

Capítulo 3 ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1 Situación de la Energía Eléctrica en Argentina

La liberalización de la estructura de la industria energética de Argentina se inició en 1992. Se creó el Mercado de Energía Mayorista (MEM) como el mercado energético y asimismo dos nuevas instituciones rectoras: El Ente Nacional Regulador de la Electricidad – Argentina (ENRE) y la CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.).

El Gobierno (Secretaría de Energía), Cooperativa de Generación Eléctrica (AGEERA), Cooperativa de Distribución Eléctrica (ADEERA), Cooperativa de Transmisión Eléctrica (ATEERA) y Cooperativa de Principales Usuarios de Electricidad (AGUEERA) poseen cada uno el 20% de las acciones de CAMMESA. Las funciones de CAMMESA son las siguientes.

- Toma de decisiones del abastecimiento técnico y económico de electricidad a SADI* manteniendo el máximo nivel de seguridad del sistema y de la calidad de abastecimiento, y minimizando el precio mayorista de energía en el mercado de transacción en efectivo.
- Planificación de la demanda eléctrica y optimización de la aplicación que establece periódicamente la Secretaría de Energía.
- Supervisión periódica de las operaciones del mercado, y el control técnico de abastecimiento de electricidad consensurado en el mercado.

El consumo eléctrico en Argentina fueron 63.854 GWh en 1999. El mayor consumo se da en el uso industrial, seguido por el uso residencial y comercial. Estos tres juntos representan de 86 a 88%.

La capacidad de las instalaciones generadoras eléctricas son 20.501 MW, de la cual la capacidad de las instalaciones de generación térmica son 10.389 MW, representando el 50,7% de la capacidad total, con el siguiente desglose: el 22,3% en la generación por vapor, el 14,8%, turbina de gas, el 12,0%, ciclo combinado, y el 1,6% , diesel.

El consumo eléctrico se incrementó 1,24 veces en los 4 años comprendidos entre 1995 y 1999, con una tasa de aumento promedio anual de un 5,6 %. La capacidad de instalaciones se incrementó 1,22 veces en los 4 años desde 1995 hasta 1999, con una tasa de aumento promedio anual de un 5,2%. La electricidad generada total en 1999 son 74.640 GWh, de la cual la generación nacional son 69.286 GWh y la electricidad importada son 5.354 GWh. El 7% de la energía depende de la importación principalmente de Paraguay.

Según la “PROSPECTIVA 2000” que muestra la perspectiva de la oferta y demanda de energía, se tiene prevista la construcción y ampliación de las instalaciones generadoras eléctricas hasta 2010, tal

como indicada en el cuadro 3.1.

3.2 Información General de las Instalaciones de las Centrales Eléctricas Objeto

(1) Instalaciones

En el cuadro 3.2 se resume el perfil de las centrales objeto del Estudio. En las áreas objeto, no hay ningún plan de instalación nueva o ampliación de las plantas eléctricas.

(2) Situación Actual de las Gestiones Ambientales

En las Centrales Nuevo Puerto y Puerto Nuevo, como medidas ambientales, las centrales eléctricas de ciclo combinado están equipadas con quemadores tipo seco de bajo NOx. En las instalaciones de ciclo combinado que utilizan el gasoil como combustible, se emplea el sistema de inyección de agua (agua/combustible = 1/1) para reducir la cantidad de NOx en los efluentes gaseosos.

La Unidad 7 de la Central Puerto Nuevo fue equipada de quemador de bajo NOx como medidas para reducir NOx al iniciar la privatización. Otras instalaciones no cuentan con equipos específicos para la reducción de emisiones.

Cuadro 3.1 Abastecimiento de energía eléctrica en MEM y MEMSP

Centrales	Sistema	Año	Mérida (GBA)	Pampeana	Noroeste	Litoral/Noreste	Comahue	Centro	Cuyana	Patagónico
Dock Sud	CC	2001	780							
San Nicolas	CC	2001				845				
Termoandes	CC	2001			630					
Los Perales	CC	2001								78
Electropatagonia	CC	2001								68
Conversión San M. de Tucumán	CC	2002			270					
CTPPN	TG	2002			123					
Independencia	CC	2003			242					
Centrales hidroeléctricas	HID	2003						320		
Bermejo	HID	2005			283					
Yacyreta (WL 83)	HID	2006				1200				
Brazo Ana Cua	HID	2006				250				
Atucha	NUC	2007	745							
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2003		800				240	400	78
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2004	800		400		480			
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2005			460		650			
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2006	800							
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2007			400					
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2008					400			
Ciclo comb. (proyecto)	CC	2010	800				400			
Total regional			3925	800	2808	2295	1930	560	400	224

CC: Ciclo combinado, TG: Turbina de gas, HID: Hidro. NUC: Nuclear

Para las Unidades 5 a 9, se está realizando la medición continua y automática de los niveles de NO_x, SO₂, Opacidad y O₂ presentes en los efluentes gaseosos. También para las instalaciones de ciclo combinado, se realiza la medición constante y automática de los niveles de NO_x, Opacidad y O₂, pese que esto no está regulado por la ley.

En las Centrales Costanera y Buenos Aires, las instalaciones del ciclo combinado están equipadas con un quemador de bajo NO_x como medidas ambientales. Otras facilidades no tienen medidas ambientales.

Los niveles de NO_x, SO₂, Opacidad y de O₂ presentes en los efluentes gaseosos de las Unidades 1, 2, 3, 4, 6 y 7, y los niveles de NO_x y O₂ de las Unidades 5 son continuamente monitoreados. Para las Unidades 8 y 9 de ciclo combinado se monitorean continuamente los niveles de NO_x y O₂ para el control de operación.

En la Central San Nicolás, como medidas ambientales, las Unidades 1, 2 y 5 están equipadas respectivamente con un Precipitador Electrostático (PE) como medidas ambientales. Las Unidades 3 y 4 estaban equipadas inicialmente con precipitadores electrostáticos, los cuales están fuera de uso por desperfectos mecánicos. En cuanto a la Unidad 5, se inyecta de 4 a 20 ppm (máx. 25ppm) de SO₃ a los efluentes gaseosos con el equipo Chemington de los EE.UU, introducido en 1996, para reducir la emisión de materiales particulados suspendidos y, de esta manera, mejorar la eficiencia de recolección. La eficiencia de colección de polvo de la Unidad 5 es del 98,7%. Para todas las Unidades, se está realizando la medición continua y automática de los niveles de NO_x, SO₂, Opacidad y O₂ en los efluentes gaseosos.

En la Central Luján de Cuyo, las instalaciones de generación eléctrica con vapor de las Unidades 11 y 12 no cuentan con ningún equipo de descontaminación. Las unidades 21 y 22 de instalaciones de ciclo combinado y las unidades 23 y 24 de co-generación tampoco están equipadas del mecanismo de descontaminación. Sólo la Unidad 25 de ciclo combinado de gran potencia está equipada del quemador de bajo NO_x tipo seco.

Los niveles de NO_x, SO₂, Opacidad y de O₂ en los efluentes gaseosos son constantemente monitoreados en las Unidades 11 y 12 utilizando los equipos automáticos.

En cuanto a la Unidad 25 que sólo quema el gas natural, la ley no exige realizar el monitoreo continuo de los contaminantes, pero se están tomando los niveles de NO_x y de O₂.

La emisión de gases desde las Unidades 21, 22, 23 y 24 de combustión de gas natural y de gasoil, no cuenta con un equipo de monitoreo continuo de los contaminantes de los efluentes gaseosos.

Cuadro 3.2 Centrales eléctricas objeto del Estudio

Central eléctrica	Unidad	Capacidad Nominal (MW)	Tipo de central	Requerimiento de combustible	Chimenea m.		Medidas contra efluentes gaseosos	Inicio de operación
					Alt.	Diám.		
Nuevo Puerto	4	60	TV	G,FO	47	2,5		1952
	5	110	TV	G,FO	47	3,0		1965
	6	250	TV	G,FO	52	4,67		1969
	TG11	786	CC	G,GO	40	6,4	Quemadores tipo seco de bajo NOx Inyección de agua	2000
	TG12				40	6,4		
Puerto Nuevo	7	145	TV	G,FO	80	5,66	Quemadores tipo seco de bajo NOx	1961
	8	194	TV	G,FO				1963
	9	250	TV	G,FO	59	4,3		1970
Central Costanera	1	120	TV	G,FO	86,7	6,42		1962
	2	120	TV	G,FO			1963	
	3	120	TV	G,FO	86,7	6,42		1963
	4	120	TV	G,FO			1963	
Central BA	5	340	CC	G,GO	50	7,4	Quemadores tipo seco de bajo NOx	1995
Central Costanera	6	350	TV	G,FO	97,5	4,8		1976
	7	310	TV	G,FO	154,4	5,4		1984
	8	851.2	CC	G,GO				1998
	9				50	7,4	Quemadores tipo seco de bajo NOx	
	10				50	7,4	Quemadores tipo seco de bajo NOx	
San Nicolás	1	75	TV	C,G,FO	90	6,3	Precipitador Electrostático	1956
	2	75	TV	C,G,FO			Precipitador Electrostático	1956
	3	75	TV	G,FO	90	6,3		1956
	4	75	TV	G,FO			1956	
	5	350	TV	C,G,FO	123,7	8,1	Precipitador Electrostático	1983
AES Paraná	7	830	CC	G,GO				
	TG				65	6,8	Quemadores tipo seco de bajo NOx	2001
	TG				65	6,8	Quemadores tipo seco de bajo NOx	
Luján de Cuyo	11	60	TV	G,FO	50	4,1		1971
	12	60	TV	G,FO			1971	
	15,25	294	CC	G	50	7,0	Quemadores tipo seco de bajo NOx	1983
	14	70	CC	G,GO				1980
	21				19,8	5,3		
	22				19,8	5,3		
	23	22	Co-Ge	G,GO	40	3,0		1989
	24	22			40	3,0		

TV: Turbina de vapor, CC: Ciclo combinado, TG: Turbina de gas, Co-Ge: Co-generación

G: Gas natural, FO: Fueloil, GO: Gasoil, C: Carbón

(3) Estado de Operaciones de las Instalaciones

La generación eléctrica diaria de Argentina, por lo general, se reduce en las horas nocturnas

y tempranas horas de la mañana (entre 22:00 y 06:00), e incrementa durante el día (con una reducción temporal entre 12:00 y 14:00). El comportamiento estacional muestra un incremento en invierno.

La concentración media de oxígeno en las emisiones gaseosas medidas utilizando los medidores continuos automáticos en el año 2000 ha sido de 7,3 a 11,1% en las chimeneas. Estos valores han sido sumamente altos y según el encargado de la central, fueron ocasionados por la fuga de la parte sellada del calentador neumático regenerador.

La eficiencia térmica de la Unidad 6 de la Central Nuevo Puerto y la Unidad 9 de Puerto Nuevo, las Unidades 6 y 7 de Central Costanera es de 37,5%, 39,2%, 36,8% y 37,9%, respectivamente. Mientras tanto la eficiencia térmica de la Unidad 5 de Nuevo Puerto, 7 y 8 de Puerto Nuevo, y las Unidades 1, 2, 3, y 4 de Central Costanera es baja oscilando entre 33 y 34%, lo cual se debe además del control de combustión, a la reducción del rendimiento por operación de baja carga debido a la baja tasa de operación anual y al poco tiempo de operación con carga de régimen de alto rendimiento. De la misma manera, las Unidades 1, 2, 3 y 4 de San Nicolás, y las Unidades 11 y 12 de Luján de Cuyo presentan una baja eficiencia de menos de 26%. Por otro lado, la Unidad 5 de San Nicolás, se caracteriza por la eficiencia térmica de 33% pese a que la tasa de aprovechamiento sea relativamente alta.

En cuanto al ciclo combinado, la Unidad 5 de la Central Buenos Aires, 8, 9 y 10 de la Central Costanera y las Unidades 15 y 25 de Luján de Cuyo presentan una eficiencia térmica mayor al 50% (aunque los valores no son necesariamente precisas porque se determina la potencia calorífica total mediante el cálculo).

La tasa de operación de las instalaciones de los generadores estudiados es baja en las turbinas de vapor y alta en el ciclo combinado. Las Unidades 1, 2, 3, 4, 6 y 7 de la Central Costanera, 1, 2, 3 y 4 de San Nicolás y la Unidad 12 de Luján de Cuyo presentan una tasa de aprovechamiento de las turbinas de vapor extremadamente baja, con un máximo de 30%. Las Unidades 5 y 6 de Nuevo Puerto, 7 y 8 de Puerto Nuevo, 5 de San Nicolás y la Unidad 12 de Luján de Cuyo presentan un nivel que oscila entre 33 y 60%. En cuanto a las turbinas de vapor, la tasa de aprovechamiento de la Unidad 9 de Puerto Nuevo es muy alta (de 67,9%) en comparación con otras unidades.

En cuanto al ciclo combinado, la tasa de aprovechamiento es alta por su alta eficiencia térmica. Salvo las Unidades 14, 21 y 22 de Luján de Cuyo que presentan un nivel de 36,7%,

las demás unidades presentan más de 50%. Se destacan en particular las Unidades 15 y 25 de Luján de Cuyo y la Unidad 24 (co-generación) con más de 80%.

3.3 Grado de Cumplimiento del Estándar de Emisiones

La Unidad 5 de San Nicolás ha registrado una descarga de SO₂ con una concentración de 2.017mg/m³N (según el comentario de la central, fue debido a la avería de medidores), en diciembre de 2000. Salvo este caso en que no se cumplió el estándar de emisiones de 1.700mg/m³N, todas las demás instalaciones de generación cumplían dicho estándar.

Las instalaciones de generación eléctrica aplicables del estándar de emisiones de NO_x son las Unidades TG11 y TG12 de la Central Nuevo Puerto, Unidades 8 y 9 de la Central Costanera, Unidad 5 de la Central Buenos Aires, AST Paraná (Unidad 7), San Nicolás y la Unidad 25 de Luján de Cuyo, todas ellas ciclo combinado. De estas instalaciones, la concentración máxima se obtiene en Luján de Cuyo con 132mg/m³ N, y está dentro del margen permisible de NO_x, cuyo estándar se define en 200mg/m³N.

En cuanto a la emisión de MP, la opacidad de casi todas las Unidades fue menos del 15%, siendo claramente inferior al 20%, valor estándar.

Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, contempladas por la normativa vigente, tales como soplados de caldera, cambio de combustible, puesta en marcha se observan niveles más altos de opacidad (>40%). El valor máximo de opacidad obtenido fue el 58% en las Unidades 1 y 2 de San Nicolás (agosto).

3.4 Medidas de Prevención de Contaminación de Aire de las Centrales Térmicas

En cuanto a las medidas concretas de descontaminación de aire aplicables a las centrales térmicas, se ha decidido no tomar medidas estructurales nuevas (dispositivos de desulfuración o de denitración) para reducir la emisión de contaminantes en las centrales existentes. Esta decisión fue tomada tomando en cuenta integralmente las siguientes circunstancias con base a los datos de la aptitud al estándar de emisiones, estándar ambiental de la concentración ambiental de aire en la zona, uso de los combustibles, existencia de los proyectos de ampliación de las centrales, sistema de generación, entre otros, y después de sostener conversaciones con la C/P. En el Informe Complementario S3-2 se presenta algunos detalles sobre las instalaciones de desulfuración o de desnitración, que servirá de apoyo.

- Los resultados del monitoreo ambiental de aire y de los simulacros, el impacto de los

contaminantes de los efluentes gaseosos sobre el entorno local es sumamente reducido en todas las centrales.

- Recientemente, las instalaciones existentes operan principalmente con gas natural, y se deduce que el uso de este combustible aumentará en el futuro. Las instalaciones existentes, ya han logrado reducir suficientemente los contaminantes mediante la selección de combustibles.
- Actualmente, las centrales de generación por vapor utilizan el fueloil sólo cuando el gas natural no está disponible, y casi no opera exclusivamente con el fueloil.
- La Central San Nicolás se ve obligada a usar el carbón disponible conforme al contrato y por esta razón, la concentración de los contaminantes es mayor en comparación con otras centrales. Parcialmente, los niveles superan el estándar de emisiones, aunque la tasa de aprovechamiento es sumamente baja, excepto la Unidad 5. En cuanto a MP, se puede mejorar la eficiencia de captación de partículas al reparar y mantener adecuadamente los precipitadores Electrostáticos.
- La tasa de aprovechamiento de las instalaciones de generación por vapor es baja, además de que ellas datan de unos 20 años de antigüedad, resultando sumamente ineconómico tomar nuevas medidas estructurales (equipos de desulfuración y de denitración, etc.) en estas instalaciones
- No existen proyectos de instalación o de ampliación en las centrales objeto del estudio.
- Los proyectos de construcción de nuevas instalaciones consisten, en su mayoría, el ciclo combinado, y éstas quedan obligadas a usar los quemadores de bajo NOx. Por otro lado, en febrero de 2001, se modificó el estándar de emisiones de NOx de 200mg/m³N a 100mg/m³N.
- Dado que actualmente no se ha establecido el estándar de emisiones aplicable a otras fuentes estacionarias, no resulta racional económicamente fortalecer las medidas de reducción de contaminantes en las centrales térmicas, en particular en las existentes.