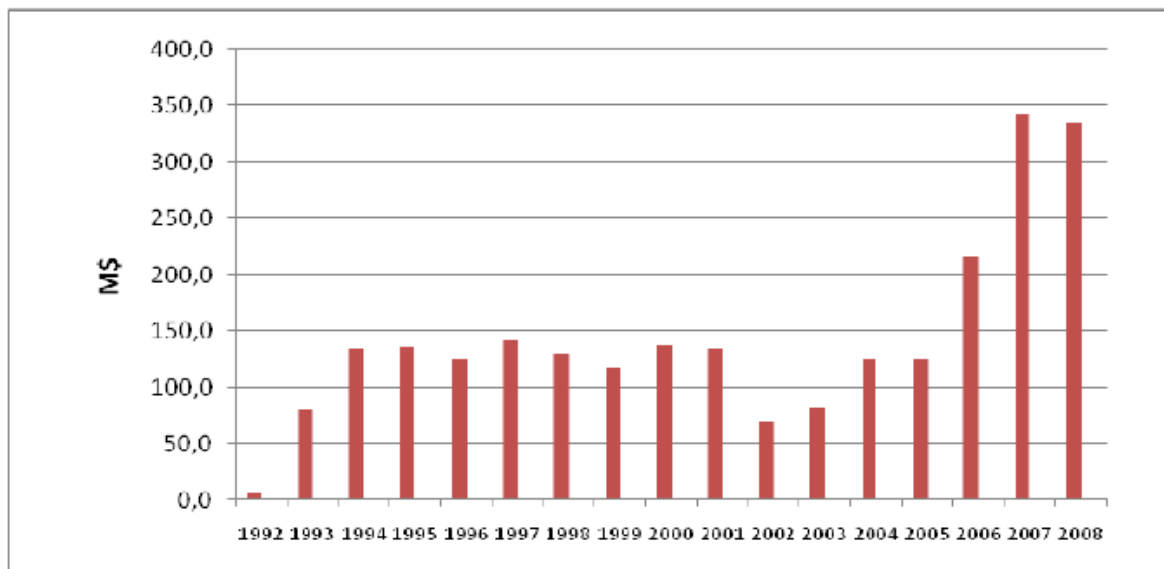


Figura 3-1: Nivel de inversión anual de EDENOR en millones de pesos.

3.1.1. PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

A los efectos de completar la información relativa a las inversiones en el mediano plazo, se presenta en esta sección una síntesis del plan de expansión del sistema de transmisión de EDENOR, propuesto en la Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2008-2012. Cabe aclarar, que estas son obras que propone la empresa en su función de Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte PAFTT y representan solo una fracción de las inversiones totales que necesitan concretar la empresa para la prestación del servicio.

El Sistema de Transporte de EDENOR es abastecido desde distintas vinculaciones. Desde la red de TRANSENER S.A., a través de interconexiones en 500 kV y 220 kV en la Subestación Rodríguez; desde EDESUR S.A., en barras de 220 kV de la Subestación Ezeiza, abastecidas por los transformadores 500/220 kV de TRANSENER S.A. y desde generación térmica local; a partir de las Centrales Puerto, en barras de 132 kV de las Subestaciones Nuevo Puerto y Puerto Nuevo, y Costanera.

A su vez, a la red de EDENOR S.A. se vincula parte de la red de EDESUR S.A., en las Subestaciones Puerto Nuevo, Nuevo Puerto, Colegiales, Agronomía, y La Matanza, y desde la Subestación Morón, a través de la red de TRANSBA S.A., se vincula parte de la red de EDEN S.A. y de la Cooperativa de Luján.

La red de transmisión, cuenta con 730 km de líneas áreas de 220 kV y 132 kV, 463 km de cables subterráneos, más de 10.000 MVA de capacidad de transformación y 670 MVar instalados en bancos de capacitores.

Se presentan en la Tabla 3-3 una descripción agregada por tipo de obra, de las ampliaciones del sistema de transmisión para el período 2008-2012, previstas en la Guía de Referencia 2008-2012 de EDENOR S.A.

Año de entrada en servicio	Ampliaciones Requeridas
2009	<ul style="list-style-type: none"> • 5 ampliaciones de subestaciones 132/13,2 kV por un total de 400 MVA de nueva capacidad de transformación. • 84 MVA_r de compensación de potencia reactiva.
2010	<ul style="list-style-type: none"> • 4 nuevos electroductos de 132 kV. • Nueva subestación de 220/132 kV; 300 MVA – S.E. Malaver. • Nueva Subestación 500/220 kV; 2x800 MVA denominada “Norte”. • 3 nuevas subestaciones 132/13,2 kV con un total de 240 MVA de capacidad de transformación instalada. • 80 MVA_r de compensación de potencia reactiva.
2011	<ul style="list-style-type: none"> • 3 nuevos electroductos de 132 kV. • Nuevo transformador 220/132 kV 300 MVA en la SE Colegiales. • 2 nuevos transformadores 220/132 kV 300 MVA en la Subestación Rodríguez. • 5 nuevas subestaciones 132/13,2 kV con un total de 400 MVA de capacidad de transformación instalada. • 84 MVA_r de compensación de potencia reactiva.
2012	<ul style="list-style-type: none"> • 3 nuevos electroductos de 132 kV. • Nuevo transformador 220/132 kV; 300 MVA en la Subestación Ramos Mejía. • Nuevo vínculo de 220 kV; Puesto de Interconexión Casanova. • 4 nuevas subestaciones 132/13,2 kV con un total de 320 MVA de capacidad de transformación instalada. • 2 ampliaciones de subestaciones 132/13,2 kV por total de 160 MVA de capacidad de transformación instalada. • 48 MVA_r de compensación de potencia reactiva.

Tabla 3-3: Ampliaciones del sistema de transmisión para el periodo 2008-2012. EDENOR.

Estas ampliaciones, descritas en la Guía del Referencia del sistema de Transporte de EDENOR, han sido determinadas en base al siguiente escenario de crecimiento de la demanda del área de concesión de esa empresa.

Año	Tasa de Crecimiento de la Energía [%]	Energía Anual Esperada [GWh]
2008	3,4%	21.071
2009	5,4%	22.204
2010	5,4%	24.403
2011	5,4%	24.667
2012	5,4%	26.013
Promedio	5,0%	

Tabla 3-4: Proyección de la Tasa de crecimiento de la Energía. EDENOR.

A partir de la tasa de crecimiento de la energía y con los factores de utilización por tipo de cliente y sus contribuciones a la demanda máxima, se obtuvieron las siguientes tasas de crecimiento de la potencia demandada máxima.

Año	Tasa de Crecimiento de la Potencia [%]
2008	3,3%
2009	5,2%
2010	5,2%
2011	5,2%
2012	5,2%
Promedio	4,8%

Tabla 3-5: Proyección de la tasa de crecimiento de la Potencia. EDENOR.

Año	Demanda Máxima [MW]
2008	3.734
Verano 2008/09	3.716
Invierno 2009	3.931
Verano 2009/10	3.910
Inverno 2010	4.134
Verano 2010/11	4.113
Invierno 2011	4.349
Verano 2011/12	4.328
Invierno 2012	4.573
Verano 2012/13	4.553

Tabla 3-6: Valores de Potencia Máxima esperados estacionales. EDENOR.

Estos valores de potencia a demandar por estación, son los que determinan el nivel de inversiones que deben realizarse para satisfacer la demanda prevista, cumpliendo con los estándares de calidad que la empresa viene cumplimentando.

3.2. EDESUR

En este caso la estimación de las inversiones necesarias para atender los requerimientos de la demanda en el mediano plazo, se basa en un análisis de la evolución de las inversiones realizadas por la empresa a lo largo del periodo de concesión, teniendo en cuenta las condiciones particulares provocadas por la crisis económica del año 2002, y la recuperación de los niveles de actividad económica de los años subsiguientes.

En la Figura 3-2 se muestra una síntesis de las inversiones históricas realizadas por la empresa desde 1994 hasta el año 2003 inclusive, discriminadas por rubro u objeto regulatorio, de acuerdo a lo siguiente:

- **AT:** Inversiones en mejoras y ampliaciones de la red de Alta Tensión (132 kV y 220 kV), incluyendo equipos de telecontrol y medidores.
- **MT-BT:** Inversiones en mejoras y ampliaciones de las redes de media y baja tensión necesarias para mejorar la calidad de servicio y atender nuevos suministros, incluyendo equipos de control y medidores.
- **Otros:** Incluye inversiones en telecomunicaciones, informática, maquinarias, herramientas y equipos de laboratorio, muebles y útiles, edificios y medios de transporte.

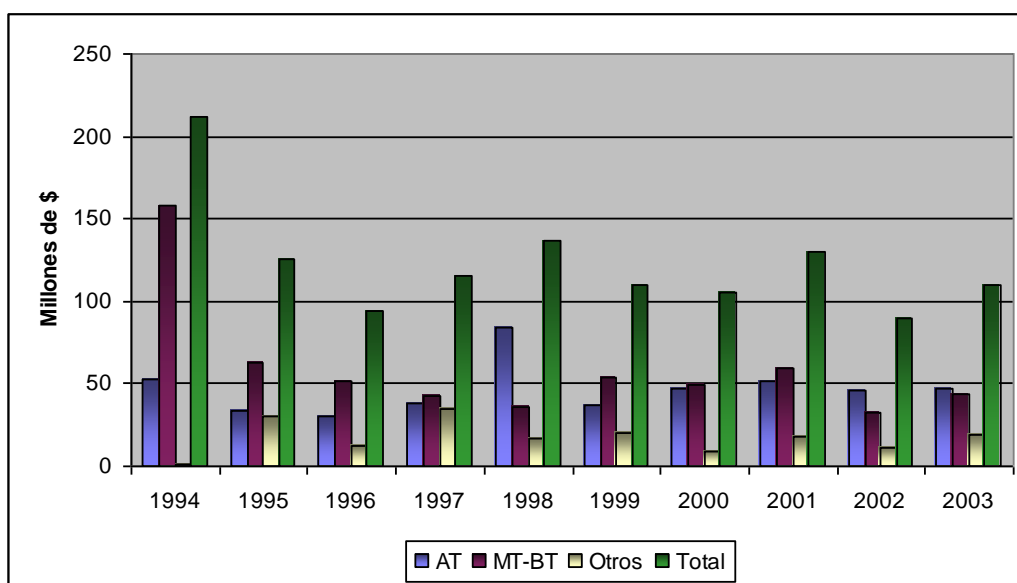


Figura 3-2: Inversiones de EDESUR por rubro (Elaboración propia en base información del Informe de Justificación de la Propuesta de Carta de Entendimiento UNIREN – EDESUR S.A. Marzo 2005).

En la Figura 3-3 se presentan los niveles de inversión durante el mismo periodo, expresados en porcentajes correspondientes a cada rubro. Se observa en los primeros años un porcentaje relativamente elevado de las inversiones, no correspondientes a mejoras o expansiones de la estructura de red (rubro otros). La información de detalle muestra que en estos años se realizaron importantes inversiones en edificios y telecomunicaciones, esto último fundamentalmente para atender los requerimientos de calidad de servicio establecidos en la regulación².

² Justificación de la Propuesta de Carta de Entendimiento UNIREN – EDESUR S.A., Marzo 2005

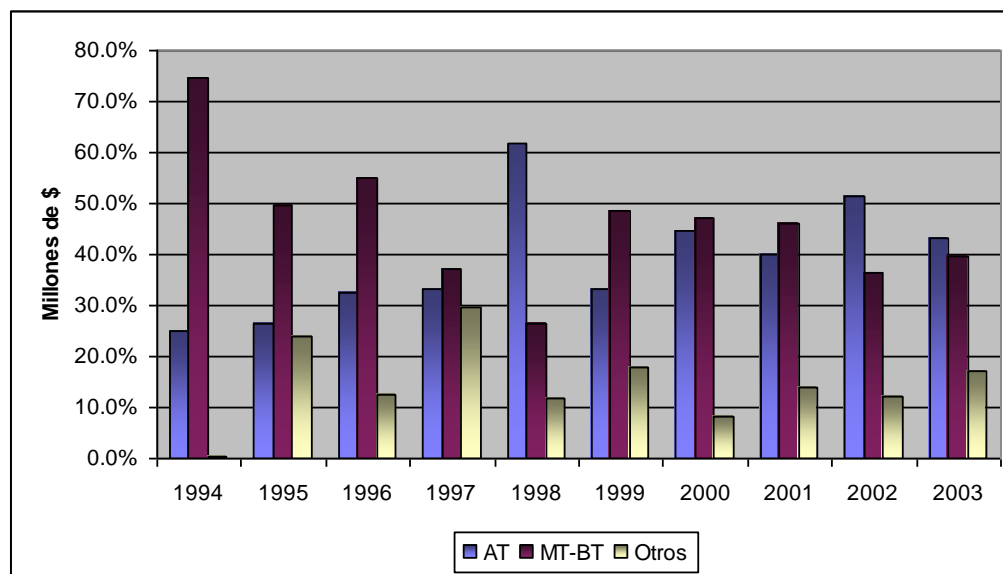


Figura 3-3: Porcentaje de las inversiones de EDESUR por rubro.

El año 2003 el gobierno dispuso a través del Decreto N° 311/03 de fecha 3 de julio de 2003, la creación de la Unidad de Renegociación y Análisis de los Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) en el ámbito de los ministerios de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. El UNIREN tenía la misión de asesorar y asistir al Poder Ejecutivo en el proceso de renegociación, en su carácter de continuadora de la comisión creada por el Decreto N°293/02.

En marzo de 2005 emitió el Informe de Justificación de la Propuesta de Carta de Entendimiento, que explicita los fundamentos de la propuesta remitida a la empresa concesionaria, en el marco del desarrollo del proceso de renegociación del Contrato de Concesión³.

Este informe contiene, como parte de la información que el UNIREN solicitó a la empresa concesionaria, un detalle de las inversiones realizadas por la empresa durante el periodo 1994–2003, y un plan de inversiones propuesto por la empresa para el periodo 2004-2008. Dicho plan incluye las inversiones vinculadas a la expansión, calidad, seguridad y control ambiental del servicio. La Figura 3-4 muestra una síntesis de este plan, donde se presentan los niveles de inversión desagregados por rubro.

³ Equipo Técnico de Energía de la UNIREN - Informe de Justificación de la Propuesta de Carta de Entendimiento UNIREN – EDESUR S.A., Marzo 2005.

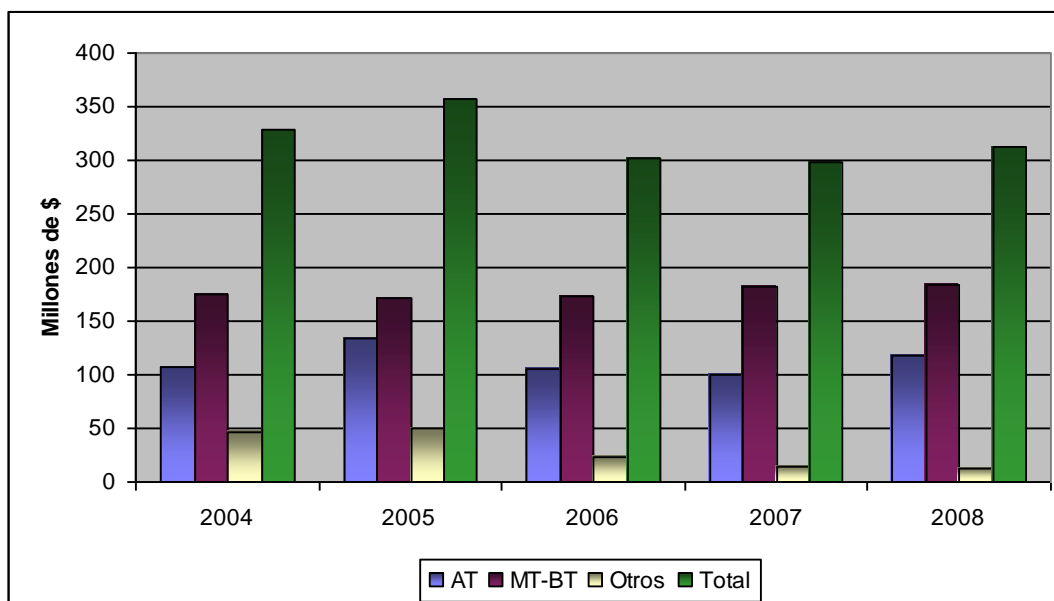


Figura 3-4: Plan de inversiones propuesto por EDESUR en el proceso de renegociación de contratos⁴

Se observa que los volúmenes de inversión planteados por la empresa para el periodo 2004-2008 son sustancialmente elevados. El plan de la empresa es ambicioso y tiene como finalidad transformar, expandir y mejorar el servicio, en lo que se refiere a las redes de alta, media y baja tensión, cámara y plataformas, de forma tal de asegurar la continuidad del servicio y conservar la calidad de las instalaciones, que con el correr del tiempo sufren un deterioro y se tornan obsoletas.

Sin embargo, las particulares condiciones de los diversos agentes económicos hicieron que no fuera posible erogar los montos previstos en el plan y que los mismos sean financiados por el propio negocio. En efecto, el plan de inversiones de EDESUR se sustentaba en la premisa de un ajuste tarifario del 23%. Por lo tanto, UNIREN adoptó valores de referencia mínimos de inversión que permitan, incrementando significativamente los últimos registros históricos, poder hacer frente a los requerimientos más urgentes en materia de inversión. De esta forma la UNIREN planteo reducir los montos de inversión previstos por la empresa para los años 2005 y 2006 a \$ 236,1 millones, y \$ 239,9 millones respectivamente.

Finalmente, el 29 de agosto de 2005, EDESUR suscribió el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión, que fue ratificada por Decreto del PEN N° 1.959 de diciembre de 2006, publicado en el Boletín Oficial el 8 de enero de 2007. Dicha Acta Acuerdo, entre otros dictados, establecía un régimen tarifario de transición a partir del 1° de noviembre de 2005, con un aumento en la tarifa media del servicio no superior al 15%, que refleja un aumento promedio del Valor Agregado de Distribución (VAD) del 28%. De la aplicación de este aumento quedaban excluidos los clientes residenciales. EDESUR se compromete a erogar en concepto de inversiones en el año 2005 un monto total de \$ 215 millones.

Estos montos de inversión son los mínimos necesarios para cubrir la operación, el mantenimiento y las inversiones del servicio. El objetivo principal y prioritario es sostener la prestación del servicio en condiciones técnicas mínimas aceptables. Por lo tanto, resulta más apropiado considerar el plan original de inversiones propuesto por la empresa como referencia para estimar los niveles de inversión en el mediano plazo, ya que el objetivo es lograr una prestación del servicio que cumpla con los estándares de calidad y confiabilidad.

La Figura 3-5 compara las inversiones para el periodo 2004-2008 propuestas por la empresa al UNIREN como parte del proceso de renegociación del contrato de concesión, con las inversiones realmente efectuadas por la empresa en ese periodo.

⁴ Equipo Técnico de Energía de la UNIREN - Informe de Justificación de la Propuesta de Carta de Entendimiento UNIREN – EDESUR S.A., Marzo 2005.

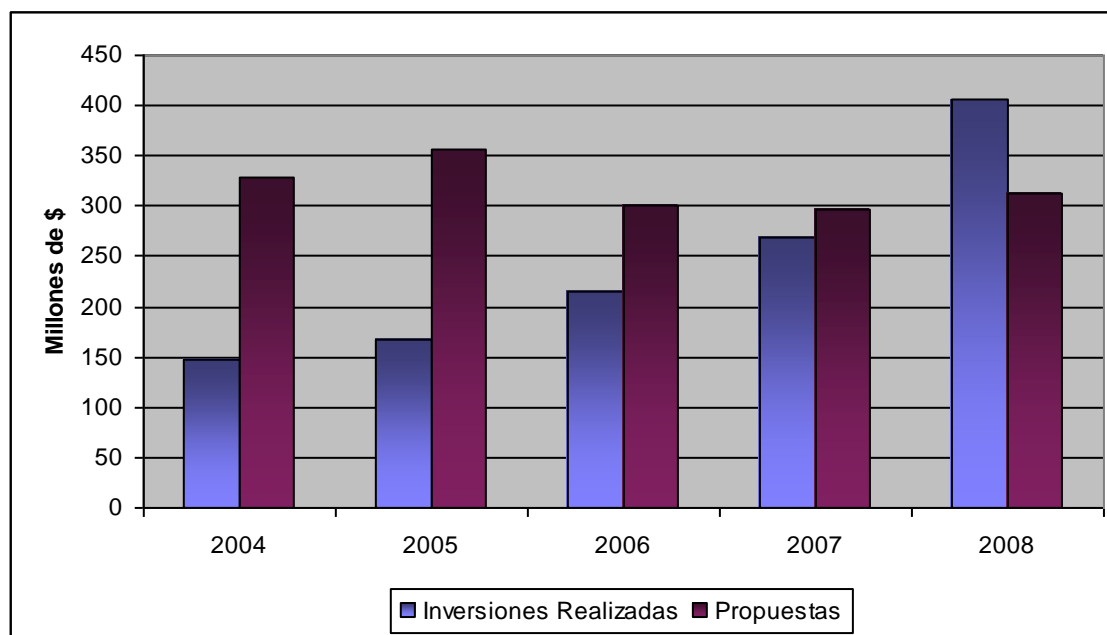


Figura 3-5: Inversiones realizadas por la empresa y propuestas en el plan de inversión de EDESUR.

Se observa claramente que en los años 2004⁵ y 2005⁶ las inversiones fueron muy reducidas, debido a que ese fue un periodo de transición durante el cual se formalizó el proceso de renegociación del contrato. En el año 2006⁷ el monto invertido (\$215 millones) fue el comprometido por la empresa en el acta de acuerdo. En el transcurso del ejercicio 2007⁸, EDESUR realizó inversiones por \$ 268,3 millones. Durante ese año se concretaron significativas obras de ampliación de la red, de las cuales la más importante es la puesta en servicio de la Subestación Transradio de Alta y Media Tensión ubicada en el partido de Lomas de Zamora, que permite abastecer con 600 MVA de potencia la zona de Lomas de Zamora, Esteban Echeverría, Ezeiza y Cañuelas. También en ese año se duplicó la capacidad de las estaciones Once y Pompeya, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Monte Chingolo, para atender en este caso a los partidos de Lanús, Quilmes y Florencio Varela.

En el año 2008⁹, debido a los mayores ingresos percibidos, la empresa pudo sostener su operación y ejecutar un plan de obras e inversiones por \$ 405,2 millones, que como puede verse en la Figura 3-5 superó lo previsto en el plan de inversiones 2004-2008. En ese año también se concretaron importantes obras de infraestructura de redes, como la construcción y puesta en servicio de la nueva subestación Glew (80 MVA de potencia instalada), la ampliación de potencia y modernización de la subestación “Héroes de Malvinas” (80 MVA), ubicada en la ciudad de Banfield y la duplicación de la potencia instalada en la subestación Monte Chingolo que pasó de 80 MVA a 160 MVA.

De lo anterior se observa que las inversiones en los años 2006, 2007 y 2008 tuvieron un crecimiento significativo, respecto a los niveles de los años post crisis hasta el 2005. Los montos de estos tres últimos años reflejan la actualización y concreción de inversiones atrasadas, en particular en el año 2008. Es de esperar por lo tanto, que los niveles de inversión en los próximos años se estabilicen en algún nivel cerca del promedio de los últimos tres años.

⁵ Edesur, Memoria, Reseña Informativa y Estados Contables al 31 de Diciembre de 2004.

⁶ Edesur, Memoria, Reseña Informativa y Estados Contables al 31 de Diciembre de 2005.

⁷ Edesur, Memoria, Reseña Informativa y Estados Contables al 31 de Diciembre de 2006.

⁸ Edesur, Memoria, Reseña Informativa y Estados Contables al 31 de Diciembre de 2007.

⁹ Edesur, Memoria, Reseña Informativa y Estados Contables al 31 de Diciembre de 2008.

En base a lo anterior, se estima que el nivel de inversión anual en el mediano plazo que requiere la empresa EDESUR para prestar servicio en condiciones adecuadas, es de alrededor de \$ 290 millones.

3.2.1. PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Al igual que en el caso de EDENOR, se presenta en esta sección una síntesis de las expansiones propuestas por la empresa en su función de PAFTT. Este plan de obras está descrito en detalle en la Guía de Referencia del Sistema de Transporte de EDESUR para el periodo 2009-2013.

La prestación PAFTT de EDESUR se realiza principalmente a nivel de 132 kV, tensión a la cual se encuentran vinculadas casi la totalidad de las subestaciones de rebaje a media tensión (13,2 kV). Adicionalmente, debido a la potencia que demandan las cargas de la empresa, es necesario contar con instalaciones de vinculación de 220 kV, siendo las subestaciones en este nivel de tensión: Ezeiza, Abasto, Perito Moreno, Alte. Brown, Bosques, Costanera, Azopardo y Transradio.

EDESUR se encuentra vinculada al Sistema de Alta Tensión a través de dos subestaciones: Ezeiza en 220 kV y Abasto en 500 kV y recibe el aporte de los generadores: Central Costanera, Central Buenos Aires, Central Dock Sud y Central Puerto (en forma indirecta a través de barras de EDENOR). Las características de las redes de transmisión son las siguientes:

CABLES DE 220 kV	19,42 km
CABLES DE 132 kV	435,99 km
TOTAL CABLES	455,41 km
LINEAS DE 220 kV	274,53 km
LINEAS DE 132 kV	201,62 km
TOTAL LINEAS	476,15 km
TRANSFORMADORES 500 / 220 kV	1.600 MVA
TRANSFORMADORES 220 / 132 kV	3.900 MVA
TOTAL TRANSFORMADORES	5.500 MVA

Tabla 3-7: Total de Activos Eléctricos en Alta Tensión. EDESUR.

La tabla siguiente es un resumen de las ampliaciones propuestas por EDESUR para el periodo 2009-2013, necesarias para minimizar las restricciones del transporte y/o mejorar la calidad de servicio. Esta tabla incluye tanto las obras correspondientes a la zona de gran Buenos Aires como de Capital Federal.

Año de entrada en servicio	Ampliaciones Requeridas
2009	<ul style="list-style-type: none"> • Nueva estación transformadora Rigolleau 132/13.2 kV; 2x40 MVA. • Ampliación de la estación Perito Moreno de 2x40 MVA a 3x40 MVA. • Compensación de potencia reactiva en 132 kV.
2010	<ul style="list-style-type: none"> • 2 ampliaciones de estaciones transformadoras por 80 MVA. • 80 MVA_r de compensación de potencia reactiva.
2011	<ul style="list-style-type: none"> • 3 nuevos electroductos de 132 kV mediante cable subterráneo por un total del 14 km. • 3 ampliaciones de estaciones transformadoras AT/MT por un total de 240 MVA de capacidad de transformación. • Tendido de una doble terna de 132 kV de 1,3 km entre la SE Brown y el PI Alcorta. • 5 nuevas subestaciones 132/13,2 kV con un total de 400 MVA de capacidad de transformación instalada. • Compensación de potencia reactiva en 132 kV.
2012	<ul style="list-style-type: none"> • Tendido de tramos de líneas de 132 kV doble terna por un total aproximado de 20 km. • Nueva SE Mitre 220/132 kV - 2x300 MVA. • Nueva Subestación Mitre 132/13,2 kV - 2x80 MVA. • Compensación de potencia reactiva en 13,2 kV.
2013	<ul style="list-style-type: none"> • Nueva subestación Bosques 132/13,2 kV - 2x40 MVA • 3 ampliaciones de subestaciones 132/13,2 kV por un total de 240 MVA • Tendido de una doble terna de 132 KV de 3 km entre las S.S.E.E. Perito Moreno y Alberdi. • Compensación de potencia reactiva en 13,2 kV.

Tabla 3-8: Ampliaciones del sistema de transmisión para el periodo 2009-2013. EDESUR.

Estas ampliaciones, descritas en la Guía del Referencia del sistema de Transporte de EDESUR, han sido determinadas en base al siguiente escenario de crecimiento de la demanda del área de concesión de esa empresa.

Año	Tasa de Crecimiento de la Energía [%]	Energía Anual Esperada [GWh]
2009	4,8%	19.326
2010	4,6%	20.216
2011	4,5%	21.116
2012	4,5%	22.056
2013	4,5%	23.038
Promedio	4,58%	

Tabla 3-9: Proyección de la Tasa de crecimiento de la Energía. EDESUR.

A partir de la tasa de crecimiento de la energía y con los factores de utilización por tipo de cliente y sus contribuciones a la demanda máxima, se obtuvieron los siguientes valores de crecimiento de la potencia demandada máxima.

Año	Demanda Máxima [MW]
Invierno 2009	3.847
Inverno 2010	4.006
Invierno 2011	4.232
Invierno 2012	4.364
Invierno 2013	4.414

Tabla 3-10: Valores de Potencia Máxima esperados estacionales. EDESUR.

Estos valores de potencia a demandar en la estación de invierno, que es la que tiene máxima demanda, son los que determinan el nivel de inversiones que deben realizarse para satisfacer la demanda prevista, cumpliendo con los estándares de calidad que la empresa viene cumplimentando.

4. ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES RELACIONADAS CON LA EXPANSIÓN DEL ÁREA METROPOLITANA SUR

4.1. INTRODUCCIÓN Y ALCANCE

El Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ha delineado un plan para impulsar el crecimiento del área sur de la ciudad. Esta área es una de las más apropiadas para focalizar la expansión de la ciudad, debido a la cantidad de espacios libres disponibles, a su relativamente baja densidad poblacional y a las características edilicias existentes. El área que se desea expandir con políticas de promoción está comprendida por los barrios de Barracas, La Boca, Nueva Pompeya y Parque Patricios.

Se estima que con la implementación de este plan de expansión, que tiene motivaciones tipo urbanístico político, esta zona tendrá un crecimiento extraordinario, mucho mayor del que puede esperarse con el crecimiento vegetativo natural de la ciudad. En efecto, el plan promueve el desarrollo de esta zona de la ciudad, con reubicación de la población existente desde otras áreas de la metrópoli, así como la captación de nuevos emprendimientos comerciales e industriales.

El sector de energía eléctrica es un actor clave dentro de cualquier plan de expansión del Gobierno de la ciudad, y es necesario evaluar las necesidades de ampliación y adecuación de los sistemas eléctricos para atender el correspondiente crecimiento de la demanda. La empresa Distribuidora involucrada en el área en cuestión es EDESUR S.A., la que tiene obligación del suministro de Energía Eléctrica en cantidad suficiente y con la calidad que le corresponde cumplimentar en su contrato de concesión, dentro de su área consignada. Sin embargo, como es lógico, esta nueva demanda extraordinaria no está contemplada dentro de los planes de inversión de la empresa, los cuales son diseñados para atender el crecimiento natural y vegetativo de la demanda, siguiendo patrones históricos.

En este trabajo se realiza una estimación de las necesidades de inversión en el sistema eléctrico para atender el crecimiento extraordinario de la demanda de energía en la zona sur de la capital, que resultaría de la ejecución del plan de expansión del Gobierno de la Ciudad. Es importante destacar, que se trata de una evaluación expeditiva de características generales, que busca determinar el orden de magnitud de los montos de inversión requeridos en el sistema eléctrico, para asociarlos al plan de expansión de la zona sur de la ciudad. Un estudio más preciso requiere información detallada del área a expandir, las características y localización de las nuevas demandas, los patrones de migración de demanda desde otras zonas y las características del crecimiento en cuanto a sus tipos de consumo y demanda de la energía y potencia. Asimismo, requiere de realización de exhaustivos estudios eléctricos y económicos.

4.2. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

Para la caracterización del área en cuestión se utiliza información del “Estudio Geoestadístico de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires”, realizado por Urbeos.com para la Cámara Argentina de la Construcción, en agosto de 2009.

La determinación de la demanda en la zona de estudio, se realiza en base a la información específica sobre el crecimiento esperado del área, descrita en el informe “Infraestructura de Gas Natural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires”, realizado por el Licenciado Fernando Risuleo para la Cámara Argentina de la Construcción, en noviembre de 2009.

Ambos informes forman parte de un estudio completo sobre los planes de expansión del área sur de la ciudad de Buenos Aires, que lleva a cabo la Cámara Argentina de la Construcción, del cual el presente trabajo forma parte. Se presenta a continuación un breve resumen del contenido de estos informes, que conforman la información de base utilizada en este estudio.

En líneas generales, el denominado Eje Sur de la Ciudad¹⁰ posee la segunda menor densidad de la Capital, hecho generado por su gran superficie y su poca cantidad relativa de habitantes. Esta zona fue históricamente marginada de inversiones inmobiliarias de calidad y por lo tanto marginada del desarrollo

¹⁰ La Boca, Barracas, Parque Patricios, Nueva Pompeya, Villa Riachuelo, Villa Soldati, Villa Lugano y Constitución.

de infraestructura urbana. Esta utilización del suelo, evidentemente, no ha generado gran valor agregado para la comercialización inmobiliaria y el desarrollo residencial.

El plan de expansión se focaliza en los barrios de La Boca, Barracas, Parque Patricios y Nueva Pompeya, denominada cuarta comuna, por ser un sector de natural avance del desarrollo inmobiliario y urbano, ante la saturación de las zonas centrales y de mayor nivel edilicio.

Si se toma una fotografía actual del nivel bruto de densidad del ejido urbano, se encuentra con el panorama de la Figura 4-1, obtenido del anuario estadístico del Gobierno de la Ciudad¹¹, del año 2007.

Se observa que los barrios de la cuarta comuna, presentan un grado relativamente bajo de densidad poblacional. Según datos del Gobierno de la Ciudad, para los casi 20 km² de superficie de la cuarta comuna, la misma suma unos 240.000 habitantes, que en la práctica nos da un total bruto de casi 12.000 habitantes por km². Considérese que, a nivel total, la Ciudad tiene un promedio de 15.000 habitantes/km², con picos de 32.000 habitantes/km² en la vecina tercer comuna (San Cristóbal y Balvanera) y un mínimo de 8.300 habitantes/km² en la también vecina octava comuna (Villa Lugano - Villa Riachuelo - Villa Soldati). De esta forma parecería ser que la cuarta comuna es una zona de transición entre la alta densidad del centro y la baja densidad de las zonas lindantes al Riachuelo y la Avenida General Paz, hecho potenciado por la disponibilidad de depósitos y edificación comercial aprovechable para la edificación.

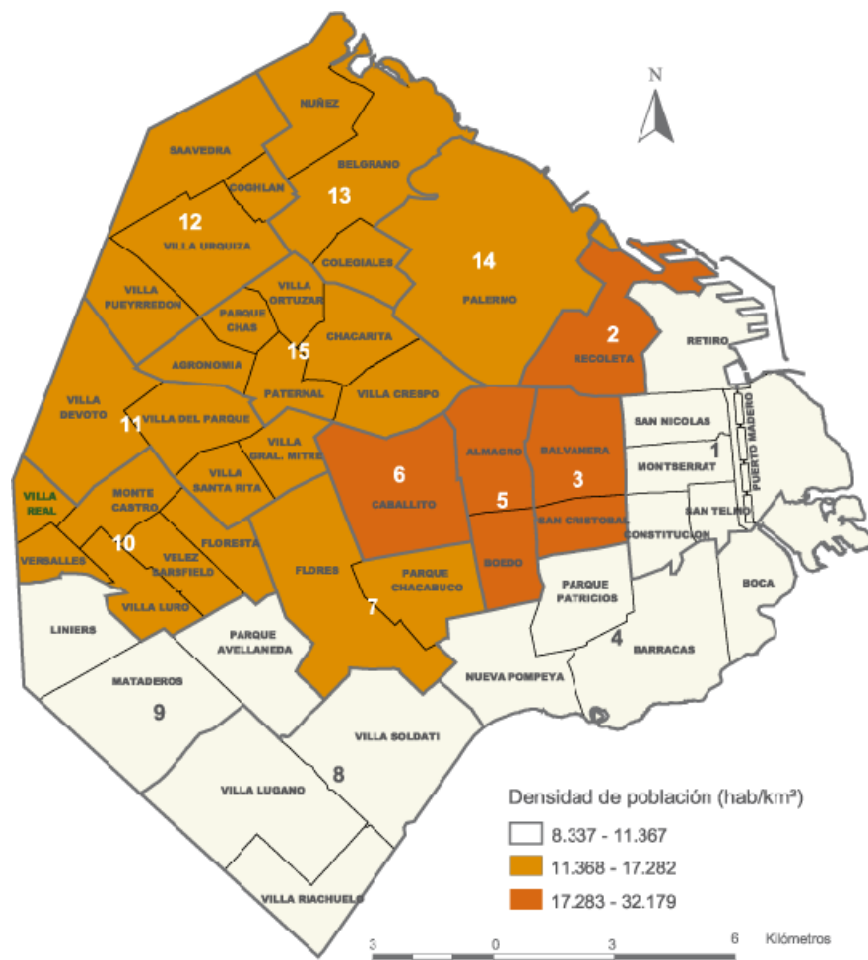


Figura 4-1: Densidad poblacional de la Ciudad de Buenos Aires. Fuente: Gobierno de la C.A.B.A.

¹¹ http://www.buenosaires.gov.ar/areas/hacienda/sis_estadistico/anuario_2007/capitulo_1/11.htm.

En la Tabla 4-1 y Figura 4-2 se detalla la densidad poblacional bruta y neta de los barrios en cuestión. Del análisis de las densidades poblacionales surge que los barrios de la cuarta comuna presentan, efectivamente una relación dónde es posible pensar en un crecimiento importante de la capacidad habitacional de cierta magnitud.

VALORES POR BARRIO	SUP. TOTAL (Ha.)	POBLACIÓN 2009 (Hab.)	DENSIDAD (Hab./Ha.)	
			BRUTA	NETA
BARRACAS	791	54.790	69	300
LA BOCA	284	45.259	159	501
NUEVA POMPEYA	497	41.796	84	188
PARQUE PATRICIOS	375	37.531	100	254
SUBTOTAL	1.947	179.376	92	279

Tabla 4-1: Densidad bruta y neta de los cuatro barrios. Fuente: Urbeos.com

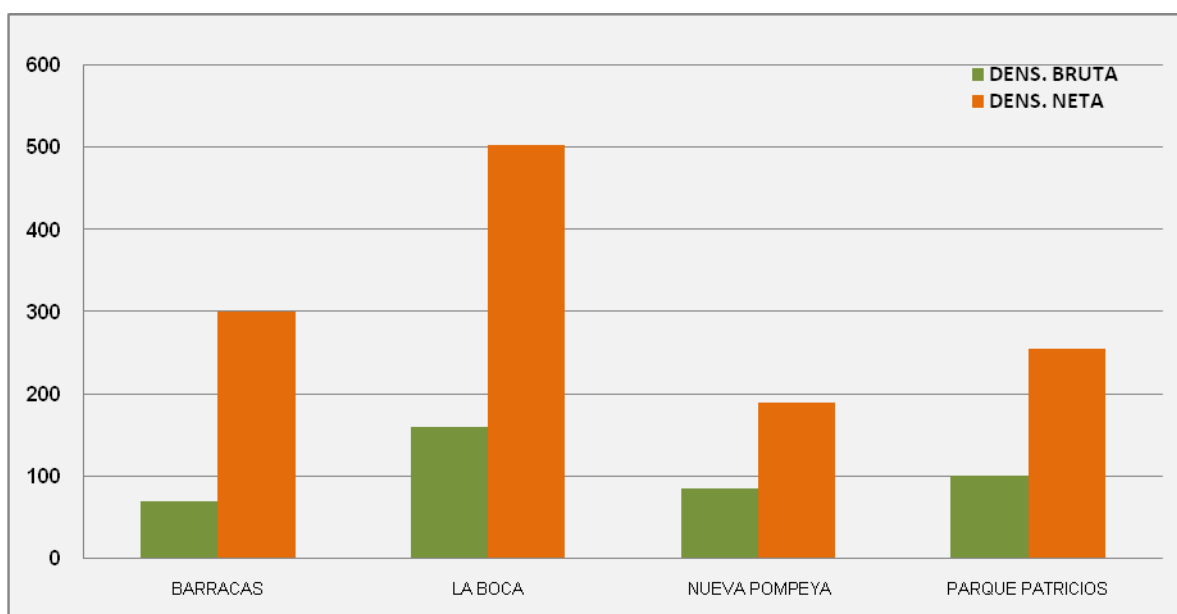


Figura 4-2: Densidad poblacional de los cuatro barrios. Fuente: Urbeos.com.

En los estudios de referencia se analizó el probable impacto sobre la cantidad de viviendas y de personas, que implicaría un desarrollo inmobiliario de la zona. Este análisis se realizó duplicando la densidad neta de la zona, en función de la hipótesis de lograr una densidad similar a la de la séptima comuna (Barrios de Flores y Parque Chacabuco).

Se procedió a introducir parámetros de crecimiento individuales para cada Barrio, atento a la diferente carga demográfica resultante. Se establecieron las siguientes hipótesis:

BARRACAS	100 % adicional (Densidad resultante: Similar a “La Boca”)
LA BOCA	30 % adicional (Densidad resultante: Similar a la de los barrios centrales)
NUEVA POMPEYA	151 % adicional (Densidad resultante: Similar a “Almagro”)
PARQUE PATRICIOS	128 % adicional (Densidad resultante: Similar a “La Boca”)

Tabla 4-2: Hipótesis de crecimiento.

En base a estas hipótesis de crecimiento se determinó la población resultante en cada barrio, las cuales

se detallan en la tabla siguiente:

VALORES POR BARRIO	Superficie Total	Población 2009	Crecimiento	Pob. Año Frontera	Población nueva	Participación
	(Ha)	(Habitantes)	%	(Habitantes)	(Habitantes)	%
BARRACAS	791	54.790	100%	109.580	54.790	31%
LA BOCA	284	45.259	30%	58.837	13.578	8%
NUEVA POMPEYA	497	41.796	151%	104.763	62.967	35%
PARQUE PATRICIOS	375	37.531	128%	85.571	48.040	27%
SUBTOTAL	1.947	179.376	102%	358.750	179.374	100%

Tabla 4-3: Resultados de la aplicación de la hipótesis de crecimiento.

En la figura siguiente se presentan las imágenes satelitales de los cuatro barrios, donde se puede observar la densidad poblacional y la cantidad de espacios verdes.

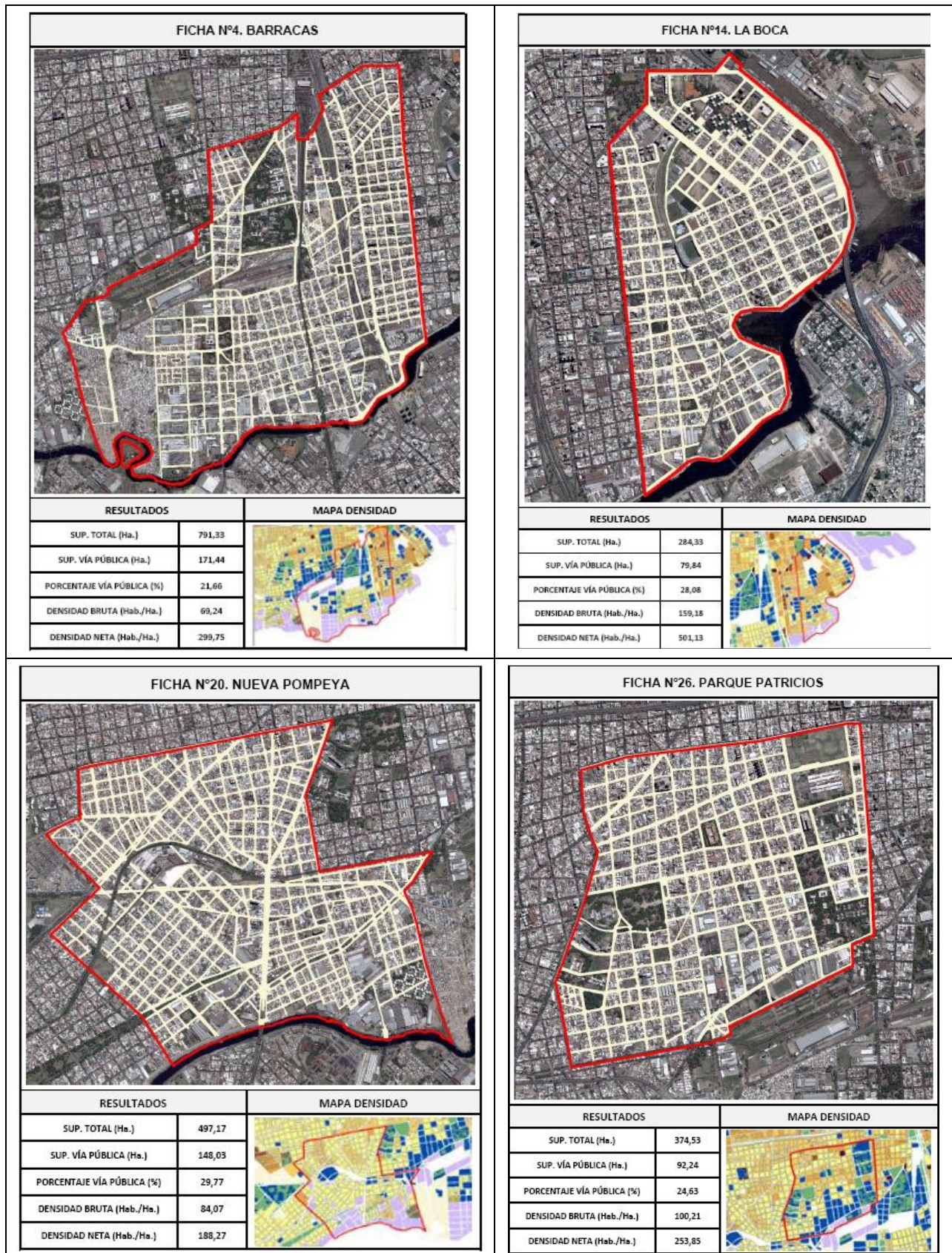


Figura 4-3: Barrios de C.A.B.A. que se encuentran en el área a expandir. Referencia Urbeos.com.

En los estudios de referencia se utilizaron los modelos desarrollados por el INDEC para la constitución del Índice del Costo de la Construcción. En primer término se estudió un tipo de construcción en propiedad horizontal tipo torre, con 99 unidades habitacionales en Planta Baja más catorce pisos y otro modelo básico de cinco pisos con 36 unidades habitacionales.

Como conclusión, se llegó a que por efectos metodológicos el desarrollo inmobiliario de vivienda multifamiliar sería un modelo unificado. La misma fue definida como edificios de propiedad horizontal de diez pisos y seis viviendas por piso más una unidad destinada para la casa del Encargado. Esto equivale al desarrollo de 61 (sesenta y uno) unidades de vivienda por Edificio promedio considerado.

Tomando como parámetro esta unidad modelo, el incremento en Edificios previsto para los escenarios demográficos planteados, se ubican en los siguientes valores.

	Crecimiento estimado	Habitantes por vivienda	Viviendas nuevas a construir	Cantidad de nuevos Edificios	Cantidad de Viviendas por Edificio
Unidades	[Habitantes]	[U]	[Viviendas]	[U]	[U]
Año Frontera	180.000	2,46	73.170	1.200	61

Tabla 4-4: Hipótesis de cálculo de crecimiento poblacional, base del estudio eléctrico.

La Tabla 4-4, presenta la base del cálculo que servirá para desarrollar el estudio de crecimiento y abastecimiento de energía eléctrica para los cuatro barrios de la C.A.B.A.

4.3. CRECIMIENTO DEL ÁREA ELECTRICA

La demanda de energía eléctrica asociada a la expansión de la zona sur se determina en base a la cantidad de nuevos edificios por barrio, y la demanda máxima esperada de cada edificio.

El dato que se dispone de los estudios de referencia es la cantidad total de nuevos edificios para toda la zona en estudio (1200 nuevos edificios). La cantidad de nuevos edificios por barrio se determina conforme al porcentaje de participación de cada barrio en la cantidad de nuevos habitantes (columna 7 de la Tabla 4-3).

La demanda máxima por edificio se determina considerando un valor de demanda máxima por vivienda, la cantidad de viviendas por edificio, y un coeficiente de simultaneidad que refleja la participación de cada demanda puntual en el pico de demanda del sistema. El Reglamento de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) para Baja Tensión aprobado en Marzo de 2006, estipula valores de demanda de referencia para ser utilizados en proyectos de electrificación. Estos valores se detallan en la Tabla 4-7. Para los fines de este cálculo se considera un grado de electrificación mínima con una potencia máxima de diseño para cada vivienda de 3,7 kW.

Grado de Electrificación	Superficie (Límite de Aplicación)	Demanda de Potencia Máxima simultanea calculada
Mínima	Hasta 60 metros ²	Hasta 3,7 kW
Media	Más de 60 y hasta 130 metros ²	Hasta 7 kW
Elevada	Más de 130 y hasta 200 metros ²	Hasta 11 kW
Superior	Más de 200 metros ²	Más de 3,7 kW

Tabla 4-5: Grado de Electrificación de las Viviendas. Fuente: AEA.

Por otro lado, para el coeficiente de simultaneidad para el cálculo de la demanda integrada por edificio, se considera a medida que aumenta la cantidad de cargas que se agregan al transformador que los alimenta, mejor es el grado aprovechamiento de la capacidad máxima puesta a disposición. Para el caso del edificio utilizado como ejemplo, el coeficiente de simultaneidad que recomienda la Asociación

Electrotécnica Argentina, es aproximadamente igual a 0,7. Éste es el valor que se ha utilizado en el presente cálculo.

En la tabla siguiente se presentan las demandas adicionales máximas por barrio y del total de la zona de estudio. En la tabla se observa que la demanda máxima adicional debida al crecimiento previsto del área sur será del orden de los 186 MW.

VALORES POR BARRIO	Viviendas/edificio	Demanda por vivienda	Nr. de Edificios	Coefficiente de simultaneidad	Demanda maxima por barrio
		[kW]			
BARRACAS	61	4	367	0.7	57
LA BOCA	61	4	91	0.7	14
NUEVA POMPEYA	61	4	421	0.7	65
PARQUE PATRICIOS	61	4	321	0.7	50
TOTAL			1200		186

Tabla 4-6: Incremento de Demanda Máxima por Barrio

4.4. INSTALACIONES EN MEDIA Y BAJA TENSION

4.4.1. DETERMINACIÓN DE LAS NUEVAS INSTALACIONES

La determinación precisa de las nuevas instalaciones de media y baja tensión para abastecer esta nueva demanda, requiere de la realización de un diseño de la expansión de las redes de media y baja tensión, para lo cual es necesario conocer la ubicación geográfica precisa de las nuevas cargas, así como las condiciones físicas del entorno para el tendido de las redes y las características de las redes existentes. Una información con ese grado de detalle no esta disponible en los estudios de referencia, ya que se trata de una evaluación general de las posibilidades de expansión del área sur, y no de un proyecto de detalle. Por otro lado, un diseño detallado de las redes estaría fuera de los alcances de este trabajo.

Por este motivo, la estimación de las instalaciones de media y baja tensión se realiza considerando una distribución uniforme de las nuevas demandas sobre la superficie de cada barrio. El procedimiento es el siguiente:

- Dada la demanda eléctrica de cada edificio, se considera que los mismos se alimenta en media tensión, y que cada uno de ellos tiene un estación transformadora MT/BT para alimentar su demanda. En base a la demanda máxima por edificio presentada en la Tabla 4-7, previendo que los transformadores estarán trabajando con un factor de uso para reserva operativa del orden del 62 %, se concluye que se necesita un transformador por edificio con una capacidad de 250 kVA.
- Se considera que existe una subestación AT/MT por barrio.
- Como los barrios tienen un contorno irregular y se desconoce la ubicación de las nuevas demandas en relación a las subestaciones AT/MT existentes, se determina para cada barrio un radio medio geométrico que cubra el área del barrio.
- Se supone que los nuevos edificios se distribuyen sobre el área del barrio a razón de una por manzana.
- Conociendo el radio medio y suponiendo cuadras de 100 metros, se calcula la cantidad de calles que tendrá como distancia de cobertura, suponiendo la subestación de transformación ubicada en el centro.
- Se determina la cantidad de edificios ubicados sobre un radio. Este grupo de edificios esta alimentado por un cable de 13, 2 kV.
- Se determinan las dimensiones y características de los cables de alimentación de 13,2 kV de cada alimentador radial.
- Se determina el número de alimentadores radiales en base a la cantidad total de edificios, y la

cantidad de edificios por radio medio geométrico.

- Se estima la cantidad de nuevos clientes comerciales, en base a porcentajes históricos de participación de este tipo de clientes en EDESUR S.A.

El concepto de radio medio geométrico para determinar las redes de media tensión, se ilustra en la siguiente figura. Resulta claro que el procedimiento no tiene por objeto definir el diseño y características de la expansión de las redes, sino brindar una estimación del orden de magnitud de las inversiones necesarias para adecuar las redes de MT y BT a los nuevos requerimientos de demanda.

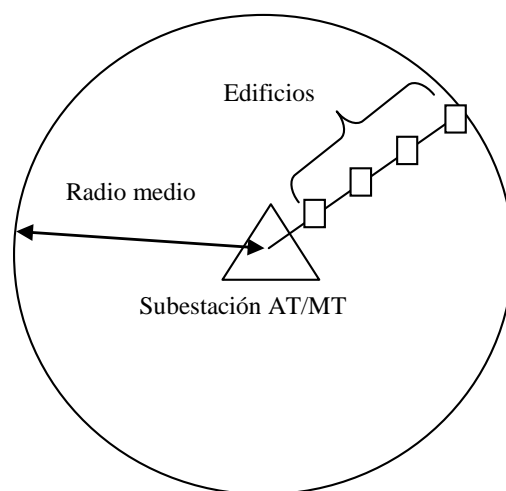


Figura 4-4: Ilustración del concepto de radio medio geométrico para determinar las redes de media tensión.

La tabla siguiente resume el procedimiento planteado.

VALORES POR BARRIO	Viviendas/edificio	Edificios	mts2/Ha	Radio medio	cuadras[mts]	Alimentadores
	73.170	1.200	10.000	(metros)	100	1 edificio/cuadra
BARRACAS	61	367	7.913.260	1.587	16	23
LA BOCA	61	91	2.843.275	952	10	10
NUEVA POMPEYA	61	421	4.971.729	1.258	13	33
PARQUE PATRICIOS	61	321	3.745.290	1.092	11	29
SUBTOTAL		1.200	19.473.553			96

Tabla 4-7: Distribución de edificios por radio medio geométrico y totales para cada barrio

Para el cálculo de la red de Media Tensión, se prevé que será subterránea y calculada conforme a la capacidad de abastecimiento del transformador.

Bajo la hipótesis que se utilizará un cable por alimentador y un edificio por cuadra, se calcula la capacidad del cable y la longitud total para abastecer a todos los edificios para cada uno de los barrios.

VALORES POR BARRIO	1cable/alimentador	Tensión	Corriente	Cable
	kVA	Kvolt	Amper	Km
BARRACAS	3.971	13,2	174	37
LA BOCA	2.381	13,2	104	9
NUEVA POMPEYA	3.148	13,2	138	42
PARQUE PATRICIOS	2.732	13,2	120	32
SUBTOTAL				120

Tabla 4-8: Cantidad Total de kilómetros de red de Media Tensión.

Para la demanda restante que puede llegar a trasladarse a la zona, de características de consumo del tipo industrial y comercial, se prevé que sea bajo la hipótesis del Cuadro 2-5: Energía facturada y cantidad de Clientes año 2006. EDESUR., donde se puede determinar que la cantidad de clientes que se instalarán en la zona, serán del orden del 16,25 %, es decir aproximadamente 195 nuevos usuarios de este tipo de características de consumo. Suponiendo una potencia contratada media de 35 kW por cada suministro, resultan los valores de demanda del cuadro siguiente.

VALORES POR BARRIO	Demanda Ind/Com	Cantidad
	35 kW	Trafos
BARRACAS	875	6
LA BOCA	1.575	10
NUEVA POMPEYA	875	6
PARQUE PATRICIOS	3.500	23
SUBTOTAL	6.825	44

Tabla 4-9: Cantidad de Transformadores Adicionales para Clientes Comerciales e Industriales.

Hasta este punto se han parametrizado las cantidades de activos eléctricos necesarios para cubrir la nueva demanda prevista, bajo las hipótesis de crecimiento establecidas. En el punto siguiente se procederá a la valorización de cada uno de los activos, para finalmente llegar al valor final de inversión necesaria para cubrir la demanda.

4.4.2. VALORIZACIÓN DE LOS ACTIVOS

Para valorizar cada uno de los ítems más importantes de cualquier ampliación de las instalaciones de una Empresa de Distribución Eléctrica, se debe hacer uso de unidades constructivas (UC) típicas, que incluyan en su estructura de costos todos los elementos necesarios y suficientes que permitan la ejecución de las obras.

Los ítems más importantes a nombrar dentro de la estructura de una UC, son los costos de materiales y mano de obra, denominados costos directos (CD), a los cuales se les agregan los costos indirectos (CI), que complementan la estructura de la UC, finalmente.

Para el caso bajo estudio, se han supuesto el costo del transformador totalmente instalado dentro de la estación transformadora cubierta, con todas las protecciones instaladas y todos los elementos complementarios necesarios para su puesta en marcha.

En el caso de las instalaciones de los cables subterráneos, se ha supuesto el costo de rotura de vereda, colocación definitiva del tramo, reposición de la vereda, empalmes reglamentarios, instalación de las protecciones necesarias y de todos los elementos que realmente se necesite para su energización.

En todos los casos, se han previsto los trámites, permisos, autorizaciones ante los organismos pertinentes que se necesiten para la ejecución de la obra y su posterior puesta en marcha operativa.

En el caso de las redes de Baja Tensión, como es muy complejo el análisis de la posible dispersión de

las cargas a lo largo de toda el área en estudio, y bajo la hipótesis que la demanda más importante se concentrará en los edificios, se ha previsto un gasto adicional del orden del 50 % de los costos incurridos en las redes de Media Tensión.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los activos puesto en juego, el costo de las unidades constructivas típicas en pesos (\$), y el total general que agrupa los costos de cada una de las instalaciones desagregados por barrio. Finalmente se presenta el costo final agregado por barrio y un costo total de las inversiones necesarias en media, baja tensión y estaciones de transformación.

VALORES POR BARRIO	Cantidad	Costo-UCETS[\$]	Cable	Costo-UCCS-MT[\$]	Costo-UCCS-BT[\$]	Cantidad	Costo-UCETS[\$]	Costos Total
	Trafos	192.500	Km	551.500	50%	Trafos	192.500	[\$]
BARRACAS	367	70.559.102	37	20.214.724	10.107.362	6	1.085.957	101.967.145
LA BOCA	91	17.485.496	9	5.009.481	2.504.740	10	1.954.722	26.954.440
NUEVA POMPEYA	421	81.089.430	42	23.231.595	11.615.798	6	1.085.957	117.022.779
PARQUE PATRICIOS	321	61.865.973	32	17.724.200	8.862.100	23	4.343.827	92.796.099
SUBTOTAL	1.200	231.000.000	120	66.180.000	33.090.000	44	8.470.463	338.740.463

Tabla 4-10: Resumen de Costos de Inversiones en Activos Eléctricos para MT y BT.

Se observa que se necesitan aproximadamente \$ 350 millones, en esta etapa del proyecto.

4.5. INSTALACIONES EN ALTA TENSIÓN ADICIONALES

En este punto se analiza el impacto que tendría un crecimiento extraordinario de la demanda del área sur sobre las redes de alta tensión, las necesidades de ampliación de las mismas, y los montos de inversión asociados.

Tal como se describió en la Sección 3, EDESUR S.A. cuenta con instalaciones de alta tensión comprendidas principalmente por redes en el nivel de 132 kV, tensión a la cual se encuentran vinculadas casi la totalidad de las subestaciones de rebaje a media tensión (13,2 kV). Adicionalmente, debido a la potencia que demandan las cargas de la empresa, es necesario contar con instalaciones de vinculación de 220 kV, siendo las subestaciones en este nivel de tensión: Ezeiza, Abasto, Perito Moreno, Alte. Brown, Bosques, Costanera, Azopardo y Transradio.

EDESUR se encuentra vinculada al Sistema de Alta Tensión a través de dos subestaciones: Ezeiza en 220 kV y Abasto en 500 kV y recibe el aporte de los generadores: Central Costanera, Central Buenos Aires, Central Dock Sud y Central Puerto (en forma indirecta a través de barras de EDENOR). Las características de las redes de transmisión son las que se presentan en la Figura 4-5.

En la figura siguiente se muestra un esquema geográfico parcial de las redes de 220 kV y 132 kV de EDESUR S.A., en la cual se resaltan con un círculo rojo, las subestaciones de rebaje 132/13,2 kV que alimentan los barrios del área sur considerados en el plan de expansión. Se observa que tres de las estaciones, tienen nombres homónimos a los de los barrios que alimentan, Barracas, Parque Patricios y Nueva Pompeya.

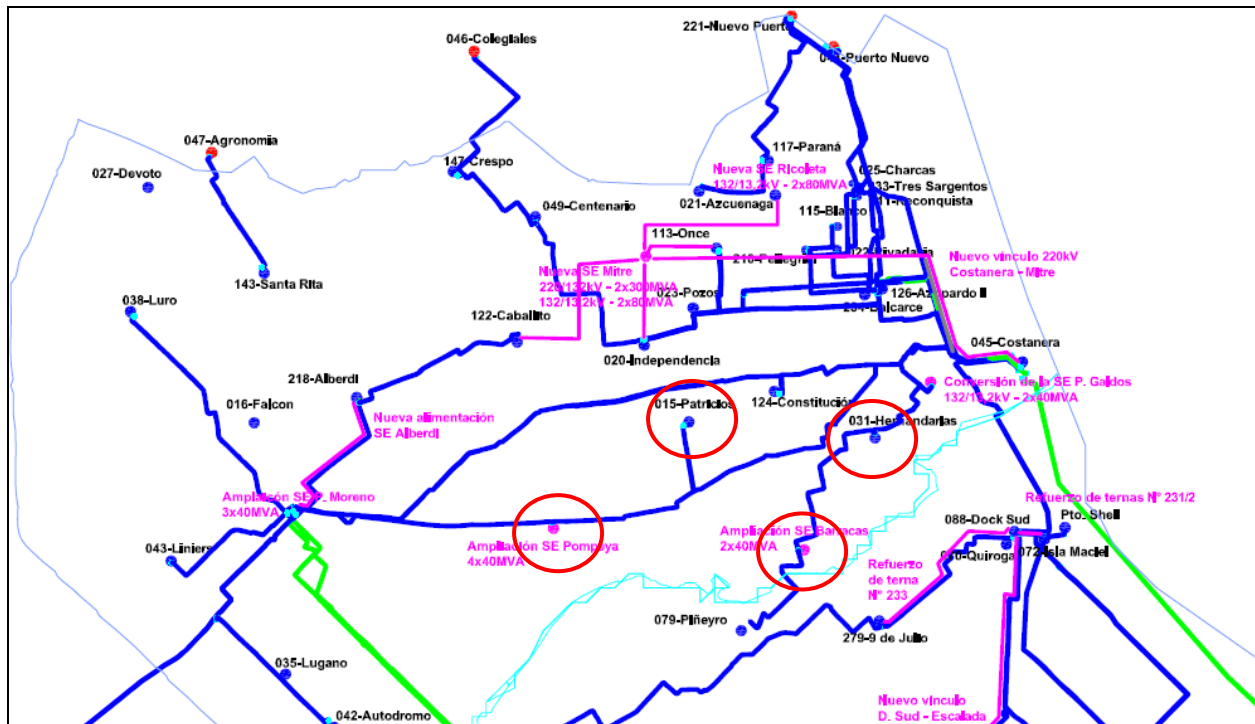


Figura 4-5: Diagrama geográfico parcial de las redes de 132 kV y 220 kV de EDESUR S.A., con identificación de las subestaciones 132/13,2 kV que alimentan al área sur de la ciudad.

El análisis de impacto de la nueva demanda sobre las redes de AT se realiza en dos etapas. En primer lugar se analiza la capacidad de transformación de las estaciones de rebaje 132/13,2 kV de cada uno de los barrios, para comprobar si es suficiente como para absorber el crecimiento extraordinario de demanda. Posteriormente se realiza un estudio de flujos de potencia, para determinar si los cables de 132 kV que alimentan estas subestaciones, resultan sobrecargados en condiciones de demanda máxima para esta nueva demanda.

En el análisis se considera el estado de la red previsto en la Guía de Referencia de Edesur 2009-2013 para el año 2013. Es decir, se consideran en servicio las expansiones planificadas por Edesur para ese periodo. A los efectos de este estudio, se considera que la nueva demanda del barrio de La Boca va a ser absorbida por la subestación Hernandarias.

Análisis de las subestaciones 132/13,2 kV

En la Tabla 4-11 se presenta el grado de ocupación y capacidad remanente de las subestaciones que alimentan los barrios de Barracas, La Boca, Pompeya y Parque Patricios en el año 2013, de acuerdo a la información de la Guía de Referencia del Sistema de Transporte de Edesur S.A. Se presenta también en esta tabla, el incremento de demanda que tendrá cada subestación debido al plan de expansión del área sur¹², la demanda total y el grado de ocupación resultante.

Se observa que en la mayoría de los casos la capacidad de estas subestaciones no es suficiente para atender este crecimiento de la demanda, y por lo tanto resulta necesario ampliar la capacidad de transformación de las mismas. En el caso de la subestación Hernandarias, la ocupación resultante llega al 100%, sin embargo es necesario considerar un grado de reserva adecuado.

¹² Los valores de demanda adicional por subestación son los presentados en la última columna de la Tabla 4-6, afectados por un factor de potencia de 0,95.

Subestación	Potencia instalada	Ocupación al 2013		Nueva demanda	Demanda Total	Ocupación resultante
Nombre	[MVA]	[MVA]	(%)	[MVA]	[MVA]	(%)
BARRACAS	80	47,8	59,7%	60,0	107,8	135%
HERNANDARIAS	80	65,0	81,3%	14,7	79,8	100%
POMPEYA	160	107,2	67,0%	68,4	175,7	110%
PATRICIOS	80	67,0	83,8%	52,6	119,7	150%

Tabla 4-11: Ocupación de subestaciones 132/13,2 kV con la nueva demanda prevista en el plan de expansión del área sur.

En la Tabla 4-12 se describen las ampliaciones necesarias en estas subestaciones, para atender la demanda prevista en el plan de expansión del área sur. Los montos de inversión son valores estimados a partir del plan de obras de Edesur propuesto en el acta de renegociación de contratos de concesión, actualizados a la fecha. Para estimar estos montos también se utilizó información disponible del Consultor sobre obras de similares características. Los montos incluyen nuevos campo de transformación, transformadores, celdas, comando comunicación y protección cables de potencia, obra civil y gastos generales.

En este análisis simplificado se ha considerado, que es técnicamente factible ampliar estas subestaciones con la capacidad requerida. Es posible sin embargo que en algunos casos no sea posible realizar estas ampliaciones, debido a restricciones de espacio u otras limitaciones de índole técnico¹³. En tal caso será necesario erigir nuevas estaciones transformadoras para obtener la capacidad de transformación requerida. Esto puede definirse solo con un estudio de ingeniería de detalle, que claramente supera ampliamente el alcance de este trabajo.

Subestación	Demanda Total	Ampliacion	Capacidad resultante	Monto de Inversión Estimado
Nombre	[MVA]	[MVA]	[MVA]	[\$]
BARRACAS	60,0	40	120	4.500.000
HERNANDARIAS	14,7	20	100	2.500.000
POMPEYA	68,4	40	200	4.500.000
PATRICIOS	52,6	60	140	6.000.000
TOTAL				17.500.000

Tabla 4-12: Ampliaciones necesarias de las subestaciones de 132/13,2 kV para atender la demanda prevista en el plan de expansión del área sur.

Análisis de electroductos de 132 kV

En la Figura 4-5 se muestra como están ubicadas estas subestaciones en la red de 132 kV. Se observa que se trata de una red mallada, por lo que el impacto de las nuevas demandas de potencia sobre los vínculos de 132 kV solo puede determinarse mediante un estudio de flujos de potencia. En este caso se

¹³ La potencia instalada en la subestación Nueva Pompeya incluye la ampliación de 2x20MVA + 2x40MVA a 4x40MVA prevista por Edesur para el año 2012. Por tal motivo, es probable que no resulte factible ampliar aun más esta subestación.

realiza un análisis de flujos de potencia utilizando el modelo de estado estacionario y los datos del sistema contenidos en la Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2009-2013 de EDESUR S.A. Se utilizó como base el escenario correspondiente a la demanda pico para el año 2013, en el cual se agregó en las barras de Barracas, Pompeya, P. Patricios y Hernandarias, las demandas adicionales descritas en la columna 6 de la Tabla 4-6, considerando un factor de potencia similar al que EDESUR considera para las demandas de estas subestaciones en el año 2013. La tabla siguiente muestra los valores de demanda por estación considerados en los estudios de flujo de potencia.

Demanda máxima año 2013		Demanda adicional		Demanda total resultante	
P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
41,8	15,9	57,0	21,7	98,8	37,6
54,5	27,0	14,0	6,9	68,5	33,9
95,0	31,0	65,0	21,2	160,0	52,2
81,0	27,0	50,0	16,7	131,0	43,7

Tabla 4-13: Demanda total resultante en las subestaciones que alimentan los barrios de Barracas, La Boca, P. Patricios y Pompeya.

Debido a las cortas distancias no existen inconvenientes para operar dentro de las bandas de tensiones que indican Los Procedimientos, por lo que los límites principales a la transmisión son los impuestos por los térmicos de cada conductor. Los resultados del estudio de flujo de carga, muestran que para las condiciones de demanda máxima, solo dos tramos de cable subterráneo de 132 kV resultan sobrecargados, tal como se muestra en la Tabla 4-14.

Este es el resultado de un estudio de estado estacionario en condiciones de red completa (condiciones N). En realidad la capacidad de transmisión de las redes se determina de tal modo de cumplir con los criterios de confiabilidad de Edesur. Estos criterios establecen que para cualquier estado de la red ante contingencia simple de una instalación, se procura no superar el 30 % de sobrecarga en transformadores, líneas y cables, que quedan en servicio durante un tiempo máximo de media hora (a excepción de los transformadores 500/220 kV). Pasados los 30 minutos no se admiten sobrecargas.

Cable		Longitud [km]	Tension Nominal [kV]	Limite Termico [MVA]	Limite Operativo [MVA]	Flujo de Potencia [MVA]	Sobrecarga [%]
Desde	Hasta						
S.E.P.MORENO	S.E.N.POMPEYA	4.7	132,0	130,0	110,0	153,0	118%
C.COSTANERA	S.E.PATRICIOS	8.5	132,0	130,0	110,0	144,0	111%

Tabla 4-14: Sobrecargas en cables subterráneos debido a las demandas adicionales en el área sur.

La solución óptima para dotar al sistema de capacidad de transmisión necesaria para atender el crecimiento de demanda extraordinaria en el área sur, requiere de un exhaustivo estudio de ingeniería, en el cual se tenga en cuenta la factibilidad técnica de las posibles soluciones y el desempeño económico de las mismas.

En este estudio simplificado se estima un monto indicativo del nivel de inversiones necesaria para reforzar la red de 132 kV, considerando la duplicación de la capacidad de estos tramos de cable. Es decir, se estima que se requiere el tendido de aproximadamente 20 km de cable subterráneo de 132 kV, de 350 mm² de sección, de aislación seca. El costo estimado del tendido de cables de estas características, considerando materiales y mano de obra, es de 2.800.000 pesos. Por lo tanto el monto

estimado de inversión para adecuar los cables subterráneos de 132 kV es de 56.000.000 pesos.

En base a esta estimación, el monto total de inversión para la adecuación de las redes de alta tensión es de:

Ampliación de subestaciones	\$ 17.500.000
Ampliación de redes 132 kV	\$ 56.000.000
TOTAL	\$ 73.500.000

Tabla 4-15: Costo de las Inversiones en Redes y Subestaciones de Alta Tensión.

4.6. MONTO TOTAL DE INVERSIONES

El monto total estimado de inversiones en las redes de alta, media y baja tensión, para satisfacer las demandas adicionales esperadas debidas al plan de expansión del área sur de la ciudad, son las siguientes:

Redes de Media y Baja Tensión	\$ 350.000.000
Redes de Alta Tensión	\$ 73.500.000
TOTAL aproximado	\$ 425.000.000

Tabla 4-16: Costo Total de las Inversiones.

Se observa que el monto aproximado es de \$ 425 millones en activos eléctricos, para poder hacer frente a la propuesta del Gobierno de la Ciudad de direccionar las expansiones de la metrópoli hacia la parte sur de la región. Los barrios involucrados necesitarán expandir sus redes y subestaciones eléctricas para hacer frente a esta demanda eléctrica extraordinaria, puesto que de no hacerlo, no podrán abastecer a los requerimientos de la población allí reubicada.

Por lo tanto, la conclusión que se obtiene, es que de implementarse este plan de promoción de la zona sur de la ciudad, se necesitará invertir en la red eléctrica de la Empresa Distribuidora EDESUR S.A., dueña del área concesionada y que le corresponde abastecer con energía en cantidad y calidad, ésta cantidad adicional de capital en bienes eléctricos, para que la misma pueda corresponder con el servicio en tiempo y forma.

5. REFERENCIAS

- 1] "Guía de Referencia de EDENOR S.A. 2008-2012".
- 2] "Guía de Referencia de EDESUR S.A. 2008-2012".
- 3] "Estudio Geoestadístico Ciudad Autónoma de Buenos Aires". Urbeos.com para la Cámara Argentina de la Construcción. Agosto 2009.
- 4] "Infraestructura de Gas Natural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires". Licenciado Fernando Risuleo para la Cámara Argentina de la Construcción. Noviembre de 2009.
- 5] "Informe de Grado de Cumplimiento de los Contratos de Distribución y Transporte de Energía Eléctrica de Jurisdicción Nacional". UNIREN Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos.
- 6] Estados Contables de EDENOR S.A.
- 7] Estados Contables de EDESUR S.A.
- 8] Secretaría de Energía.
- 9] ENRE. Ente Nacional Regulador de la Energía.