

Energía eléctrica y medio ambiente

José María Chenlo Castro

Trataré de comentar los principales impactos en el Medio Ambiente, producidos por las centrales térmicas de generación de energía eléctrica, pero antes de comenzar con el tema específico, creo conveniente destacar dos ideas que considero importantes.

La primera, que toda acción del hombre impacta en mayor o menor grado en el medio; la segunda, que todas las formas de generación de energía eléctrica, convencionales o no, son en general complementarias y no sustitutivas. Cada una de ellas tiene un campo adecuado de aplicación, donde se optimizan sus beneficios, y también cada una de ellas tiene un impacto diferente en el medio.

Lo que debe considerarse en las plantas de generación es evaluar diferentes alternativas posibles y seleccionar aquélla que produzca los menores impactos, tratando a su vez de atenuar los negativos y maximizar los positivos.

Para tratar de ubicarnos, es conveniente contar con la información de la constitución del parque de generación de nuestro país (ver cuadro 1).

	SIN	PAT
Turbo Vapor	4.867	
Turbinas a Gas	2.683	255
Ciclo Combinado	144	
Nuclear	1.005	
Hidroeléctrica	7.629	494
	<hr/>	
	16.328 MW	749 MW

SIN, Sistema Interconectado Nacional.

PAT, Sistema Patagónico.

Las plantas térmicas convencionales de generación de energía eléctrica no podían escapar a esta norma general sobre impactos en el medio; los principales son: en el suelo, en los cuerpos de agua, en la atmósfera, en forma de gases y de ruidos.

En el suelo, son los originados en los derrames de combustibles líquidos, de aceites, lubricantes o aislantes, de productos químicos, de aislaciones a base de amianto o cualquier otro producto que, por distintas razones, se pueda incorporar al suelo y eventualmente a los cuerpos de agua subterráneos. En general, este impacto se puede minimizar con una adecuada operación de las instalaciones.

En los cuerpo de agua, uno de los más importantes es el de origen térmico. Debe recordarse que en este tipo de instalación se utilizan grandes cantidades de agua como elemento refrigerante, en forma especial en el condensador de vapor de la turbina; para tener una idea de magnitud, una unidad de 120 MW. necesita 20.000 m³/h, lo que da un valor promedio de 166 m³/h, por cada MW. El incremento de temperatura varía entre 5 y 10 °C. En algunos casos en esta agua se agrega cloro o hipoclorito, para la eliminación de las colonias de microorganismos, que se forman en el camino del agua de refrigeración. En este caso se debe controlar la cantidad de cloro libre, en su retorno al cuerpo de agua, que en general debe estar entre 0,1 y 1 ppm (partes por millón).

En este tipo de plantas, a medida que se incrementaron las presiones y temperaturas del vapor, las condiciones de calidad del agua de alimentación a la caldera fueron más exigentes, lo que llevó al tratamiento de desmineralización, formado por torres con resinas, aniónicas, catiónicas y lechos mixtos, los que una vez agotados son regenerados con ácidos y álcalis; estos efluentes previo a su retorno al cuerpo de agua deben ser llevados a una pileta, donde son primeramente homogeneizados y luego neutralizados, para poder así, ser adecuadamente eliminados. También se realiza un tratamiento "interno" en el agua de calderas en base a hidrazina, morfolina y fosfatos, los que deben ser adecuadamente manejados para evitar derrames, con las graves consecuencias que ello pudiera originar. Otros contaminantes pueden ser los derrames de hidrocarburos, combustibles y aceites lubricantes o aislantes.

Deben tomarse especiales recaudos en la recepción de los combustibles, líquidos o sólidos, ya sea por transporte marítimo, ferroviario o carretero, para evitar su incorporación al suelo o a los cuerpos de agua. Como en el caso anterior, con un adecuado manejo se pueden llevar sus impactos a valores mínimos.

En la atmósfera, en forma de gases, uno de los principales contaminantes, cuya eliminación es prácticamente imposible. En todo proceso de combustión se genera una serie de gases, por la oxidación de los diferentes componentes del combustible utilizado. El carbono (C) pasa a bióxido de carbono (CO₂), que si bien no es considerado directamente un contaminante, ya que se encuentra como componente del aire en pequeñas proporciones, es junto con el metano (CH₄) uno de los principales causantes del "efecto invernadero".

EL hidrógeno (H₂) al oxidarse, pasa a agua (H₂O), y es junto con el carbono uno de los principales generadores de energía calórica en la combustión. Pero junto con estos elementos hay otros, no tan deseados: uno de ellos es el azufre (S), que genera principalmente dióxido de azufre (SO₂) y, en menor proporción, trióxido (SO₃).

Es éste uno de los principales contaminantes en los gases de combustión de las plantas térmicas, y su origen es función del tenor de azufre en el combustible utilizado. En el caso de los sólidos, dada su alta disponibilidad en diferentes países, los tenores de azufre tienen un amplio espectro; puede variar entre 0,5 a 6 %. Con

tenores altos será necesario hacer un lavado previo del carbón o hacer una instalación de tratamiento de los gases de combustión, previo a su ingreso a la chimenea.

Otros contaminantes son los óxidos de nitrógeno (NO_x), formados por una mezcla de NO , en su mayor proporción, y NO_2 , el resto. Por convención el NO_x , está expresado como NO_2 . Este contaminante se forma en la oxidación del nitrógeno del aire utilizado para la combustión; su mayor o menor generación depende de varios factores: de la ubicación de los quemadores en la caldera, los frontales pueden llegar a generar hasta un 50% más que los tangenciales (en los últimos años se han incorporado los de baja generación de óxidos de nitrógeno, con buenos resultados); los excesos de aire con los que se trabaje, a medida que estos se reducen, también lo hacen los contaminantes (a mayores temperaturas en extremos de llama, mayores serán los óxidos); finalmente, los tiempos de permanencia de los gases, cuanto menores sean éstos, menores serán los contaminantes. Tanto los NO_x como los SO_2 son los principales causantes de la "lluvia ácida".

El último que queda es el Material Particulado (MP), despreciable en el caso de combustibles gaseosos, reducido en el caso de los líquidos e importante en los sólidos; puede llegar a valores altos, es por ello que en las calderas que lo queman se instalan en el camino de los gases de combustión ciclones, precipitadores electrostáticos o mangas. Lo más común son los precipitadores, con una alta eficiencia en cuanto a retención de partículas y un bajo mantenimiento.

Queda por ver el tema de los ruidos: en las plantas de generación se pueden diferenciar dos clases: los continuos y los intermitentes o discontinuos. Entre los primeros se encuentran los originados en compresores, bombas de agua o combustible, plantas reductoras, ventiladores de calderas, admisión de aire y escapes de gases en las turbinas a gas, en las cajas reductoras, en las excitadoras de los generadores, etc. Entre los intermitentes, que pueden llegar a valores muy importantes: las purgas de vapor de las calderas, el funcionamiento de las válvulas de seguridad, la apertura o cierre de interruptores de alta tensión accionados por aire comprimido, etc. Tanto uno como otros pueden ser reducidos a valores aceptables con las adecuadas aislaciones acústicas o modificaciones en el diseño.

Todos los contaminantes que se incorporan a la atmósfera pueden ser controlados y reducidos con tratamientos especiales. En el caso de los óxidos de azufre, el más común es la incorporación en el flujo de gases de una lechada de carbonato u óxido de calcio, eliminándolos y obteniendo como un subproducto, yeso, que puede ser utilizado en la construcción. Hay otros métodos pero este es el más difundido. Para los óxidos de nitrógeno, el tratamiento consiste en el agregado de amoníaco (NH_3), con la formación de agua y nitrógeno libre. Para el material particulado se puede mejorar la retención con mayor cantidad de etapas en el precipitador, o pasando al sistema de mangas, de un rendimiento aún mayor.

Si bien lo mencionado en el párrafo anterior es posible, no siempre es necesaria

su aplicación, por varias razones: la primera es el incremento de costo por los tratamientos, no solamente por el de instalación, sino también por el de operación; en casos extremos, donde las exigencias ambientales son muy altas, el incremento de costo de instalación puede llegar a ser del orden del 30%, y el de operación hasta un 10%. La segunda es función del lugar de implantación, en una zona ya altamente contaminada por otras fuentes; será necesaria la instalación de depuradores, pero no en caso contrario. La tercera es función del combustible utilizado; si su tenor de azufre es bajo, el problema se minimiza y, si se utiliza gas natural, en alto porcentaje, también el impacto es menor. Por último, tienen importancia las reglamentaciones existentes de calidad de aire, ya que los valores establecidos por las respectivas autoridades no deben ser superados.

La Secretaría de Energía, mediante Resolución N° 154/93, estableció la obligación de los operadores de las plantas térmicas de cumplir con todas las reglamentaciones Nacionales, Provinciales y Municipales, en lo referente al Medio Ambiente, y además adecuar sus emisiones gaseosas, para no superar los límites fijados de SO₂ y MP, en la misma Resolución. Con posterioridad, con la Res. SE N° 182/95, establece también los límites para los NO_x, diferenciando las nuevas de las existentes.

**RESOLUCIÓN S.E. N° 182/95 - VALORES
LÍMITES DE CONTAMINANTES.**

PARA TURBINAS A VAPOR (TV)

COMBUSTIBLES	SÓLIDOS	LÍQUIDOS	GASEOSOS
SO ₂	1.700	1.700	—
NO _x	900	600	400
MP	120	140	6

PARA TURBINAS A GAS (TG)

COMBUSTIBLES	LÍQUIDOS	GASEOSOS
NO _x	200	200
MP	20	6

Nota: Los valores de NO_x, solamente deben ser cumplidos por las instalaciones nuevas.

Todos los valores en mg/Nm³ (miligramos por normal metro cúbico).

Se definen como condiciones Normales de los gases: una temperatura de 0° C, una presión de 760 mm Hg. y un exceso de oxígeno de 3% para combustibles

líquidos y gaseosos, 6% para los sólidos y 15% para las turbinas a gas.

Es necesario destacar dos hechos importantes, que han influido favorablemente en una sensible reducción de contaminantes a la atmósfera; ellos son: primero, un incremento importante en la participación del gas natural en el total de consumos energéticos, debido en su momento a la encomiable acción de Gas del Estado; segundo, la sustitución, también importante, de energía de origen térmico por la hidráulica, en este caso debido a la acción de Agua y Energía e Hidronor.

En el año 1960, la generación de origen térmico convencional representaba un 89% del total y la de origen hidráulico el 11%, pasando, en el año 1995, a un 45% y 41%, respectivamente (ver cuadro 2).

Generación Bruta total del SIN, en 1995 (en GWh)

Térmica	27.220
Hidráulica	24.852
Nuclear	7.117
Importación	309
Autogeneradores	779
 Total	 60.277 GWh.

Lo mismo ocurrió con la participación de los distintos combustibles, en las plantas de generación: de un 76% de fuel-oil y un 2% de gas natural en 1960, pasó a un 7 % y 86,5 % respectivamente en 1995 (ver cuadro 3).

Los consumos de combustibles del año 1995, del parque térmico, fueron:

GASOIL (TON)	20.370
GAS NAT. (Dm ³)	6.640.445
FUEL-OIL (TON)	479.734
CARBÓN (TON)	707.589

Hay un tercer factor que también contribuyó a menores emisiones de contaminantes: el avance tecnológico y los nuevos emprendimientos, con mayores rendimientos, lo que significa que los valores promedio de los consumos específicos del parque térmico, es decir las calorías necesarias por cada KWh generado, van disminuyendo a medida que pasa el tiempo. En 1995 tuvieron un valor promedio aproximado de 2.623 Kcal/KWh, llegando en años anteriores a valores del orden de 3.500 Kcal/KWh.

En base a la Ley N° 24.065, están entre las obligaciones del ENRE el seguimiento

y control de los operadores, en su relación con el Medio Ambiente, en base a las Resoluciones de la S.E. y las obligaciones contractuales establecidas en los distintos pliegos de licitación. Es por ello que existe un convenio con la CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica) para que realice, por encargo del ENRE, verificaciones en las emisiones gaseosas de las diferentes plantas de generación, para determinar sus valores de contaminantes. En base a ello, durante el año 1994 y 1995, se realizaron 33 campañas de medición. Con ellas se han podido determinar:

a) se han verificado los volúmenes de gases de combustión por cada m^3 o Kg. de combustible quemado, en las condiciones normales, ya indicadas, valores promedios:

- *Para las turbinas a vapor:*

12 Nm³ por cada m^3 de gas natural (de un PCI de 8400 Kcal/m³);

12 Nm³ por cada Kg. de fuel-oil (de un PCI de 9800 Kcal/Kg);

9 Nm³ por cada Kg de carbón (de un PCI de 6700 Kcal/Kg).

- *Para las turbinas a gas:*

30 Nm³ por cada m^3 o Kg. de gas natural o gas-oil (de unos PCI de 8400 y 10400, respectivamente);

b) la verificación del cumplimiento por parte de los operadores;

c) la obtención de los Coeficientes de Emisión, es decir cantidades en Kg. de contaminantes, por cada Dm^3 o Ton. de combustible consumido, como valores promedio del parque de generación, de las mediciones realizadas durante 1994 y 1995;

COEFICIENTES DE EMISIÓN DE CONTAMINANTES

TV	COMBUSTIBLE	GAS NATURAL	FUEL-OIL	CARBÓN
CONTAMINANTE				
SO ₂		0,21	10,20	8,47
NO _x		4,92	8,35	6,94
MP		0,06	1,40	5,50

TG	COMBUSTIBLE	GAS NATURAL	GAS - OIL
CONTAMINANTE			
SO ₂		0,02	0,19
NO _x		5,73	5,70
MP		0,02	0,45

Kg. de contaminante por Dm^3 o Ton de combustible quemado.

d) con los consumos de combustibles y los Coeficientes de Emisión, se pudo calcular la cantidad de contaminantes incorporados a la atmósfera, durante el año 1995, provenientes del parque de generación:

TV

SO ₂	11.900 Ton
NO _x	32.682 Ton
MP	4.854 Ton

TG

SO ₂	40 Ton
NO _x	10.487 Ton
MP	45 Ton

Valores totales:

SO ₂	11.940 Ton
NO _x	43.169 Ton
MP	4.899 Ton

Es muy difícil hacer un comentario sobre estos valores ya que, junto con los del año 1994, son los primeros que se obtienen. Habrá que seguir su evolución en el tiempo e ir ajustándolos en función de los Coeficientes de Emisión, con las nuevas mediciones realizadas.

Estimaciones para el futuro

Se deben considerar varios aspectos para tener una idea aproximada de lo que ocurrirá en el mediano plazo, con respecto a las emisiones gaseosas de las plantas térmicas.

Interesa la incorporación de nuevos equipamientos que se encuentran ya operando, o en construcción:

FILO MORADO, en NEUQUEN, 2 TG, con una potencia de 45 MW.
AGUA DEL CAJÓN, en NEUQUEN, 6 TG, con una potencia de 370 MW.
NEUQUEN, en NEUQUEN, 3 TG, con una potencia de 375 MW.
TERMO ROCA, en RIO NEGRO, 1 TG DE 118 MW.
MARANZANA, en CÓRDOBA, 2 Ciclos Combinados, de 70 MW.
BUENOS AIRES, en CAPITAL, 1 TG, DE 208 MW.
SAN MIGUEL DE TUCUMÁN, 1 TG, DE 120 MW.
TUCUMÁN, 1 TG DE 114 MW.
AVE FÉNIX, en TUCUMÁN, 4 TG, con una potencia de 160 MW.
PATAGONIA, en CHUBUT, 2 TG, con una potencia de 80 MW.

**GENELBA, en BUENOS AIRES, con una potencia de 658 MW.
YACYRETA, ya incorporadas 8 turbinas de las 20 a instalar.**

En la mayoría de estos emprendimientos térmicos tienen previsto, a mediano plazo, incorporarles una turbina a vapor, para pasar a un Ciclo Combinado, con un alto rendimiento, lo que reducirá las emisiones gaseosas, para la misma generación de energía. Lo mismo que el aporte de Yacyretá, que una vez completada, será casi equivalente a lo aportado por todas las centrales hidráulicas existentes.

Conclusiones

Como comentarios finales, merecen destacarse el alto consumo de gas natural, con un bajo impacto en el medio; la incorporación de equipamientos con menores consumos específicos y, a mediano plazo, los ciclos combinados y, el mayor aporte hidráulico por parte de Yacyretá. Todo ello reportará una menor incorporación de contaminantes a la atmósfera, en relación con la generación de energía eléctrica.

Ahora, si bien en valores macro-económicos de SO₂, NO_x y MP no son importantes, deben estimarse las situaciones puntuales, que en determinados casos pueden llegar a ser graves. Es necesario insistir en lo mencionado al principio, con respecto a las distintas fuentes de generación de energía, las convencionales y las no convencionales, la mayoría de estas últimas, renovables, y con bajos impactos en el medio. No debe olvidarse, también, que los combustibles fósiles son no renovables, y que, a medida que se incrementa su uso, se reduce su horizonte de utilización.

Emisiones de Centrales de Energía, del año 1991, y en algunos casos de años anteriores (*), en miles de toneladas.

Fuente: OECD ENVIRONMENTAL DATA - COMPENDIUM 1993.

Organisation for Economic Co-operation and Development

PAÍS	SO ₂	NOx
Canada	641	290*
EEUU	14.130	6.710
Japón	192*	200
Austria	16	12
Francia	403	128
Alemania	4.087*	609*
Italia	953*	361*
España	1.367*	253*
UK	2.534	718
Polonia	1.910	535

Suiza	1	1	
Suecia	4	5	
Holanda	42	72	
Argentina (1994)	14	40	Generación 24.128 GWh
(1995)	12	43	Generación 27.220 GWh

Generación de TV, aproximadamente 77 %, y de TG 22 %.

Cuadro 1

POTENCIA INSTALADA , A DIC 1995 :

	SIN	PAT	%
TV	4.867		30
TG	2.683	255	16,3
CC	144		0,9
NUCLEAR	1.005		6,1
HIDRO	7.629	494	46,7
	<hr/> 16.328 MW	<hr/> 749 MW	

Cuadro 2

Generación 1995:

Térmica	45 %
Hidro	41 %
Nuclear	12 %
Autogen.	1 %
Impot,	1 %

Cuadro 3

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN 1995

		Y expresado en TEP	PCS	
			%	Kc/Kg
GASOIL (TON)	20.370.-	22.203	0,3	10900
GAS NAT. (Dm ³)	6.640.445.-	6.175.614	86,5	9300
FUEL-OIL (TON)	479.734.-	503.720	7,0	10500
CARBÓN (TON)	707.589.-	438.705	6,2	6200
	<hr/> TOTAL	<hr/> 7.140.242	<hr/> 100 %	

Cálculo del volumen de contaminantes incorporados a la atmósfera por las plantas térmicas de generación, durante el año 1995, expresados en toneladas.

Consumo de gas natural: como hay centrales que tienen TV y TG y no está diferenciado el consumo de cada uno de ellos, se supuso 50% para c/u. Son las centrales de: Independencia, Luján de Cuyo y Mar del Plata. Se sumaron los de estas plantas y los de las TG, dando para 1995, 1.810.032 Dm3, y para las TV 4.830.423 Dm3.

TV

	gas nat.	fuel-oil	carbón
SO2	1.014	4.893	5.993
NOx	23.765	4.006	4.911
MP	290	672	3.892

TG

	gas nat.	gasoil
SO2	36	4
NOx	10.371	116
MP	36	9

TOTALES	TV	TG	TOTALES
SO2	11.900	40	11.940
NOx	32.682	10.487	43.169
MP	4.854	45	4.899

Detalle del cálculo realizado:

TV

	gas nat.	fuel-oil	carbón
SO2	$0,21 \times 4830423 = 1014479,734 \times 10,2 = 4893$	$707,589 \times 8,47 = 5993$	
NOx	$4,92 \times 4830423 = 23765$	$479,734 \times 8,35 = 4006$	$707,589 \times 6,94 = 4911$
MP	$0,06 \times 4830423 = 290$	$479,734 \times 1,4 = 672$	$707,589 \times 5,5 = 3892$

TG

	gas nat.	gasoil
SO2	0,02x 1810032=36	20.370x0,19=4
NOx	5,73x1810032= 10371	20.370x5,7=116
MP	0,02x1810032=36	20.370x0,45=9
TOTALES	TV	TG
SO2	11.900	40
NOx	32.682	10.487
MP	4.854	45
		TOTALES
		11.940
		43.169
		4.899