

Universidad de la República (UDELAR)

Facultad de Ingeniería

Maestría en Ingeniería de la Energía

Proyecto Fin de Carrera

Perspectivas en el Largo Plazo de la Generación de Energía Eléctrica con Carbón en Uruguay

Autor: Ing. Emiliano Sierra Mautone

Tutor: Ing. Mario Ibarburu Iglesias

Montevideo, Octubre 2013

Agradecimientos

A Ceci y Joaqui por cambiar mi vida.

A los Ingenieros Mario y Alfonso por brindar conocimiento a diario.

A Teresa, Ana y Gerardo por el auxilio oportuno.

Contenido

OBJETO Y CONCLUSIONES DEL ESTUDIO	1
ABREVIATURAS.....	7
UNIDADES.....	11
1 PAPEL DEL CARBON EN EL SECTOR ENERGÉTICO MUNDIAL	13
1.1 Recursos Energéticos	13
1.2 Consumo de Energía Mundial.....	15
1.3 Sector Eléctrico	16
1.3.1 Generación Eléctrica en Base a Carbón.....	17
1.3.1.1 Europa	18
1.3.1.2 EEUU.....	18
1.3.1.3 Rusia	18
1.3.1.4 Sudáfrica.....	19
1.3.1.5 Asia Sudeste.....	19
1.3.2 Desafíos y Perspectivas de la Generación Eléctrica con Carbón	20
2 MERCADO MUNDIAL DE CARBÓN	23
2.1 El Carbón como Materia Prima	23
2.1.1 Clasificación del Carbón	23
2.1.2 Características del Carbón	25
2.1.2.1 Poder Calorífico	25
2.1.2.2 Contenido de Humedad y Cenizas	26
2.1.2.3 Contenido de Materia Volátil y Carbono Fijo.....	28
2.1.2.4 Contenido de Azufre, Cloruros y Fluoruros.....	29
2.1.2.5 Tamaño y Dureza	29
2.2 Recursos, Reservas y Producción Mundial.....	30
2.3 Descripción del Comercio Internacional Marítimo	33
2.3.1 Definición del Mercado	34
2.3.2 Proveedores del Mercado Internacional	37
2.3.2.1 Australia.....	39
2.3.2.2 Indonesia	41
2.3.2.3 Rusia	42
2.3.2.4 Sudáfrica.....	44

2.3.2.5	China	46
2.3.2.6	Colombia.....	48
2.3.2.7	EEUU.....	49
2.3.3	Consumidores.....	51
2.3.4	Agentes Comerciantes.....	52
2.3.5	Mercado de Fletes	53
2.3.6	Contratos	55
2.3.6.1	Contratos de Largo Plazo	56
2.3.6.2	Contratos Spot.....	58
2.3.7	Índices	59
2.3.8	Precios.....	60
2.3.9	Derivados Financieros	62
2.3.9.1	Permuta Financiera (Swap)	63
2.3.9.2	Contratos Futuros.....	64
3	TECNOLOGÍAS DE LA CADENA DE CARBÓN.....	67
3.1	Infraestructura en la Cadena Producción – Consumo.....	67
3.1.1	Minería.....	67
3.1.1.1	Minería a Cielo Abierto	68
3.1.1.2	Minería Bajo Tierra	68
3.1.1.3	Procesamiento y Lavado	69
3.1.2	Transporte Terrestre	70
3.1.3	Puerto	71
3.1.4	Almacenamiento en Central de Generación	74
3.2	Centrales de Generación	77
3.2.1	Combustión con Carbón Pulverizado (PCC).....	78
3.2.1.1	Costos.....	80
3.2.1.2	<i>Pulverización</i>	81
3.2.1.3	<i>Combustión</i>	83
3.2.1.4	<i>Quemadores</i>	84
3.2.1.5	<i>Generador de Vapor</i>	85
3.2.1.6	Hogar	89
3.2.1.7	Materiales de tubos	90
3.2.1.8	Intercambiadores Convectivos.....	90
3.2.1.9	<i>Tratamiento de Cenizas</i>	92

3.2.1.10	<i>Turbinas</i>	93
3.2.1.11	<i>Características de O&M</i>	94
3.2.2	Combustión en Lecho Fluidizado (FBC)	95
3.2.2.1	Costos.....	96
3.2.2.2	Combustión.....	97
3.2.3	Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (IGCC).....	98
3.2.3.1	Costos.....	98
3.2.3.2	Ciclo de Gasificación Integrada	98
3.2.4	Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)	99
3.2.4.1	Costos.....	100
3.2.4.2	Captura	100
3.2.4.3	Almacenamiento	101
4	ASPECTOS AMBIENTALES.....	103
4.1	Emisiones de GEI mundiales	103
4.2	Impactos Ambientales de las Plantas de Generación.....	105
4.2.1	Emisiones atmosféricas	105
4.2.1.1	Material Particulado	105
4.2.1.2	Emisión de Polvo en Pilas de Carbón.....	109
4.2.1.3	Emisiones de NO _x	110
4.2.1.4	Emisiones de SO ₂	112
4.2.1.5	Emisiones de CO ₂	114
4.2.1.6	Emisiones de Mercurio	114
4.2.2	Efluentes líquidos.....	115
4.2.3	Disposición de Cenizas.....	116
4.2.4	Aspectos Sociales.....	120
5	PARTICULARIDADES DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN A CARBÓN EN EL URUGUAY	121
5.1	Resumen de Aspectos Cualitativos.....	121
5.1.1	Disponibilidad del Combustible	121
5.1.2	Mercado y Comercialización del Carbón	122
5.1.3	Aspectos de Infraestructura y Tecnológicos	123
5.1.4	Aspectos Ambientales y de Localización	124
5.2	Posible Papel del Carbón en el Sistema de Generación.....	125
5.3	Análisis Cuantitativo del Posible Manejo de Contratos de Carbón ..	128

5.3.1	Procedimiento	128
5.3.2	Cálculos y Resultados	130
5.3.2.1	Cálculos con Contrato de Largo Plazo (Caso 1).....	131
5.3.2.2	Cálculos con Compras Spot (Caso 2).....	138
5.3.3	Conclusiones	139
	ANEXO I : Hipótesis de Simulaciones.....	141
	LISTA DE FIGURAS	147
	LISTA DE TABLAS.....	150
	BIBLIOGRAFÍA	151

OBJETO Y CONCLUSIONES DEL ESTUDIO

El presente trabajo estudia las características de la generación de energía eléctrica empleando carbón y el mercado internacional de ese combustible y analiza cualitativamente el papel que podría eventualmente cumplir en el abastecimiento, a la luz del fuerte impulso esperable en nuestro país para las energías renovables. Se presentan los aspectos tecnológicos y ambientales más relevantes de las centrales y los problemas que deben resolverse para su implantación.

En el marco global, vistas las reservas, el consumo actual y las decisiones políticas tomadas por los principales actores mundiales, el carbón seguirá siendo fuertemente utilizado en el mediano y largo plazo para generación de energía eléctrica en el mundo. Por ello no puede descartarse a priori la posibilidad de su utilización en Uruguay en el largo plazo.

Respecto al mercado internacional de carbón se espera que en las próximas décadas no existan los problemas potenciales de abastecimiento que se han observado históricamente con el petróleo, por la concentración de su producción y reservas en el Medio Oriente. Las reservas de carbón son abundantes y se encuentran ampliamente distribuidas en el planeta. Las proyecciones de diversas agencias (IEA, EIA, BREE, WB) pronostican en el largo plazo (2030) un precio de carbón térmico estable en los valores actuales.

En una primera aproximación, los proveedores naturales del combustible para Uruguay son Colombia y Sudáfrica ya que ambos poseen carbones de buena calidad, precios FOB competitivos y una distancia relativa respecto de otros proveedores, que minimiza los costos de flete. Se estima que el costo del flete desde Sudáfrica o Colombia utilizando los grandes buques, Capesize o Panamax, sería del orden de los vigentes para las rutas estándar R4 (Richards Bay-Europa) y R7 (Puerto Bolivar-Europa), actualmente 10 USD/t, lo que representa entre un 10 a un 15% del precio FOB del combustible.

El carbón puede obtenerse mediante contratos de largo plazo o en el mercado spot. Los contratos aseguran la disponibilidad del suministro a precios estables. Estos contratos son poco flexibles en cuanto al volumen anual acordado de suministro. Las compras spot son útiles para ir ajustando los requerimientos de suministro dentro de cada año, según la disponibilidad de energía hidráulica en el sistema; sin embargo tienen la dificultad del tiempo de demora en la entrega física de la compra (mayor a 3 meses), la volatilidad del precio y el riesgo de no disponer de cargamentos en el mercado.

La instalación de una central a carbón en Uruguay requiere los servicios de una terminal portuaria para descarga del combustible. Si la misma se instala en las costas del Río de la Plata, por su calado, no permitiría el ingreso de buques Capezise (16m) ni Panamax (14m), y serían mayores los costos de flete debido al transporte en buques más pequeños (Handysize o Handymax). Una terminal de descarga en aguas oceánicas eliminaría esta restricción. Se estima que las terminales de descarga de productos a granel, como el carbón, pueden operar con oleajes de hasta un metro de altura. Esto reduce considerablemente las obras de abrigo necesarias para la operación de la terminal sobre todo en aguas relativamente tranquilas como las del Río de la Plata.

Las centrales a carbón con tecnologías de combustión de carbón pulverizado (PCC) y lecho fluidizado (CFBC) resultan adecuadas para ser instaladas en Uruguay. La tecnología CFBC posee buenas características de operación y la posibilidad de uso de carbón de baja calidad, mientras que la tecnología PCC posee alta confiabilidad. Para Uruguay resultaría más adecuado un diseño de generador subcrítico de circulación forzada, debido a su bajo costo comparativo y que permite una construcción compacta y liviana que disminuye el tiempo de arranque y parada respecto a la circulación natural.

En cuanto a la operación, las centrales a carbón están diseñadas para trabajar a carga nominal. La operación a potencias variables siguiendo carga y un gran número de arranques y paradas, aumentan los costos de mantenimiento y reducen la disponibilidad de manera no admisible. Esta rigidez operativa hace incompatible su utilización como respaldo o complemento de centrales cuya

generación tenga alta variabilidad en el corto plazo (en términos de horas), como es el caso de las energías eólica y solar. Este papel en cambio puede ser cubierto adecuadamente con la generación térmica empleando gas natural en turbinas a gas y ciclos combinados.

Por lo tanto, si el país mantiene en el largo plazo una estrategia que conceda a las energías renovables el principal papel en la expansión del sistema de generación, el papel potencial que podría desempeñar la generación con carbón, si resultase rentable, estaría limitado al de respaldo de la generación hidráulica, o expresado de otro modo, su generación sería complementaria de la hidráulica, mayor en los años secos y menor en los húmedos.

Si el faltante de energía hidráulica en los años secos se cubriese con una mayor cantidad de energía procedente de fuentes eólica y solar, esto generaría en los años húmedos un excedente de energía. La posibilidad de colocación y los precios a obtener por estos excedentes, principalmente en la exportación, serían factores importante en el arbitraje entre carbón (y en general generación térmica) y renovables, para cumplir el papel de suplir el faltante de energía hidráulica en las sequías.

En el presente trabajo se muestra mediante simulaciones del sistema eléctrico de Uruguay, que es técnicamente factible que la generación a carbón cumpla ese papel de complemento de la generación hidráulica, con adecuada confiabilidad del suministro de combustible, dadas las posibilidades de almacenamiento del mismo, y las rigideces del abastecimiento, tanto si se compra en contratos de largo plazo como en el mercado spot. Obsérvese que no es objeto de este trabajo determinar si la incorporación del carbón en ese papel es económicamente conveniente para el sistema, punto que requeriría analizar la expansión óptima del sistema con diversas tecnologías candidatas.

Se muestra que es suficiente disponer de 6,8 ha de almacenamiento para el funcionamiento de una central a carbón de 200 MW en Uruguay. Esta superficie de almacenamiento, es del orden de las relevadas en diversas centrales por todo el mundo.

Es decir que una central a carbón podría contar con almacenamiento suficiente para garantizar alta disponibilidad del combustible, y actuar como respaldo de la generación hidráulica.

Uruguay es un país sumidero de CO₂ y su principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero es la producción agropecuaria (CH₄ y N₂O). Este trabajo se ha hecho en la hipótesis de que Uruguay no tendrá a priori restricciones en la utilización de carbón, o grandes incentivos económicos para no emplearlo, en el marco de posibles futuros acuerdos que pudiesen suceder al protocolo de Kyoto. Naturalmente no es posible tener certidumbres en este sentido en el largo plazo.

Se observan como principales problemas técnicos ambientales a resolver los ocasionados por la instalación del almacenamiento de combustible y la disposición final de cenizas. El resto de los impactos ambientales, como las emisiones atmosféricas, suelen ser mitigados adecuadamente mediante la instalación de la tecnología correspondiente, siempre que se incorporen estos requerimientos desde el inicio del proyecto de una central.

Respecto del almacenamiento se debe controlar la emisión de material particulado y disponer de un sistema de captación y tratamiento de efluentes que sea capaz de evacuar eventuales lluvias torrenciales. A su vez, el predio debe contar con la impermeabilización adecuada para evitar la contaminación de subsuelo y aguas subterráneas.

La disposición final de las cenizas tiene relevancia debido a su alto potencial de contaminación de suelos y aguas subterráneas y su gran tamaño relativo. Las cenizas se disponen en lagunas artificiales ocupando unas 10 ha para una central de 200 MW, permitiendo disponer de las cenizas generadas durante 30 años de funcionamiento continuo.

Más allá de los aspectos técnicos de la mitigación de impactos ambientales, no puede descartarse que en Uruguay aparezcan movimientos sociales similares

a los vistos en otras partes del mundo (por ejemplo Chile y España) u organizaciones que rechacen este tipo de emprendimientos y que impidan la concreción de los proyectos.

Por lo visto, la localización de una central a carbón en Uruguay deberá estar alejada de zonas urbanas, en las cercanías de la costa (oceánica o del Río de la Plata) y deberá contar con la extensión suficiente para ubicar el almacenamiento de combustible (6,8 ha) y la disposición final de cenizas (10 ha)

El contenido de la tesis se organiza de la siguiente manera:

El capítulo 1 describe las perspectivas del empleo del carbón en el sistema energético mundial y en particular en la generación eléctrica.

El capítulo 2 presenta un panorama general del mercado internacional de carbón, incluyendo la caracterización de las distintas calidades del mismo, la distribución de los recursos, reservas, producción y consumo entre los principales países y regiones, y la descripción del comercio internacional marítimo del carbón.

El capítulo 3 trata los aspectos tecnológicos de la cadena del carbón, con especial énfasis en la tecnología de centrales eléctricas que lo emplean y analiza cualitativamente la conveniencia y adaptabilidad de los distintos tipos de central a las condiciones de nuestro país.

El capítulo 4 se ocupa de los problemas ambientales asociados a la generación eléctrica empleando carbón.

El capítulo 5 finalmente, analiza las particularidades de la eventual inserción de una central a carbón en Uruguay, en el marco de una expansión basada en recursos renovables. Se tratan los aspectos de disponibilidad y obtención del combustible, el papel que podría cumplir el carbón en el sistema de generación

limitado al complemento de la generación hidráulica, y se estiman los requerimientos de almacenamiento de combustible para cumplir ese papel.

ABREVIATURAS

AEO	Annual Energy Outlook
AD	Air – drier (Sin humedad externa)
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Pórtland (Uruguay)
AR	As Received (En Base Húmeda)
ARA	Amsterdam Rotterdam Amberes
ASTM	American Society for Testing Material
BDI	Baltic Dry Index
BEE	Black Economic Empowerment (Programa de gobierno sudafricano para corregir las desigualdades del Apartheid)
BFBC	Bubbling Fluidized Bed Combustion
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales, Alemania)
BM	Banco Mundial
BP	British Petroleum
BREE	Bureau of Resources and Energy Economics (Australia)
CC	Ciclo Combinado
CCC	Clean Coal Center
CCOW	Coal Contract of Work (Contratos celebrados entre compañías estatales indonesas y privados)
CCS	Carbon Capture and Storage

Abreviaturas

CEA	Central Electricity Authority (India)
CFBC	Circulate Fluidized Bed Combustion
CIAB	Coal Industry Advisory Board (IEA)
CIF	Cost Insurance and Freight
CIM	Comercio Internacional Marítimo
CIMCT	Comercio Internacional Marítimo de Carbón Térmico
CIPAP	Comisión Interministerial del Puerto de Aguas Profundas
CIS	Commonwealth of Independent States (Países de la Ex- Unión Soviética)
CT	Carbón Térmico
CTA	Coal Trade Association
DECC	Department of Energy and Climate Change (Reino Unido).
DINAMA	Dirección Nacional de Medio Ambiente (Uruguay).
DIN	Deutsches Institut für Normung (Instituto Alemán de Normalización)
DOE	Department of Energy (EEUU)
EBHI	European Bulk Handling Instalation (Empresa Mixta)
EIA	Energy Information Administration (EEUU)
EOR	Enhanced Oil Recovery
EPA	Environmental Protection Agency (EEUU)
EURACOAL	European Association for Coal and Lingnite
FBC	Fluidized Bed Combustion

Abreviaturas

FIFO	First In First Out
FOB	Free On Board
GCV	Gross Calorific Value
GEI	Gases de Efecto Invernadero.
GEO	Global Energy Observatory
HI	Humedad Inherente
HGI	Hardgrove Grindability Index
HT	Humedad Total
IEA	Internacional Energy Agency
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
NCV	Net Calorific Value
NETL	National Energy Technology Laboratory (EEUU)
NRI	Net Resource International
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
ONU	Organización de Naciones Unidas
OTC	Over The Counter (Fuera del mercado de financiero)
O&M	Operación y Mantenimiento
PCC	Pulverized Coal Combustion
PCI	Poder Calorífico Inferior

Abreviaturas

PCS	Poder Calorífico Superior
PEi	Power Engineering International
ppm	Partes por Millón
PwC	PricewaterhouseCoopers
RBCT	Richards Bay Coal Terminal (Sudáfrica)
ROM	Run of Mine
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk (Compañía Eléctrica Alemana)
SOHMA	Servicio de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología de la Armada
TCE	Toneladas de Carbón Equivalente
UE	Unión Europea
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul (Brasil).
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (Uruguay)
VDKI	Verein Der Kohlenimporteure (Asociación Alemana de Importadores de Carbón)
WEO	World Energy Outlook

UNIDADES

atm	atmósfera
cm	centímetro
cm ²	centímetro cuadrado
EJ	exajoule (10 ¹⁸ J)
g	gramo
Gt	gigatonelada
GW	gigavatios
h	horas
ha	hectárea
HP	caballos de fuerza
J	Joule
Kcal	kilocalorías
kJ	kilojoule
kt	kilotonelada
kg	kilogramo
kg/cm ²	kilogramo por centímetro cuadrado
kW	kilovatio
kWh	kilovatio – hora
mm	milímetros

Unidades

m	metros
m ²	metros cuadrados
m ³	metros cuadrados
MUSD	millones de dólares americanos
MW	megavatio
MWh	megavatios – hora
t	tonelada
tep	tonelada equivalente de petróleo (10000 kcal)
TCE	tonelada de carbón equivalente (29.3076 GJ)
TWh	teravatios – hora
USD	Dólar Americano
ZJ	zettajoule (10 ²¹ J)
°C	grado Celsius

1 PAPEL DEL CARBÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO MUNDIAL

En este capítulo se comenta brevemente la disponibilidad y el consumo de los recursos energéticos mundiales. Se observa en particular la posición del sector eléctrico y el carbón como insumo del sector.

1.1 Recursos Energéticos

Los recursos energéticos son aquellas sustancias de las cuales el hombre obtiene energía para desarrollar sus actividades. Estos se clasifican según su disponibilidad en renovables y no renovables. Los recursos no renovables son aquellos cuya tasa de consumo es muy superior a la de origen o síntesis. Los recursos renovables son aquellos cuyo consumo humano es despreciable respecto a las magnitudes disponibles.

Los principales recursos energéticos consumidos por el hombre como fuentes primarias para sus actividades son: petróleo, carbón, gas natural, biomasa, uranio e hidráulico. A continuación se presenta un esquema del consumo mundial de estas fuentes primarias para el 2010 sobre un total de 12717 Mtep (IEA, 2012a).

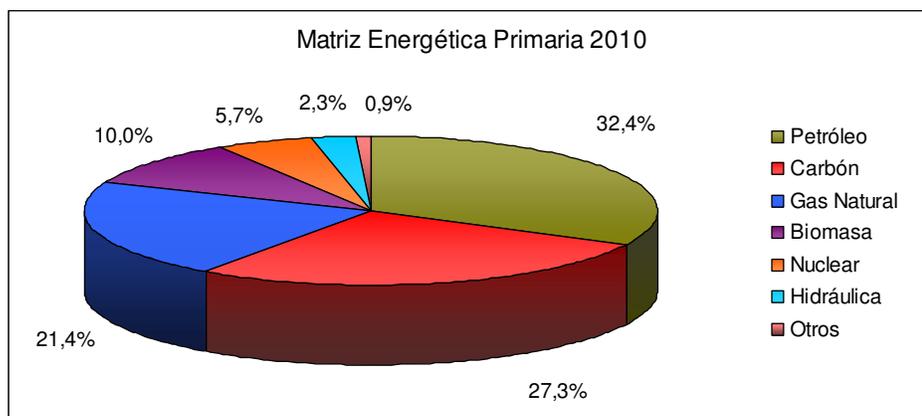


Figura 1.1 Matriz energética primaria mundial. En “Otros” se incluye geotérmica, eólica y fotovoltaica. Fuente: IEA, 2012a.

Para las fuentes de energía no renovables se definen los términos de recursos y reservas. Los recursos mundiales refieren a la cantidad existente en el planeta de la fuente en sitios aún no posibles de explotar o inexplorados. Las reservas mundiales refieren a la cantidad del energético que se encuentra en depósitos probados y posibles de explotar con las tecnologías actuales. La suma de ambos (recursos y reservas) define el potencial remanente del energético, entendiendo este como toda la cantidad de la fuente no renovable que queda en el planeta. En las siguientes figuras se comparan las reservas y los recursos de las principales fuentes de energía no renovables utilizados mundialmente, es claro el predominio del carbón sobre sus pares.

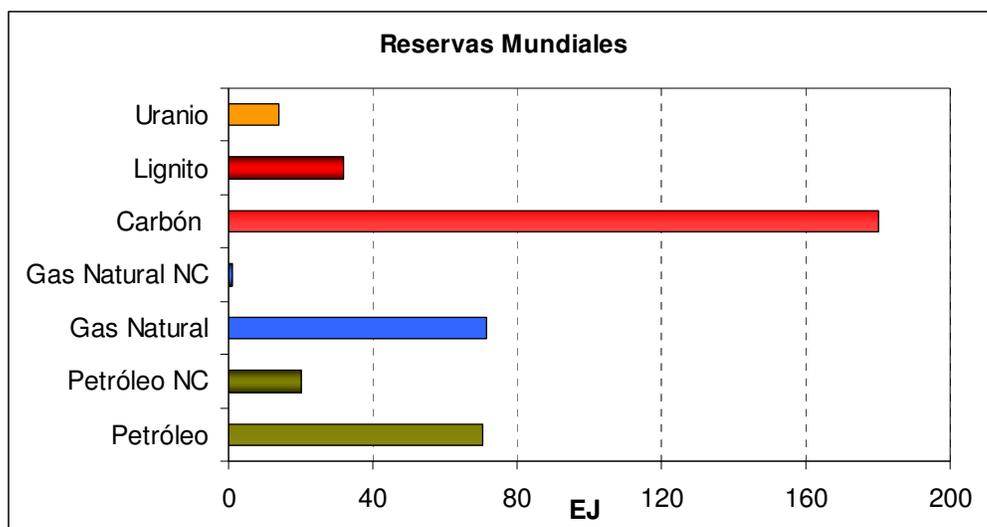


Figura 1.2 Reservas mundiales de fuentes no renovables. Fuente: BGR 2011. Nota: NC= No Convencional. EJ= 10^{18} J=23,9 Mtep)

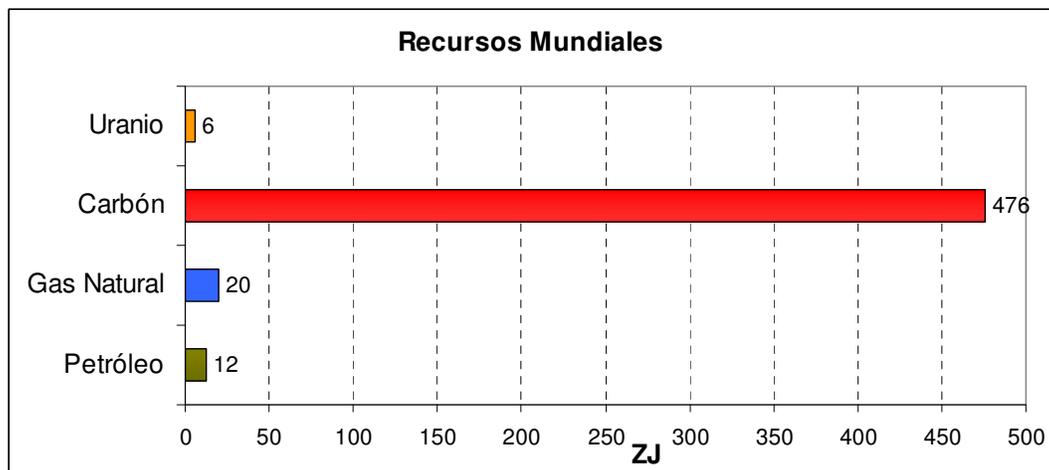


Figura 1.3 Participación de los Recursos Mundiales de combustibles fósiles. Fuente: BGR 2011. Nota: ZJ= 10^{21} J =23,9 Gtep)

1.2 Consumo de Energía Mundial

El consumo de energía a nivel mundial ha crecido exponencialmente a partir de la mitad del siglo XX. Este aumento fue acompañado del crecimiento de la población, sin embargo se observan dos períodos de gran crecimiento de consumo por habitante, el primero en los países desarrollados entre 1950 y 1980 y el segundo en los países subdesarrollados a partir del 2000. En la figura 1.4 se muestra la evolución del consumo de energía mundial por recurso de origen.

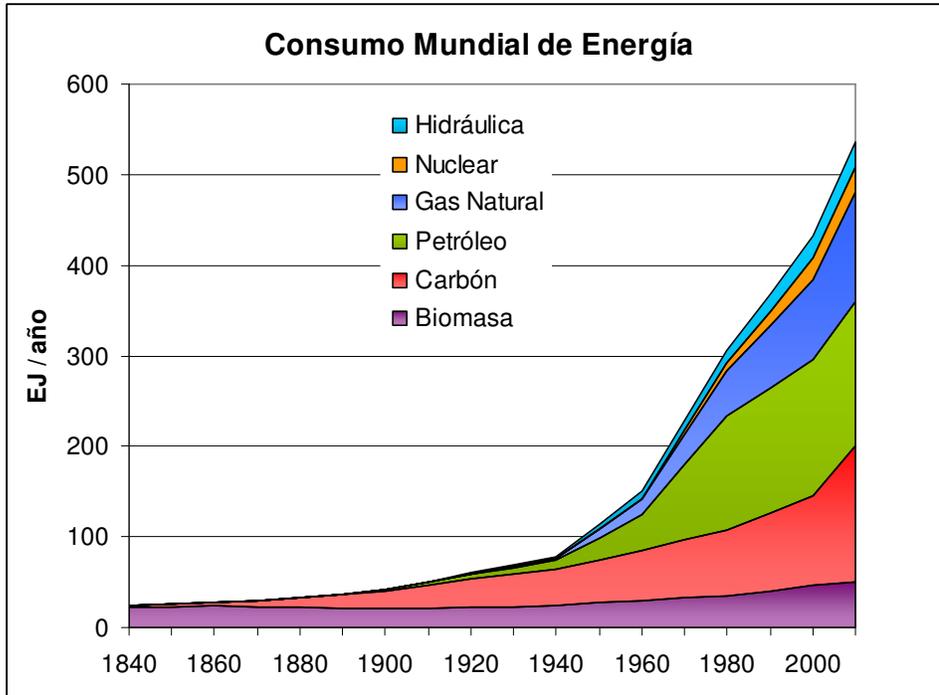


Figura 1.4 Consumo de energía mundial por fuentes. Fuente: IEA, 2010

Se espera que continúe aumentando el nivel de consumo de recursos energéticos. Sin embargo se manejan políticas para estabilizar los niveles y modificar los patrones de consumo, con el fin principal de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Cabe señalar que estas políticas han tenido poco éxito hasta el momento (IEA, 2010; U.S. EIA, 2011).

1.3 Sector Eléctrico

El sector eléctrico consume cerca del 42% de la energía primaria mundial, sin embargo la generación de energía eléctrica representa el 14%, 21431 TWh en 2010 (IEA, 2012a), de la energía primaria mundial. Se evidencia así la importancia y la baja eficiencia de transformación del sector, del entorno del 35% en promedio.

Los principales recursos energéticos utilizados para la generación de energía eléctrica son el carbón, el gas natural, el uranio, el petróleo y el hidráulico. En la

figura 1.5 se muestra la participación de estos recursos en el sector eléctrico mundial.

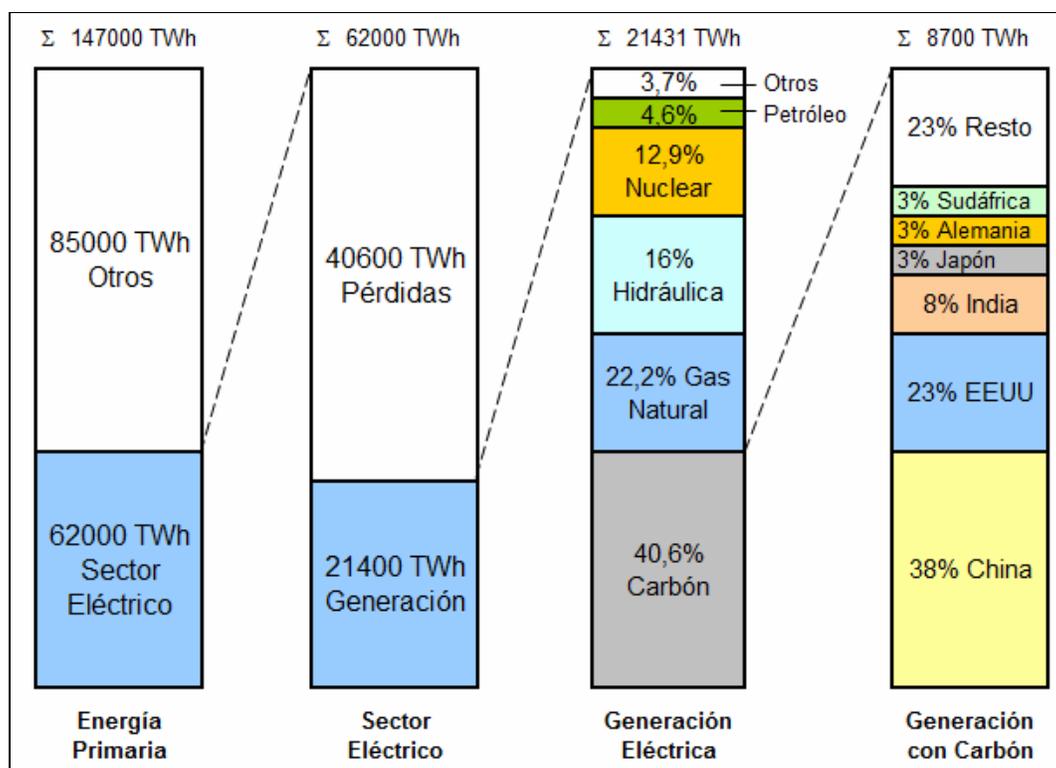


Figura 1.5 Composición de la generación eléctrica mundiales 2010. Fuente: IEA, 2010.

1.3.1 Generación Eléctrica en Base a Carbón

El 80 % de la generación de energía eléctrica se realiza con recursos no renovables, el principal de ellos es el carbón. Esta fuente se utilizó desde los comienzos del desarrollo de la energía eléctrica en el siglo XIX y parece estar lejos su sustitución.

El consumo de carbón para generación de energía eléctrica está impulsado por los países del sudeste asiático (China, India, Japón, Corea), Estados Unidos, Europa (Alemania, Reino Unido, Polonia), los países de la ex URSS y Sudáfrica. Juntos representan más del 90% de la generación eléctrica mundial con carbón (IEA, 2010).

Se estima que el 60 % de la producción de carbón mundial se destina a la generación de energía eléctrica (EIA, 2011)

1.3.1.1 Europa

En 2011 Europa generó energía eléctrica por 3880 TWh (BP, 2012b), de los cuales el 25% corresponden a generación con carbón. Tiene una capacidad instalada de centrales a carbón de 233 GW, y espera reducir esta capacidad a 170 GW en 2035 (U.S. EIA, 2011). Europa pretende disminuir las emisiones de CO₂ en un 80% para 2050 y para llevarlo a cabo se considera fundamental el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ y obligar su instalación en las plantas de generación (European Comisión, 2012).

1.3.1.2 EEUU

La demanda de energía eléctrica en EEUU ha crecido solo un 1% desde 2006, alcanzando 4308 TWh en 2011 (BP, 2012b). El carbón en 2011 representa el 42% de la generación y cayó 7% en su participación respecto al 2006. Esta disminución se compensó con el aumento de generación con gas natural, +5%, y energía eólica, +2%, (U.S. EIA, 2013a).

EEUU pretende reducir la participación del carbón en generación de electricidad al 35% en 2040, pasando de una capacidad instalada de 318 GW en 2011 a 278 GW en 2040 (IEA, 2012a; U.S. EIA, 2011).

1.3.1.3 Rusia

La demanda de energía eléctrica de Rusia ha crecido un 3,2% en el quinquenio 2007-2011, alcanzando 1052 TWh en 2011 (BP, 2012b). El carbón representa el 18% de la generación de energía y se espera que para 2035 dicha participación se reduzca a 16%, en contrapartida se prevé que el gas natural

continúe liderando la generación del sector eléctrico y aumentar la participación de energías renovables y nuclear (U.S. EIA, 2011).

1.3.1.4 Sudáfrica

Más del 90% de la energía eléctrica en Sudáfrica se genera en base a carbón disponible en sus yacimientos. El aumento en la demanda partir de 2010, ha determinado que la estatal Eskom decida volver a operar plantas a carbón cerradas tiempo atrás con una capacidad total de 3,8 GW. Así mismo se espera para 2017, concretar dos proyectos de plantas a carbón por un total de 9,8 GW.

1.3.1.5 Asia Sudeste

Los países asiáticos, China, India, Japón y Corea consumen más del 50% del carbón mundial del sector eléctrico (IEA, 2012a).

China genera su energía eléctrica (4700 TWh en 2011, BP 2012) en un 79% a base de carbón. En 2011 contaba con 750 GW de capacidad instalada en centrales de este tipo. Según los planes del gobierno, China espera reducir el porcentaje de participación del carbón a 65% en su matriz eléctrica para 2016. Lo que no significa que disminuya el volumen de consumo de carbón ya que la demanda eléctrica crece a tasas cercanas al 10% anual. Como alternativa al crecimiento de generación con carbón China se propone impulsar la generación hidráulica, eólica y nuclear (U.S. EIA, 2011)

El consumo de energía eléctrica de la India en 2011 alcanzó los 1000 TWh, con una participación de carbón del 70% (BP, 2012). La capacidad total instalada en 2013 es de 214 GW de los cuales 124 GW son centrales térmicas a carbón. India mantiene desde hace más de 10 años tasas de crecimiento en su demanda eléctrica del entorno del 5%. Para satisfacer la demanda creciente y la aún insatisfecha los planes del gobierno apuestan a seguir aumentando la generación térmica en base a carbón, con más de 10 GW por año, siendo

complementada con incrementos en generación nuclear e hidráulica (U.S. EIA, 2011).

El consumo de energía eléctrica en Japón se ha mantenido prácticamente constante en el período 2005-2010 y disminuye a partir de 2011 (1153 TWh en 2005, 1156 TWh en 2010 y 1104 TWh en 2011 según BP, 2012). La participación del carbón (20%) no se ha visto afectada luego del accidente nuclear de 2011, la falta de energía nuclear se ha compensado principalmente con aumento de gas natural y petróleo. Japón prevé mantener la generación en base a carbón en el mediano plazo (U.S. EIA, 2012d).

1.3.2 Desafíos y Perspectivas de la Generación Eléctrica con Carbón

Las estimaciones de capacidad de generación de energía eléctrica mundial indican un crecimiento medio cercano al 2% hacia el 2035 (U.S. EIA, 2011). Se espera que dicha capacidad aumente mediante tecnologías que utilicen como fuente principalmente el gas natural, el carbón, la hidráulica y la eólica. A pesar del gran aumento en la capacidad de generación de las energías renovables en el mediano plazo estas no son capaces de suministrar el gran aumento de la demanda del sector. Al respecto en el reporte anual VDKI (2012) se señala que:

“The age of fossil fuels is far from being over, but their dominant position has been weakened.” “In the electric power industry, half of the new power plant capacities installed to cover growing demand will be based on renewable energy technologies, above all hydroelectric and wind power.” (p. 15)

Así mismo el Secretario de Energía de los Estados Unidos Dr. Ernest Moniz señala:

*“In the last four years, we’ve more than doubled renewable energy generation from wind and solar power. However, coal and other fossil fuels still provide 80 percent of our energy, 70 percent of our electricity, and **will be a major part of our energy future for decades**. That’s why any serious effort to protect our kids from the worst effects of climate change must also include developing, demonstrating and deploying the technologies to use our abundant fossil fuel resources as cleanly as possible”.*(U.S. DOE, 2013, July 29 [en línea])

La IEA plantea sus proyecciones energéticas de mediano plazo mediante tres escenarios, el escenario de nuevas políticas (NPS), el escenario de políticas actuales y el escenario 450 (que limita a 450 ppm la concentración de GEI en la atmósfera). Los tres escenarios coinciden en el aumento del consumo mundial de energía eléctrica y en el rol dominante del carbón en la matriz energética del sector (permaneciendo siempre mayor al 30%). Sin embargo existen divergencias en las proyecciones en cuanto a los volúmenes de carbón destinados a la generación de energía eléctrica (IEA, 2010).

Se espera que la demanda del sector eléctrico prácticamente se duplique para 2035 requiriendo unos 6000 GW de capacidad adicional. Para el escenario de políticas actuales el uso del carbón se incrementará en un 65% en 25 años, para el escenario NPS el consumo de carbón crecerá un 20% para luego estabilizarse, y para el escenario 450 se asume una disminución en el consumo de carbón a partir de 2020. El rango de variación en el consumo de carbón de los tres escenarios a 2035 equivale aproximadamente al consumo de 2010. Visto esto, en el mediano plazo, el futuro del carbón dependerá de las políticas energéticas que implementen los países OECD y del sudeste asiático en especial China e India (IEA, 2010).

Los especialistas Shernikau (2010), Termuehlen y Emsperger (2003) coinciden en que el carbón será el recurso responsable de cubrir el crecimiento de la demanda eléctrica y plantean que será el combustible que permita abandonar la era del petróleo para abordar la era solar hacia fines del siglo XXI.

Dado el gran crecimiento de la demanda de energía eléctrica, las grandes reservas de carbón y la necesidad de disminuir las emisiones de GEI, el gran reto para el sector es determinar si puede disminuir el valor de emisiones por unidad de energía generada. Para ello se plantea un desarrollo tecnológico en dos grandes vías, una que apunte a aumentar la eficiencia de las plantas y la otra que apunte a capturar y almacenar el CO₂ (CCS) que hoy se emite a la atmósfera (IEA, 2010). Las expectativas en el corto plazo de lograr los avances adecuados que permitan obtener este objetivo no son las mejores (CRS, 2013; NETL, 2011). A pesar de ello existen algunos proyectos concretos a escala comercial (Searles Valley Minerals, EEUU; Vattenfall Schwarze Pumpe Plant, Alemania). En el capítulo 3.2.4 se comentan las características de estas tecnologías y las posibilidades de un futuro desarrollo.

Respecto a la financiación de proyectos de generación en base a carbón se observa que podría tener dificultades, dada la política de los organismos multilaterales de crédito de preferencia por proyectos de generación con bajas emisiones de CO₂. Como ejemplo en este sentido el “European Investment Bank” (EIB) ha publicado su propuesta de financiar solo proyectos energéticos que tengan emisiones menores a 550 gCO₂/kWh (Johnstone, 2013). Sin embargo, en 2010 el Banco Mundial multiplicó por cuatro los montos invertidos en proyectos de generación térmica en base a carbón alcanzando los 3400 MUSD de un total de 13000 MUSD en proyectos energéticos. Para 2011 y 2012 el BM volvió a los niveles de inversión previos al 2010 (Jowit, 2010).

2 MERCADO MUNDIAL DE CARBÓN

En este capítulo se describe el carbón como recurso energético y sus características técnicas. Se analiza la producción, reservas y recursos por región, detallando las perspectivas realizadas por organismos internacionales. Se describen las características del comercio internacional del carbón, los proveedores (exportadores), consumidores (importadores), comerciantes y el flujo del comercio. Se analizan los costos y precios del sector y se describen los tipos de contratos de suministro y el mercado de derivados financieros.

2.1 El Carbón como Materia Prima

El carbón es una roca sedimentaria procedente de la descomposición vegetal y rica en carbono. Existen diferentes tipos de carbones según el grado de evolución de la materia vegetal de origen, los cuales fueron generados mediante procesos bioquímicos y geoquímicos en la era de carbonificación hace 300 millones de años. En la Figura 2.1 se muestran los productos obtenidos a través de la evolución en el proceso de carbonificación.

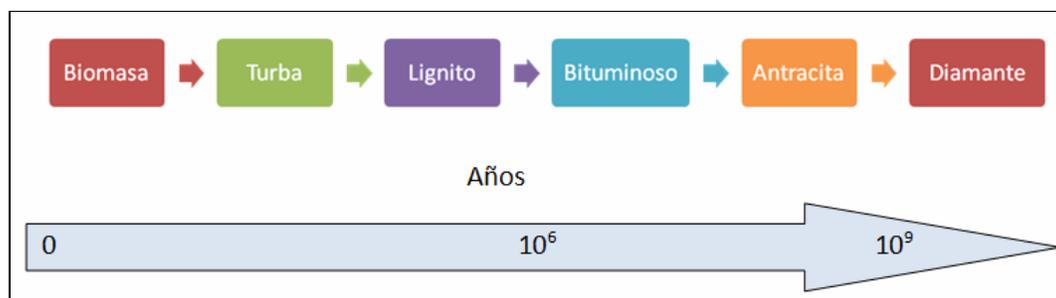


Figura 2.1 Proceso de Carbonificación

2.1.1 Clasificación del Carbón

El carbón se divide en dos grandes grupos, carbones de bajo y alto rango. Los carbones de alto rango, “hard coal” en inglés, incluyen los carbones

bituminosos y la antracita. Los carbones de bajo rango incluyen los carbones sub-bituminoso y el lignito.

En la figura 2.2 se muestra esquemáticamente la clasificación general de los productos carboníferos, características básicas y porcentaje estimado de su participación en las reservas mundiales de carbón.

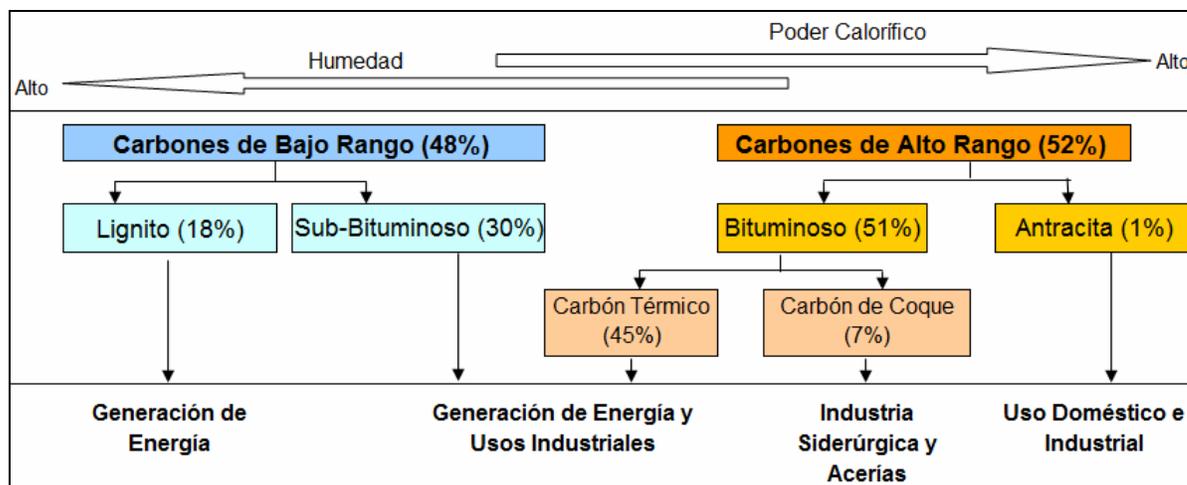


Figura 2.2 Clasificación de carbones y usos. Fuente: EURACOAL. Nota: el valor en % corresponde a la participación en las reservas mundiales.

Dentro de los carbones de alto rango se denomina genéricamente carbón térmico (CT) al utilizado principalmente en las plantas de generación de energía eléctrica y carbón de coque o metalúrgico al utilizado en la industria pesada. Ambos representan la totalidad del carbón comercializado en el mercado internacional y serán la referencia del presente trabajo. Cabe destacar que parte del carbón sub bituminoso es considerado dentro del carbón térmico. El lignito, debido a su baja calidad como recurso energético, es utilizado para generación de energía en los países de origen y principalmente en las cercanías de la mina. Por tanto no participa del mercado internacional de carbón.

Existen clasificaciones internacionales de carbón más detalladas, DIN de Alemania, ASTM de E.E.U.U. y de la Comisión de Economía para Europa de la

ONU, que se basan en las siguientes características del carbón: i) Poder calorífico; ii) Humedad; iii) Materia Volátil (Ver Figura 2.3).

Clasificación del Carbón			Humedad (%)	Poder Calorífico (kcal/kg) NAR	Materia Volátil (%) Base seca sin cenizas
ONU - ECE	EEUU (ASTM)	Alemania (DIN)			
Turba	Turba	Torf			
Orto Lignito	Lignito	Weichbraunkhole	--- 75 ---	--- 1600 ---	
Meta Lignito		Mattbraunkhole	--- 35 ---	--- 4000 ---	
Sub - Bituminoso	Sub - Bituminoso	Glanzbraunkhole	--- 25 ---	--- 4500 ---	
Bituminoso		Alto Volatil Bituminoso	Flammkhole	--- 10 ---	--- 6000 ---
	Gassflammkhole				--- 40 ---
	Medio Volatil Bituminoso	Gaskhole		7500	--- 35 ---
	Bajo Volatil Bituminoso	Fettkhole			--- 28 ---
		Esskhole			--- 19 ---
Antracita	Semi Antracita	Magerkhole			--- 14 ---
	Antracita	Anthrazit	--- 3 ---	--- 8600 ---	--- 10 ---

NAR: Net As Received (Poder calorífico Inferior en base húmeda)
ECE: Economic Commission for Europe

Figura 2.3 Clasificación Internacional del carbón. Fuente: EURACOAL.

2.1.2 Características del Carbón

A continuación se presentan las principales características del carbón que se especifican en los contratos de suministro realizados entre consumidores, productores y comerciantes en el mercado internacional.

2.1.2.1 Poder Calorífico

El poder calorífico de un combustible es la cantidad de energía liberada en la combustión completa por unidad de masa, usualmente expresado en kcal/kg o MJ/kg. Se distingue entre poder calorífico superior e inferior según exista o no condensación del vapor de agua presente en los productos.

El poder calorífico inferior (PCI) o poder calorífico neto (NCV, net calorific value) es utilizado en el mercado del Atlántico. Más precisamente se refiere al PCI por unidad de combustible tal cual es recibido (AR, as received o en base húmeda). Un valor de referencia típico utilizado en el mercado alcanza los 6000 Kcal/kg. Sin embargo en el mercado del Pacífico se utiliza el poder calorífico superior (PCS) o poder calorífico bruto (GCV, Gross Calorific Value). El mismo se expresa por unidad de combustible sin humedad externa (ad, air-drier. Ver 2.1.2.2). Los valores típicos en este mercado están entre 5500 y 6500 kcal/kg (ad). Para convertir rápidamente el carbón comercializado de un mercado a otro se suele utilizar la siguiente formula simplificada que supone un contenido de humedad del 10% y un contenido de materia volátil del 25%.

$$\text{NCV(AR)} = \text{GCV(ad)} - (550 \text{ a } 600) \text{ kcal/kg} \quad (2.1)$$

Es evidente la relevancia del poder calorífico como característica del combustible en el mercado de carbón. Con altos valores de PCI se reducen los costos relativos de transporte y se aumenta la eficiencia de la planta por unidad de combustible consumido.

Existe una tendencia mundial a la baja del PCI o NCV en el suministro de carbón. Ejemplo de ello son las exportaciones de Indonesia, Sudáfrica y Rusia, que por agotamiento, cuestiones geológicas o capacidad de planta de tratamiento han disminuido el poder calorífico del carbón exportado (Shernikau, 2010).

2.1.2.2 Contenido de Humedad y Cenizas

La humedad y las cenizas son componentes que representan material no combustible por tanto contribuyen a disminuir la calidad del carbón.

Como clasificación del contenido de humedad del carbón se distingue la humedad inherente (HI) y la humedad total (HT). Es claro que la humedad total se refiere a toda el agua contenida en el carbón, y la misma está contabilizada

cuando se refiere al carbón en base húmeda o AR (as received). La humedad inherente es la humedad contenida internamente en la roca y se contabiliza cuando se refiere al carbón seco al aire (ad, air-drier). La diferencia entre ambas, inherente y total, es la humedad aportada por medios externos, lluvia, lavado, ambiente, etc.

El carbón térmico comercializado contiene entre 8 y 15% de humedad total (HT), mientras que el lignito alcanza un contenido de humedad total cercano al 50%, con lo cual debe ser secado previo a su utilización en las plantas de generación.

En resumen, el alto contenido de humedad aumenta los costos de transporte y aumenta el consumo de energía de las plantas de generación, mientras que un muy bajo contenido de humedad puede causar problemas de generación de polvo, sobretodo en las pilas de almacenamiento.

Las cenizas del carbón están compuestas principalmente por óxidos metálicos (TiO_2 , SiO_2 , Al_2O_3 , P_2O_5 , SO_3 , Na_2O , CaO , MnO_2 , Fe_2O_3 , MgO), y por tanto representan material no combustible. El contenido de cenizas en los carbones comercializados en el mercado internacional oscila entre 5 y 15 % en base húmeda o (AR), a pesar que el carbón extraído de la mina puede llegar a más del 20%. Es por ello que se realizan tratamientos químicos y mecánicos (“lavado”) luego de la extracción, para eliminar parte del contenido de cenizas. El contenido y composición de las cenizas dependen del sitio de formación. Por ejemplo, el carbón de Sudáfrica tiene alto contenido de cenizas y debe ser tratado para poder exportarlo, por otro lado el de Indonesia posee muy bajo contenido de cenizas haciendo innecesario el postratamiento. En particular el carbón de Brasil es de muy baja calidad, ya que tiene entre 20 y 50% de cenizas, por eso solo se consume en boca de mina.

La temperatura de fusión de las cenizas resulta un parámetro importante a tener en cuenta debido a los perjuicios que ocasionan las cenizas fundidas al adherirse a los tubos de las calderas. La temperatura de fusión depende de la

composición de las mismas, los óxidos de metales ácidos aumentan el punto de fusión mientras que los alcalinos lo disminuyen.

En resumen un alto contenido de cenizas aumenta los costos de transporte por unidad de energía y los costos en equipamiento de limpieza y manejo en la planta generadora.

2.1.2.3 Contenido de Materia Volátil y Carbono Fijo

La materia volátil que compone el carbón es una mezcla de hidrocarburos de cadenas cortas y largas. Se suele calcular como los compuestos liberados sometiendo el carbón a altas temperaturas en ausencia de aire y descontando la humedad.

El contenido de volátiles es un buen indicador de las características de la combustión y la llama. Con un alto contenido de volátiles se obtiene una combustión rápida de llama larga, pero existe mayor riesgo de combustión espontánea. Mientras que con bajo contenido de volátiles la combustión será más lenta con llama corta y de más alta temperatura. El contenido de volátiles varía entre 15 y 40% en base húmeda (AR), por ejemplo el carbón de Colombia oscila entre 30 y 35%, igual que el de Rusia, el de Sudáfrica tiene 25% y el de Indonesia cercano al 40%.

El contenido de carbono fijo no es equivalente al contenido total de carbono (C) del carbón, es el carbono que queda remanente luego de someter el carbón al ensayo para calcular el contenido de volátiles (ambos procedimientos están debidamente normalizados). El carbono fijo es utilizado para estimar la formación de coque de la muestra y tiene relevancia para las antracitas y los bituminosos. Por tanto esta característica es relevante para la industria pesada y afines, no así para las plantas generadoras.

2.1.2.4 Contenido de Azufre, Cloruros y Fluoruros

El contenido de azufre está ligado con la calidad del carbón. Se clasifican los carbones como de baja calidad a aquellos cuyo contenido de azufre es superior al 1% AR y viceversa. En el mercado se suele descontar un dólar la tonelada (1USD/t) por cada punto porcentual de azufre por encima del 1% (AR) (Schernikau, 2010).

Un alto contenido de azufre en el carbón térmico causa corrosión en la caldera y requiere mayor capacidad de los equipos para desulfurización de humos (Ver capítulo 4). El alto contenido de azufre en el carbón metalúrgico, utilizado en la industria pesada, produce en los hornos pirita (FeS_2) y otros sulfatos que provocan la obtención de un acero de mala calidad. Es deseable la obtención de acero con un contenido de azufre menor al 0,04%. Por otro lado un muy bajo contenido de azufre puede producir problemas en la eficacia del precipitador electrostático de las plantas de generación (Schernikau, 2010).

El contenido de cloruros y fluoruros suele ser muy pequeña debajo del 0,3%. Estos compuestos tienen alto poder corrosivo, ocasionando daños en la caldera, así como afectando la eficiencia de los equipos de desulfurización. El contenido por encima de 0,3% incrementa notablemente estos problemas.

2.1.2.5 Tamaño y Dureza

El tamaño de la roca de carbón comercializada resulta un factor de interés, especialmente en el carbón térmico ya que su utilización principal es la combustión en plantas de carbón pulverizado. El carbón térmico puesto en el mercado tiene un tamaño entre 0 y 50mm, con no más del 5% por encima de este valor. El tamaño de la roca afecta principalmente al transporte por cintas y a la elección del molino pulverizador de la planta. El carbón a la salida de la mina (ROM, por su sigla en inglés Run-of-mine) tiene un tamaño entre 0 y 500mm.

La dureza o más específicamente la amolabilidad, entendida como resistencia a la trituración o molienda de un carbón, se mide con el índice HGI (Hardgrove grindability index) y es una característica de interés para el funcionamiento del molino pulverizador. Los valores típicos del índice HGI están entre 30 y 100, bajos niveles de HGI representan alta resistencia a la trituración, mientras altos niveles lo contrario.

2.2 Recursos, Reservas y Producción Mundial

Existen grandes reservas y recursos mundiales de carbón de alto rango y lignito, así como una amplia distribución de los yacimientos en todo el mundo. En las figuras 2.4 y 2.5 se muestran estos recursos y reservas, junto a la estimación de consumo acumulada desde 1950 en Giga Toneladas (Gt).

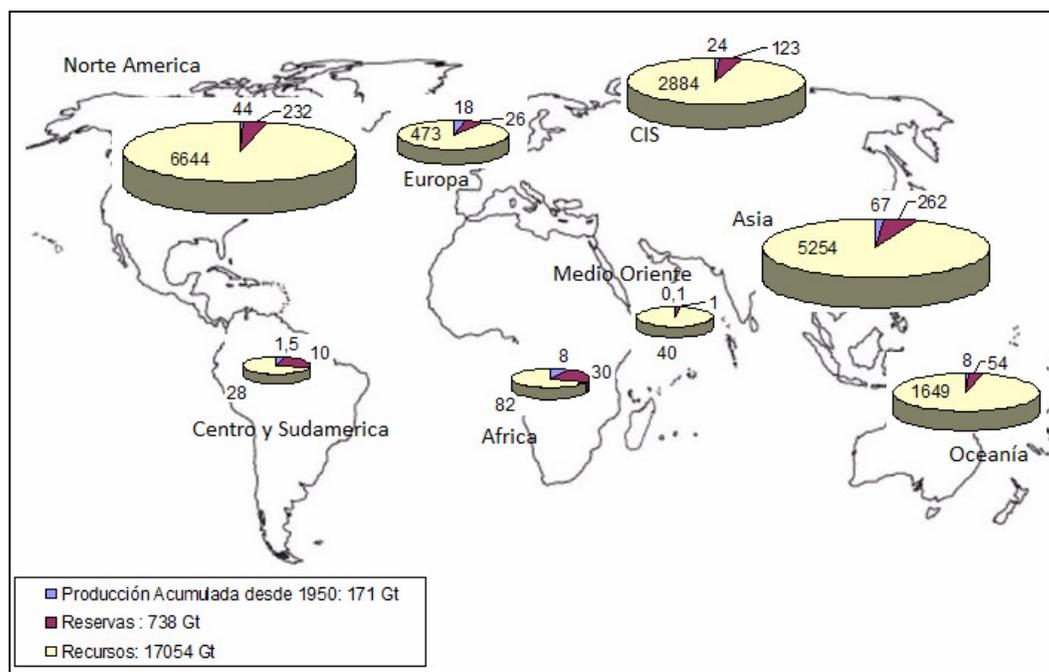


Figura 2.4 Recursos y Reservas de carbón de alto rango en Gt. Fuente: BGR 2011 Nota: CIS: Países de la ex Unión Soviética)

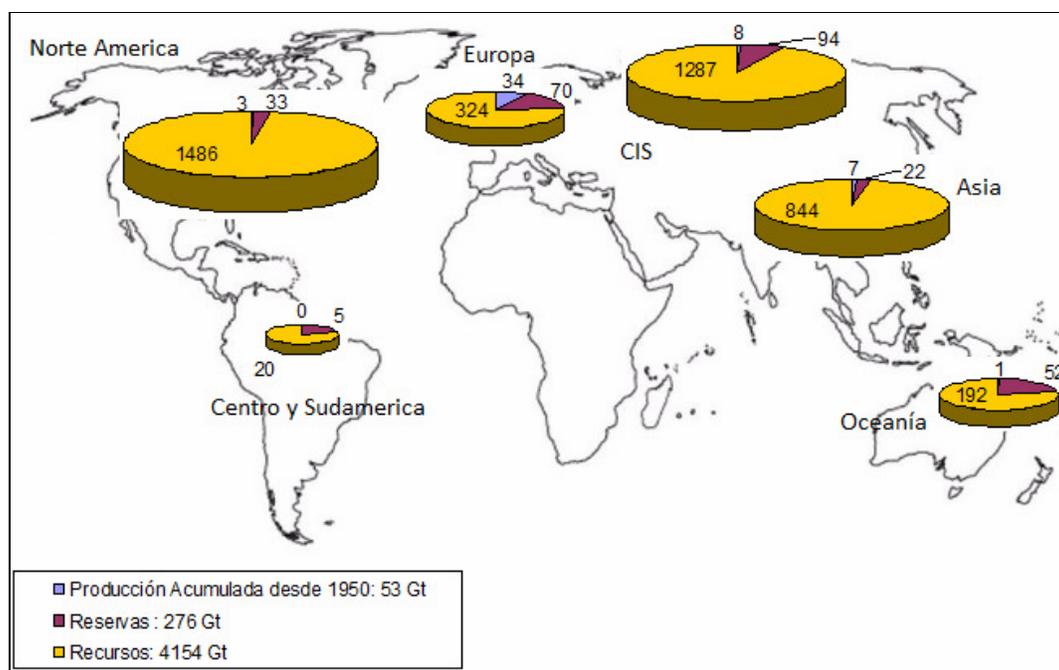


Figura 2.5 Recursos y Reservas de lignito en Gt. Fuente: BGR 2011. Nota: CIS: Países de la ex Unión Soviética.

Si comparamos los recursos y reservas de carbón respecto a otros combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el uranio, observamos una notable abundancia relativa del carbón (Ver Fig. 1.2 y 1.3). Sin embargo no todo el carbón primario extraído de la mina es apto para su comercialización. Por ejemplo el carbón sudafricano extraído en la mina debe ser procesado, transformando entre el 70 y 80% de la materia prima en carbón comercializable.

Dada la distribución de las reservas mundiales de carbón de alto rango, en el mercado internacional existe gran confiabilidad, especialmente por parte de los grandes consumidores, en cuanto a la seguridad del suministro, diferente del petróleo y el gas natural, donde hay mayor concentración y donde Medio Oriente juega un rol fundamental en este aspecto (Schernikau, 2010).

Por todo lo visto respecto a las reservas y recursos de las principales fuentes de energía, se espera que el carbón siga siendo un actor fundamental en la matriz energética mundial en el mediano plazo.

A continuación (Tabla 2.1) se muestran los países con mayores reservas de carbón de alto rango a nivel mundial, su producción y recursos respectivos.

Tabla 2.1 Producción, reservas y recursos de carbón de alto rango en los países con mayores reservas a nivel mundial.

N°	País	Reservas (Gt)	Producción 2011(Mt)	Recursos (Gt)	R/P (años)
1	EEUU	226	976	6457	232
2	China	181	3650	5010	50
3	India	75	554	172	135
4	Rusia	69	336	2662	205
5	Australia	44	348	1574	126
6	Ucrania	32	82	49	390
7	Sudáfrica	28	252	30	111
8	Kazajidztan	19	108	28	176
9	Polonia	13	76	164	171
10	Indonesia	9	318	71	28
11	Colombia	5	86	5	58

Fuente: BGR 2012 y VDKI 2012. Nota: R/P = reservas / producción anual

Claramente China es el principal productor de carbón de alto rango, alcanzando el 52% de la producción mundial en 2011, seguido de Estados Unidos con el 14%. Es interesante notar que con 2 años de producción de China basta para agotar todo el carbón colombiano. De todos modos no resulta tan sorprendente esta producción de China si se considera la misma por habitante (2,7 t/hab.) comparada con EEUU (3,2 t/hab.).

La producción mundial de carbón continuará creciendo impulsada fundamentalmente por los países asiáticos del Pacífico, China e India. La tasa de crecimiento mundial en el corto plazo se espera sea del 3% anual, donde China será la responsable de más del 60% del crecimiento (VDKI, 2012).

En la figura 2.6 se muestra el pronóstico de la producción por región realizado por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2010) en el escenario de “Nuevas Políticas” las que buscan desacelerar el crecimiento del consumo energético mundial con énfasis en los combustibles fósiles.

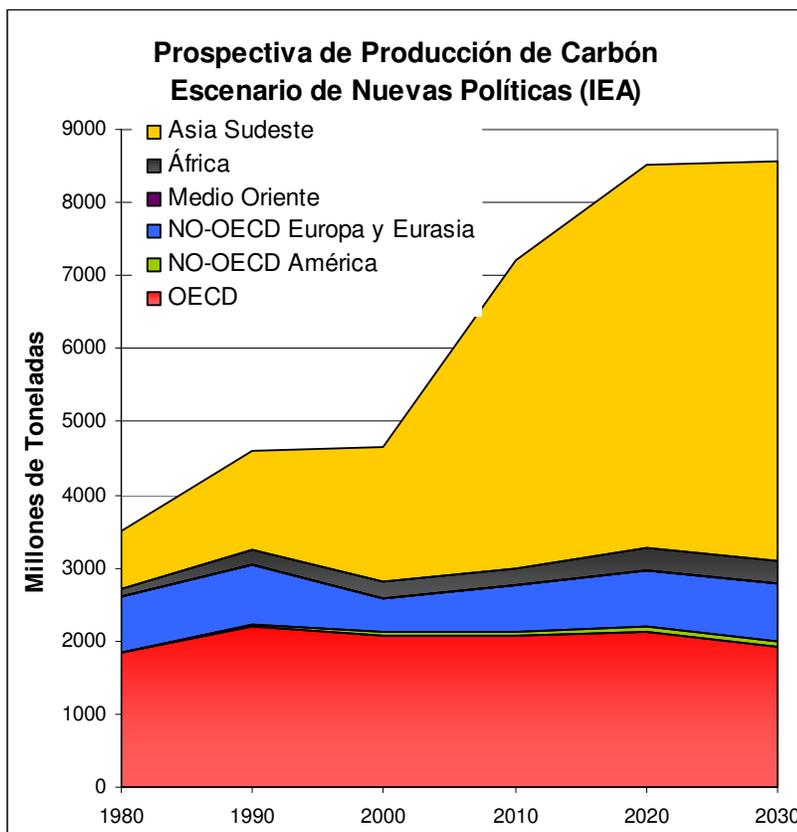


Figura 2.6 Producción mundial de Carbón esperada por región según el escenario de “Nuevas Políticas” de la IEA. Fuente: IEA, WEO 2011.

2.3 Descripción del Comercio Internacional Marítimo

En esta sección se describen los aspectos fundamentales del comercio internacional marítimo de carbón. Se analizan sus actores, sus vínculos y operaciones.

2.3.1 Definición del Mercado

En el presente estudio se analiza el comercio internacional marítimo (CIM) y en particular el comercio de carbón térmico (CIMCT). Por tanto se excluye el carbón térmico comercializado dentro de cada país y a través de las fronteras terrestres.

En 2011 se produjeron en todo el mundo 7 Gt de carbón de alto rango de los cuales 1042 Mt (15%) fueron comercializados entre países. De todo el comercio internacional 978 Mt fueron comercializados por vía marítima (94%). A su vez el comercio marítimo se divide en dos mercados, el de carbón térmico con el 76% y el de carbón metalúrgico con el 24%. En definitiva el comercio internacional marítimo de carbón térmico representa el 11 % del volumen total de carbón de alto rango producido mundialmente. Ver figura 2.7.

La producción mundial de carbón de alto rango creció 3,4% en el 2011 (238 Mt), disminuyendo la tasa respecto al gran crecimiento (10%) observado en 2010 como resultado de la recuperación económica. Respecto al CIM en el 2011 se registró un aumento del 1,6% (15 Mt), correspondiendo a una disminución del intercambio de carbón metalúrgico de 11 Mt debido a las inundaciones producidas en Queensland (Australia) y a un aumento del carbón térmico de 26 Mt. Con el cierre de los primeros datos se espera que 2012 tenga un incremento del 4% en el comercio de carbón térmico (BREE, 2012).

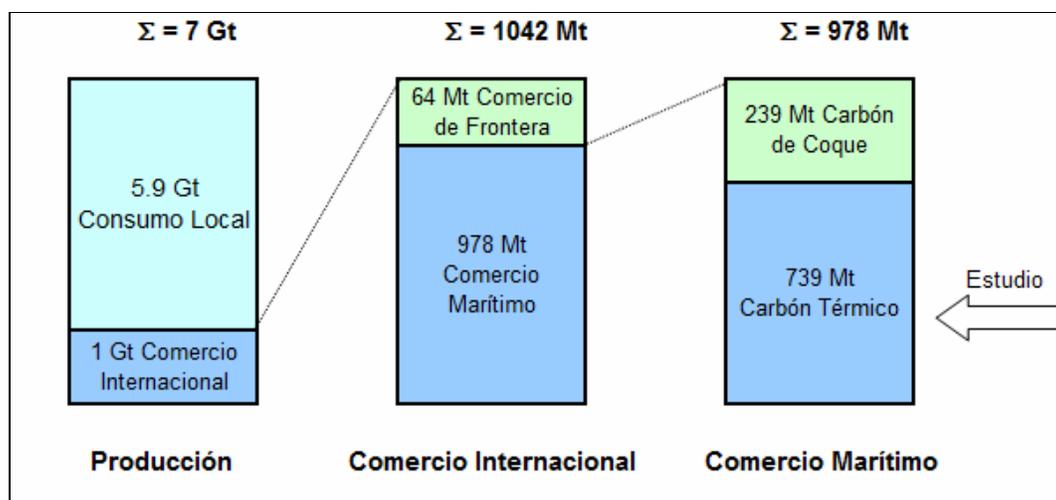


Figura 2.7 Clasificación de volúmenes mundiales de carbón de alto rango (Hard Coal) del año 2011. Fuente: VDKI, 2012.

El CIM está dividido en el mercado del Atlántico y del Pacífico. El mercado del Atlántico está compuesto por la costa este de Norte, Sur y Centro América, Europa y las costas del norte y oeste de África. Al 2011 esta región representa el 30% del mercado global de carbón térmico. El mercado del Pacífico está compuesto por las costas del océano Índico y las costas del lejano oriente, representando el 70% restante del mercado (VDKI, 2012).

Los grandes importadores del Atlántico son los países Europeos (Alemania, Gran Bretaña, Italia y España), mientras que los principales exportadores son Colombia, Rusia, EEUU y Sudáfrica. En el Pacífico las importaciones las concentran China, India, Japón y Corea del Sur, y son suministrados por Indonesia, Australia, Sudáfrica y Rusia. Ver figura 2.8 y 2.9

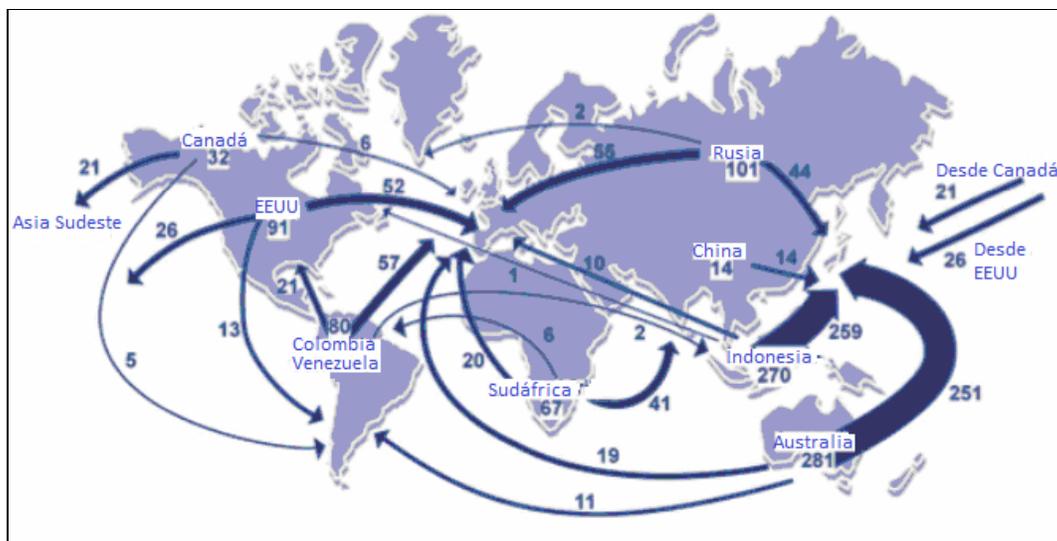


Figura 2.8 Mapamundi de Flujo de Carbón de alto Rango en Mt del 2011. Comercio total 978 Mt. Carbón Térmico 739 Mt. Carbón Metalúrgico 239 Mt. Fuente: VDKI 2012.

La demanda del mercado del Atlántico en 2011 se vio incrementada en un 27% (46 Mt), luego de algunos años en recesión. Por otro lado en el Pacífico el mismo año se observó una disminución de 20 Mt (3,4%) en los volúmenes comercializados, aunque su producción total de carbón de alto rango aumentó un 6%. Se espera que en los próximos años el comercio del Pacífico aumente su demanda impulsada por China e India.

El volumen de carbón térmico intercambiado entre el Atlántico y el Pacífico resulta un bajo porcentaje del comercio total, 10% en 2011. Sin embargo el 26% de la producción de carbón metalúrgico se comercializó entre ambos submercados (VDKI, 2012).

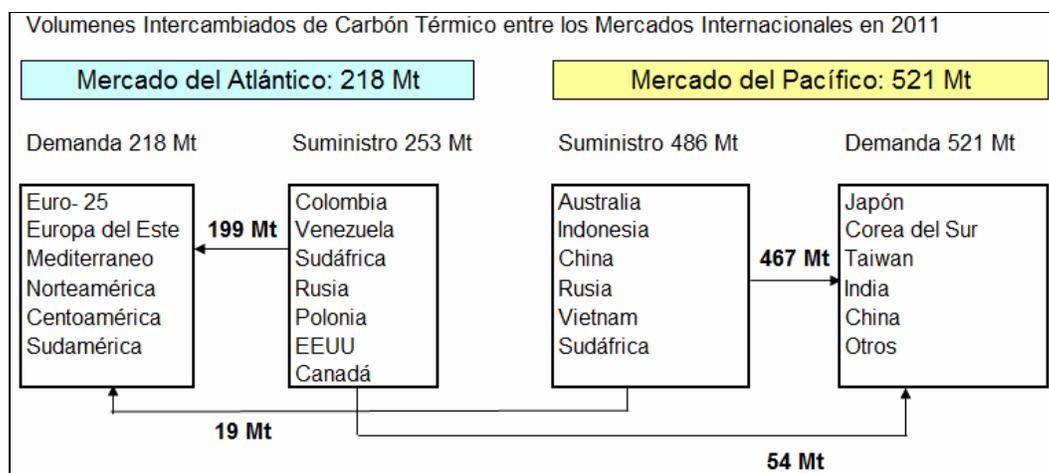


Figura 2.9 Intercambios en el mercado internacional marítimo. Fuente: VDKI 2012

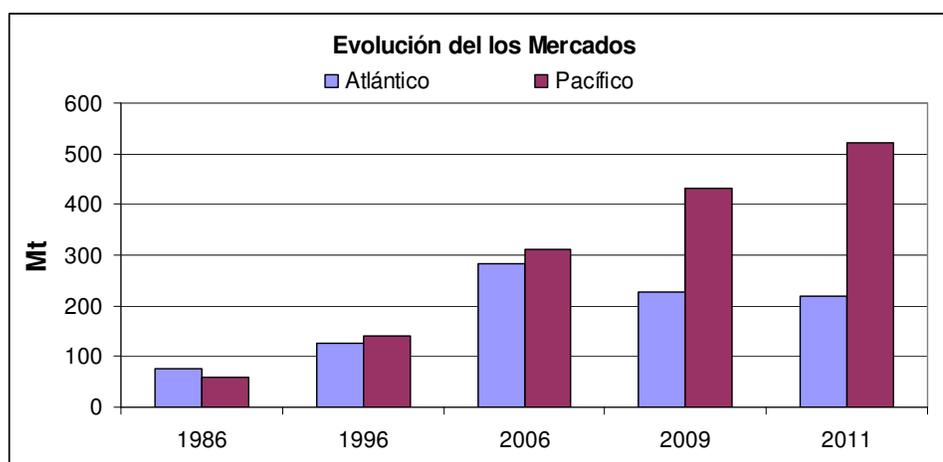


Figura 2.10 Evolución del consumo de carbón térmico en los mercados regionales. Fuente: VDKI 2012

2.3.2 Proveedores del Mercado Internacional

El suministro de carbón de alto rango al mercado internacional está siendo cada vez más concentrado por parte de las grandes empresas mineras. Así un tercio del total de las exportaciones mundiales están concentradas en manos de 5 empresas (BHP, Xstrata, Anglo American, Adaro y Rio Tinto) y prácticamente la mitad de las exportaciones las concentran 10 empresas (Shernikau, 2010). En la siguiente figura se presenta la evolución de los volúmenes exportados de los principales países proveedores del comercio marítimo internacional de carbón térmico.

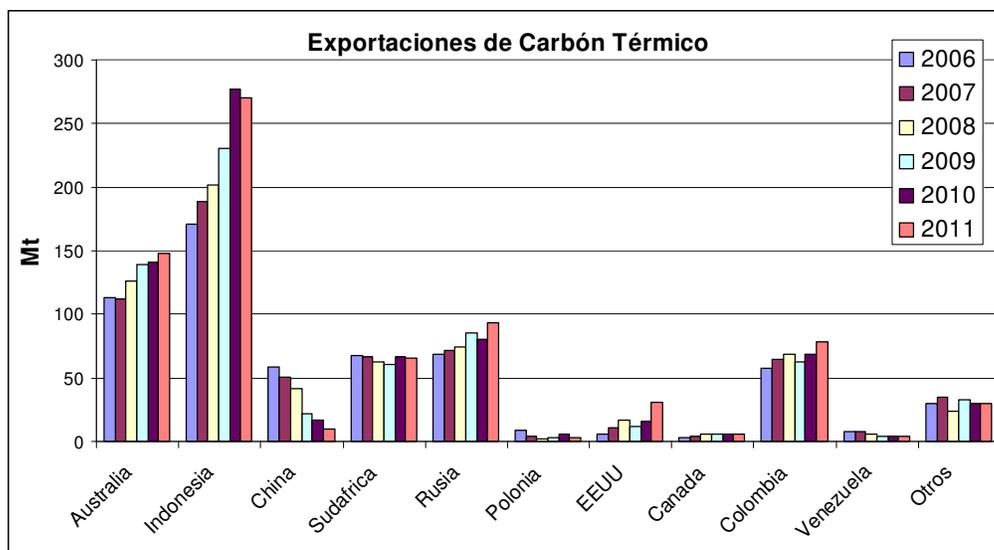


Figura 2.11 Países exportadores de carbón térmico del CIM. Fuente: VDKI 2012

Dentro de los países exportadores se observan diferentes costos de producción según sus características. En la siguiente figura se muestra un resumen de los costos medios de producción por región y en los puntos siguientes se analizan con mayor profundidad.

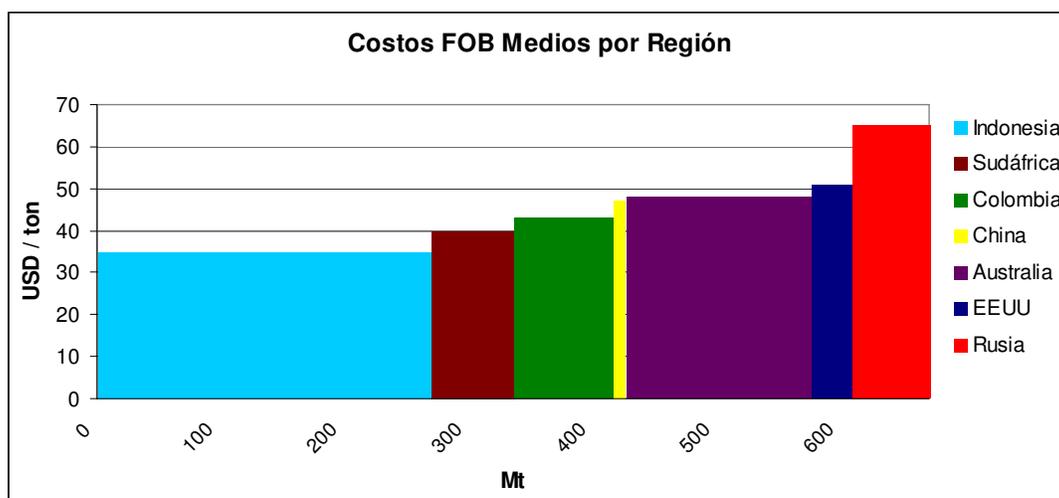


Figura 2.12 Grafica con los costos FOB medios de las principales regiones exportadoras con sus respectivos volúmenes de 2011. Fuente: IEA 2010, VDKI 2012.

A continuación se detallan las principales características de las regiones proveedoras del mercado. Los datos presentados a continuación son extraídos de VDKI, 2012.

2.3.2.1 Australia

Producción

Australia es uno de los grandes protagonistas del mercado internacional de carbón. En 2011 el 20% del carbón térmico mundialmente comercializado se exportó desde Australia, así como el 50% del carbón metalúrgico. En el mediano y largo plazo Australia seguirá siendo clave en el mercado debido a sus grandes reservas.

La mayor parte de las minas australianas se ubican en el este del país en los estados de Queensland (QLD) y New South Wales (NSW). Aproximadamente el 80% de su producción de carbón de alto rango se destina a la exportación. Tres cuartas partes de la producción total de carbón australiano se produce en minas a cielo abierto y el cuarto restante en minas bajo tierra con profundidades de 200 metros. La industria de extracción minera australiana está en manos de empresas privadas y se estima que BHP, Rio Tinto, Xtrata y Anglo concentran el 50% de la producción (Shernikau, 2010).

La mayor parte de los volúmenes de carbón exportados (97%) son embarcados en los puertos de los estados de QLD y NSW. En Los puertos de Gladstone (19%), DalrympleBay (18%) y Hay Point (11%) concentran la mayor parte de los volúmenes de QLD (54%), mientras los de Newcastle (35%) y Port Kembla (5%) concentran los de NSW que alcanza el 40%.

Las exportaciones australianas se dirigen principalmente al mercado del pacífico (90%), con Japón (37%) a la cabeza, Corea del Sur (16%), China (12%) e India (11%) mientras que en el Atlántico (10%) tiene como clientes a los países europeos (7%) Alemania, Gran Bretaña y Francia principalmente, y en Sudamérica (1%) a Brasil y Chile.

Calidad del carbón

El carbón producido en Australia se considera de alta calidad. Con la implementación de pos tratamientos se obtiene un carbón con un contenido de cenizas entre 8 y 15% en base húmeda y 6000 a 6900 kcal/kg de PCI también en base húmeda. El contenido de materia volátil oscila entre 25 y 30% y tiene un bajo contenido de humedad entre 7 y 8% en base húmeda. El azufre está por debajo del 1% y posee un alto índice HGI entre 45 y 80. El carbón australiano por su alta calidad es el preferido de los consumidores del pacífico, sobre todo Japón (Shernikau, 2010).

Infraestructura

Se espera que Australia aumente su producción y sus exportaciones en el corto y mediano plazo. En este sentido el gobierno se dispone a invertir en infraestructura de transporte ferroviario y puertos para liberar las restricciones de capacidad. Los planes a 2020 pretenden triplicar la capacidad de exportación. Para el corto plazo se planea la construcción de cuatro nuevas terminales del puerto de Abbot Point y la construcción de nuevas vías férreas para la ruta Goonyella – Abbot Point , refuerzos de las vías de alimentación para la terminal de Wiggins Island y la terminal de Hay Point. A su vez se están concretando inversiones de empresas chinas e Indias para la explotación de minas australianas, así como la compra de acciones en empresas que operan localmente (VDKI, 2012).

Costos

La ubicación preferencial de las minas australianas, relativamente cerca de los puertos, entre 100 y 400km, la densa concentración de los yacimientos y las características de explotación (en su mayoría a cielo abierto) permiten obtener costos bajos por tonelada de carbón colocados en los puertos respectivos (FOB). Se estima un costo FOB de 35 USD/t para los carbones térmicos australianos provenientes de las minas a cielo abierto y un costo de 60 USD/t para los extraídos de las minas subterráneas (IEA, 2010; Shernikau, 2010).

2.3.2.2 Indonesia

Producción

Indonesia es el mayor exportador mundial de carbón térmico. Su crecimiento en el siglo XXI ha sido explosivo, pasó de exportar 67Mt en 2001 a 171Mt en 2006 y 277Mt en 2010.

La producción de carbón de Indonesia está fuertemente regulada por el gobierno quien tiene el control del recurso y realiza contratos de explotación con empresas mineras (CCOW, Coal Contract of Work). El gobierno determina las cuotas de explotación de las empresas y cobra un 13,5% de impuesto a las exportaciones. De todas formas consorcios privados de las grandes empresas mundiales controlan más del 40% de las exportaciones (VDKI, 2012; PwC, 2012).

La producción de carbón térmico de Indonesia seguirá aumentando en el mediano plazo y se estima que aumente considerablemente el consumo interno para generación de energía eléctrica. Por esto, existe incertidumbre de que Indonesia pueda mantener el número uno de los países exportadores en los próximos años.

Las exportaciones de Indonesia se colocan principalmente en el mercado del Pacífico (96%), teniendo como mayores destinos China (29%), India (20%), Corea del Sur (14%) y Japón (9%). Mientras que el mercado del Atlántico se lleva solo el 4% de las exportaciones con Europa como el principal comprador.

Infraestructura

Indonesia es el exportador con menos preocupaciones en cuanto a infraestructura interna, ya que por su geografía las minas están muy cerca del mar o de un río. Es por esto que Indonesia no cuenta con vías de tren para el transporte del carbón, este se transporta en camiones hasta el puerto anexo a

la mina y luego en barcazas hasta la terminal de exportación. Indonesia posee seis puertos de aguas profundas y más de diez terminales con capacidad para buques Panamax. Posee además decenas de terminales de carga fuera de la costa (off shore) (VDKI, 2012).

Calidad del Carbón

El carbón de Indonesia se considera de baja calidad por su alto contenido de humedad, entre 15 y 25% en base húmeda. Así el poder calorífico (PCI en base húmeda o NCV) resulta entre 3700 y 6500 kcal/kg. El contenido de cenizas (1-9%) y azufre (0,1-1%) son bajos y no es necesario realizar postratamiento para mejorarlos. El contenido de materia volátil es alto, encima del 40% en base húmeda. Mientras que el índice HGI es bajo, obteniendo así un carbón “duro”.

Costos

Indonesia es de los países con menores costos de producción debido a que todas sus minas son a cielo abierto, tiene muy bajos costos de transporte y tiene muy bajos costos de personal (en promedio los trabajadores mineros ganan debajo de 100 USD/mes). Se estima un costo de 30 USD/t para las grandes minas del este de Kalimantan, mientras que las pequeñas minas del sur de Kalimantan y de Sumatra los costos ascienden a 50 USD/t (IEA, 2010; Shernikau, 2010).

2.3.2.3 Rusia

Producción

Rusia es el tercer país en volumen de exportaciones a nivel mundial. En 2011 colocó 93 Mt en el mercado marítimo internacional, el 9,5% del volumen comercializado. La mayor parte de la producción de carbón térmico de Rusia (271 Mt en 2011) se consume internamente, solo el 34% se exporta.

La producción de Rusia se concentra en Kuzbass y Siberia y desde la caída del régimen soviético está enteramente en manos de empresas privadas. El 80% de las exportaciones rusas la concentran 8 empresas, a su vez las dos más importantes (SUEK y Kuzbassrazrezugol) producen el 56% del carbón térmico de Rusia. Estas exportaciones tienen como destino tradicional el mercado europeo, mientras que en los últimos años el mercado del Pacífico ha adquirido relevancia. Por ejemplo en 2005 el 69% de las exportaciones se dirigieron a Europa y el resto, 31%, al Pacífico (Japón, Corea del Sur, Taiwán, China). En 2011 el 54% fue para Europa y el 46% al Pacífico (VDKI, 2012).

Dos tercios de las minas de Rusia son a cielo abierto y están en promedio a más de 4000 Km de los puertos respectivos.

Infraestructura

Rusia cuenta con gran infraestructura portuaria para satisfacer sus necesidades de exportación. Los principales puertos son, Murmansk, Riga y Ust-Luga en el Báltico para alimentar los países nórdicos y del oeste de Europa, Tuapse y Yuzhny en el mar Negro, y Vostochny, Vanino y Muchka en el este para alimentar el Pacífico. Sin embargo el crecimiento de la demanda del Pacífico requerirá nuevas inversiones en puertos en el lejano oriente.

Los problemas de infraestructura en Rusia se deben al transporte ferroviario, siendo este fundamental ya que mucho del carbón exportado debe recorrer más de 4000 Km en tierra para llegar al puerto más cercano. La empresa ferroviaria estatal RhZD está sufriendo la falta de inversiones y por tanto existen problemas de congestión en las vías y falta de trenes para el transporte (VDKI, 2012).

Calidad del Carbón

El carbón ruso exportado es de alta calidad. Tiene muy poco contenido de azufre, entre 0,3 a 0,5% en base húmeda, alto índice HGI (60 a 80) y

relativamente alto poder calorífico (PCI: 6000 a 6800Kcal/kg). En general el carbón de exportación es tratado para reducir su contenido de cenizas, quedando este finalmente entre 10 y 15% en base húmeda. En definitiva el carbón de exportación resulta de una selección de su producción ya que con los altos costos de transporte interno es imposible comercializar carbones de baja calidad.

Costos

Rusia después de Polonia es el productor mundial con mayores costos marginales FOB. Los costos de producción en la mina son bajos (Rusia tiene 2/3 de sus minas a cielo abierto) pero tiene altos costos de logística. Estos costos incluyen el transporte terrestre y los de carga en puerto. Por ejemplo en los puertos del Báltico el costo de carga está cercano a los 10 USD/t. A su vez por las largas distancias recorridas vía tren más un aumento en las tarifas de la estatal RhZD, (Shernikau, 2010) los costos de transporte medios de la mina al puerto alcanzan los 40 USD/t. En definitiva los costos de logística representan más del 70% del costo FOB que se encuentra en el entorno de 70 USD/t (IEA, 2010; Shernikau, 2010).

2.3.2.4 Sudáfrica

Producción

Sudáfrica es el segundo exportador del Atlántico y en 2011 exportó 67 Mt de carbón térmico (7% del comercio internacional). En los últimos años no ha aumentado sus exportaciones (Ver Figura 2.2). Por su ubicación geográfica puede alimentar al Atlántico o al Pacífico con facilidad, y su relevancia es tal que mundialmente se toma el índice API4 que refiere al precio FOB sudafricano.

La producción está concentrada por cinco empresas que controlan más del 85% de las exportaciones (Anglo-American, Exxaro, Sasol, BHP Billiton y

Xstrata). A partir de las nuevas leyes que regulan el sector se espera que disminuya esta concentración (Estas leyes pasan los derechos de los recursos naturales sudafricanos a manos del estado y las empresas mineras pasan parcialmente a manos de empresas BEE).

Las exportaciones de Sudáfrica cambiaron notablemente su destino en los últimos años debido a la gran demanda del Pacífico. En 2005 el 86% (64 Mt) de las exportaciones de carbón se dirigían a Europa, mientras que en el 2011 solo el 29% (19,7 Mt). En 2005 China e India le compraron 4 Mt (5%) y en 2011 27 Mt (41%) (VDKI, 2012).

Infraestructura

Sudáfrica posee la terminal portuaria más grande y eficiente del mundo (Richards Bay Coal Terminal RBCT), con una capacidad recientemente aumentada a 91 Mt anuales. La misma se utiliza actualmente a menos del 75% de su capacidad debido al problema de infraestructura en transporte ferroviario que alimenta la terminal. El transporte ferroviario está en manos del estado y ha permanecido carente de inversiones en los últimos años. En reportes recientes la empresa ferroviaria Transnet ha garantizado el transporte hacia RBCT de 65 Mt al año. Sin embargo en sus planes de inversiones se espera aumentar esta capacidad a 80 Mt anuales para 2014 y a 98 Mt anuales para 2018 (VDKI, 2012).

Calidad del Carbón

El carbón de Sudáfrica tiene bajo contenido de humedad, entre 6 y 10% en base húmeda, pero alto contenido de cenizas, cercano al 25%, de forma tal que todo el carbón para exportación debe ser tratado para reducirlo a valores entre 10 y 15% en base húmeda. Este postratamiento garantiza excelente homogeneidad en el producto, y por eso existe gran confianza por parte del mercado internacional acerca de la calidad del carbón sudafricano.

El poder calorífico (PCI en base húmeda o NCV) resulta entre 5400 y 6600 kcal/kg. El contenido de azufre es relativamente alto, entre 0,5 y 1,7% en base húmeda y la materia volátil relativamente baja, entre 16 y 30%. El índice HGI es medio entre 45 y 65.

Costos

La cadena de producción sudafricana tiene muy bajos costos por tonelada de carbón FOB debido a que todas sus minas son a cielo abierto, no se recorren grandes distancias en tierra y existe una alta eficiencia de sus puertos de carga, especialmente RBCT. Los costos FOB sudafricanos oscilan entre 30 USD/t y 50 USD/t. No se esperan grandes aumentos de costos de producción en Sudáfrica a pesar de los incrementos en los costos de materiales y RRHH recientemente observados (IEA, 2010; Shernikau, 2010).

2.3.2.5 China

Producción

China, con gran quiebre en 2009, ya no es un país exportador como a comienzos del siglo XXI. En 2006 la razón exportaciones de carbón térmico sobre las importaciones chinas resultaban 5,4 (59 Mt exportadas y 11 Mt importadas). Cinco años después el mismo cociente resultó 0,09 (10 Mt exportadas y 109 Mt importadas). Por lo tanto China se ha convertido en un gran consumidor del mercado, ya no un exportador, además es el gran productor mundial (3650 Mt en 2011) llegando casi a cuadruplicar la producción de EEUU. Las exportaciones de China en 2011 se dirigieron hacia Japón (6 Mt), Taiwán (6 Mt) y HongKong (2 Mt).

Existen en China muchísimas empresas productoras, principalmente estatales y provinciales que explotan más de 15000 minas. De todas formas las ocho mayores empresas concentran el 25% de la producción. Los planes del

gobierno pretenden cerrar las pequeñas e ineficientes minas y unir las empresas provinciales reduciéndolas a menos de la mitad.

Los actores del mercado internacional deben prestar suma atención a los movimientos de China, ya que una pequeña variación del consumo chino significa grandes cantidades de oferta o demanda para el mercado global. Este fenómeno es conocido como: “el factor de riesgo chino”. Se espera que China aumente su producción de 2 a 4% anual en el corto plazo (IEA-CIAB, 2012a; U.S. EIA, 2011; VDKI, 2010).

Infraestructura

China desde el 2009 está invirtiendo fuertemente en infraestructura. Existe gran expansión del sistema ferroviario en todo el país, especialmente el que conecta los consumidores y puertos del sur con las minas del norte y noroeste. Los planes gubernamentales pretenden tener una capacidad de transporte ferroviario de más de 3000 Mt para 2020. Así mismo hay planes de construcción de nuevas terminales portuarias en Jinzhon y Gadon, como expansión de los puertos de Hanghua y Tianjin (VDKI, 2012).

Calidad del Carbón

El carbón de China comercializado en el mercado internacional tiene características medias. Tiene humedad, entre 8 y 13% en base húmeda, cenizas un poco altas entre 7 y 13%, contenido de azufre entre 0,3 y 1% y poder calorífico (PCI base húmeda) entre 5900 y 6300 kcal/kg. El índice HGI es medio entre 50 y 54.

Costos

Los costos de producción FOB de China son medios entre 35 y 50 USD/t. Los costos por logística portuaria son bajos, pero como existen grandes recorridos por tierra se encarecen los costos de transporte. Se prevé un encarecimiento

de los costos de producción a futuro por agotamiento de minas a cielo abierto (IEA, 2010).

2.3.2.6 Colombia

Producción

Colombia es el primer exportador de carbón térmico del Atlántico. En 2011 exportó 78 Mt con los siguientes principales destinos, Europa 56 Mt (donde Alemania compró 10,6 Mt y los Países Bajos 7,4 Mt) y América 18 Mt (EEUU 7 Mt, Brasil 1,6 Mt, Canadá 1,4 Mt).

Más del 90% de la producción de carbón colombiano se concentra en dos departamentos con sus respectivos mega proyectos, Cerrejón Norte en La Guajira y La loma en César y por tanto más del 80% de las exportaciones de Colombia están concentradas por dos empresas, Cerrejón (formado por un consorcio de multinacionales, BHPB, Anglo, Xstrata-Glencore) y Drummond. Incluso si agregamos a Prodeco (filial de Glencore) obtenemos más del 93% de los volúmenes exportados.

Se espera que Colombia aumente sus exportaciones en el corto y mediano plazo, satisfaciendo la demanda de Europa y América (VDKI, 2012).

Infraestructura

La infraestructura de puertos y vías férreas colombianas se utiliza al máximo de su capacidad. Por lo tanto existen planes de expansión en ambos sentidos que pretenden lograr una capacidad de exportación de 150 Mt para 2020. En cuanto a la red de vías férreas, están en manos de las mismas empresas que participan en el sector minero, por tanto su infraestructura tiende a acompañar el desarrollo de la producción. De todas formas el transporte ferroviario es el sector de la cadena con mayores inconvenientes. Colombia cuenta con una gran infraestructura portuaria, los puertos más importantes son: Puerto Bolívar,

Drummond (Ciénaga), Carbosan (Santa Marta) y Puerto Buenaventura (en el Pacífico). En estos puertos existen planes de expansión, y modernización con terminales de carga directa. (Colombia, Ministerio de Minas y Energía, 2012; VDKI, 2012).

Calidad del Carbón

El carbón térmico de Colombia se caracteriza por su bajo contenido de cenizas, de 4 a 10% en base húmeda, lo que implica a su vez altos promedios de poder calorífico, 5800 a 6900 kcal/kg (PCI en base húmeda). Como desventajas tiene relativamente alto contenido de humedad (7 a 16%), bajo índice HGI (43–55, “carbones duros”) y alto contenido de volátiles, 30 a 40% en base húmeda lo que puede provocar combustión espontánea.

Costos

Colombia produce su carbón de exportación con bajos costos FOB ya que sus grandes yacimientos se explotan a cielo abierto y en promedio están a 200Km de los puertos respectivos. Estos costos están compuestos por 40% de costos de producción minera, 40% de costos de transporte ferroviario y 20 % de costos de portuarios aproximadamente. Se estima un costo medio de 40 USD/t para el carbón térmico de exportación (IEA, 2010; Shernikau, 2010).

2.3.2.7 EEUU

Producción

Al igual que China, EEUU es un gran productor de carbón y sus vaivenes impactan fuertemente en el mercado internacional. EEUU se ha comportado a la inversa que China pero con mayor moderación en los últimos seis años, donde disminuyó sus importaciones a la mitad (en 2006 30 Mt y en 2011 11 Mt de carbón de alto rango) y aumentó sus exportaciones al doble (en 2006 46 y en 2011 97 Mt de carbón de alto rango). Del total de exportaciones de carbón

de 2011, 34 Mt correspondieron a carbón térmico y 63 Mt a carbón metalúrgico. El destino principal de las exportaciones estadounidenses por vía marítima es el mercado Europeo (49% en 2011). Prácticamente el 90% de las exportaciones la concentran cuatro empresas, Peabody, Consol, Massey y Alpha. Se espera que EEUU reduzca su demanda interna y siga suministrando carbón al mercado Europeo (VDKI, 2012).

Infraestructura

EEUU cuenta con gran infraestructura en el sector. En los últimos años se han realizado grandes inversiones en nuevas terminales portuarias en la costa este y existen seis proyectos en la costa oeste con el fin de permitir futuras exportaciones al mercado del Pacífico. Los cuellos de botella podrían aparecer por el lado del transporte ferroviario, donde existen en varias zonas monopolios de empresas privadas, las cuales han incrementado las tarifas, sin preocuparse demasiado por las inversiones (VDKI, 2012).

Calidad del Carbón

El carbón térmico de EEUU comercializado en el mercado del atlántico, corresponde al de la costa este. Se caracteriza por su alto contenido de azufre (0,5 a 3% en base húmeda). El contenido de cenizas y humedad son medios a bajos, entre 5 y 15% de cenizas y entre 5 y 12% de humedad, ambos en base húmeda. El poder calorífico (PCI base húmeda) es alto de 6000 y 7200 kcal/kg y el índice es medio y alto HGI (35 a 90).

Costos

Los costos de producción FOB estadounidenses están un escalón por encima de los colombianos. Las distancias entre las minas productoras de carbón térmico de exportación y los puertos de la costa este oscilan entre 300 y 500 km, lo cual encarece los costos. El promedio de costos está entre 50 y 60 USD/t (U.S. EIA, 2012b).

2.3.3 Consumidores

El carbón térmico comercializado en el CIM es utilizado por el sector eléctrico (90%) y el industrial (10%). Existen cientos de empresas en todo el mundo dedicadas a la generación de energía en base a carbón importado desde el CIMCT. De esta forma se tiene una estructura de mercado de oligopolio con pocos oferentes y muchos demandantes.

Como se observa en la figura 2.9 la demanda del pacífico es mayor al doble de la demanda del atlántico. En la tabla siguiente se muestran las demandas del CIMCT según los principales consumidores por región.

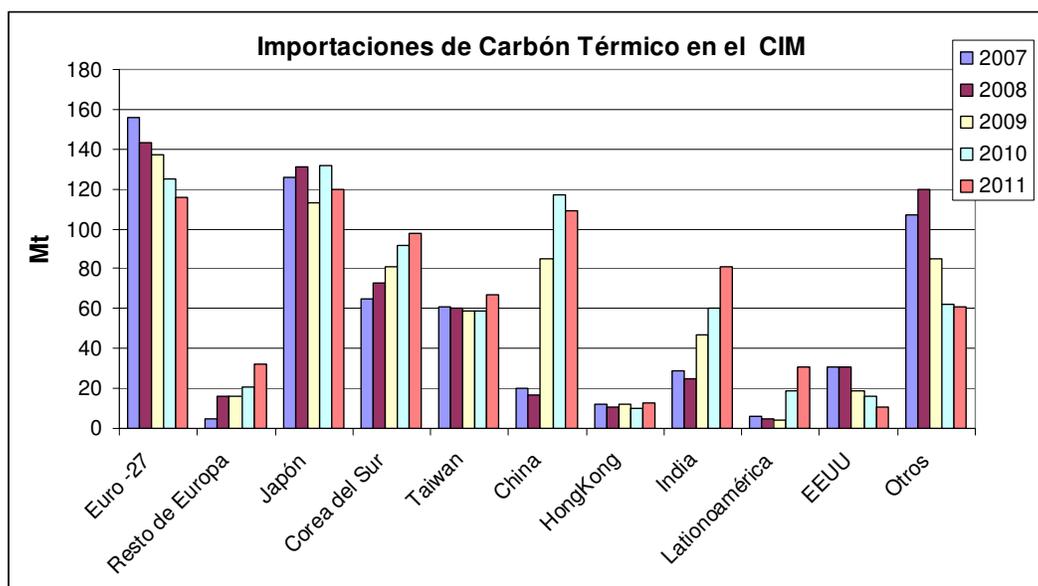


Figura 2.13 Volúmenes de carbón térmico importados del CIMCT por región (Mt). Fuente VDKI 2012

Las empresas consumidoras suelen tener una visión del negocio de largo plazo, debido a sus grandes inversiones en las plantas generadoras y a las características de los contratos celebrados con las empresas eléctricas. La capacidad de almacenamiento de las centrales generalmente se limita entre 2 y 4 meses del consumo nominal, por eso es importante el envío en tiempo de los cargamentos comprados. Para mitigar este problema muchas empresas con varias plantas de generación suelen comprar el carbón FOB y con sus

departamentos comerciales coordinan la llegada de barcos para abastecer el consumo de todas sus plantas. (Shernikau, 2010).

La demanda individual de las plantas generadoras suele ser constante, ya que en general son despachadas en la base del sistema eléctrico por la entidad que lo administra. Claro que esto depende de las particularidades de cada sistema.

Si se observa la demanda de carbón térmico por regiones, esta tiene componentes estacionales dentro de cada año y depende del desarrollo del sector eléctrico y las políticas nacionales respecto a la utilización de los recursos energéticos.

En el corto y mediano plazo se espera un incremento de la generación de energía eléctrica en base a carbón térmico en los países del sudeste asiático debido al gran desarrollo industrial, al bajo consumo eléctrico por habitante que aún mantienen (0,8 MWh/hab.año. en India y 3,5 MWh/hab.año. en China) comparada con los países del primer mundo (8 MWh/hab.año en promedio) y a la decisión político – económica de utilizar este recurso para la generación de energía eléctrica. A pesar de las políticas aplicadas en los países centrales para disminuir el consumo de combustibles fósiles, igual se espera un aumento en la demanda del CIMCT en los próximos años (IEA-CIAB, 2012a; VDKI, 2012).

2.3.4 Agentes Comerciantes

Los agentes comerciantes son los encargados de posibilitar y realizar el vínculo entre consumidores y productores. Estos agentes aparecen en el mercado debido a la falta de liquidez y a la volatilidad del precio.

Sus funciones principales son: i) actuar como amortiguadores de los volúmenes producidos y demandados, ii) financiar cargamentos, iii) coordinar fletes y la logística del negocio, iv) actuar como fuente externa para los consumidores y productores, v) mitigar el riesgo de crédito.

El negocio de los agentes comerciantes es más volátil y requiere de gran flexibilidad, la cual no poseen o no quieren ofrecer las grandes empresas productoras o consumidoras. Estos agentes trabajan estrechamente con los mercados de derivados financieros asociados, que permiten reducir la exposición al precio. Se convierte parcialmente entonces en un negocio especulativo. Se estima que solo el 15% de sus operaciones se realizan en el mercado físico (Shernikau, 2010; VDKI, 2012).

Existen cientos de empresas que operan como agentes comerciantes muchas de ellas filiales de las grandes empresas productoras de carbón, petroleras, del sector gas natural, del sector eléctrico, comercializadoras de materias primas y del sector de la banca de inversión. Ejemplo de estas son: CBB, Cargill, Vitol, Mercuria, Merrill Lynch, Morgan Stanley, Glencore, EDF, etc. (Urbasos, 2011).

2.3.5 Mercado de Fletes

El transporte del carbón por vía marítima se realiza mediante buques de carga de materiales a granel. Estos buques están divididos en tres categorías: (i) Capesize (por su tamaño deben atravesar los océanos por el cabo de Hornos y el de Buena Esperanza, aunque hoy en día lo pueden hacer por el canal de Suez) con una capacidad de carga de 120 a 180 kt, con 300 metros de eslora, 45 metros de manga y 16 metros de calado, representan el 10% de la flota mundial (ii) Panamax (el máximo buque permitido para atravesar el canal de Panamá) con capacidad de 60 a 80 kt, con 225 metros de eslora, 35 metros de manga y 13 metros de calado, representan el 20% de la flota mundial, (iii) Handymax con capacidad de entre 35 y 60 kt, con 200 metros de eslora, 30 metros de manga y 11 metros de calado, representan el 36% de la flota mundial, (iv) Handysize con capacidad entre 10 y 35 kt, representan el 34% de la flota mundial.

Las rutas estándar interoceánicas, R4 (RB - Europa) y R7 (Colombia – Europa) son realizadas con los buques Capesize y Panamax, mientras que las rutas dentro del mercado asiático o por el báltico suelen realizarse con buques más

pequeños (Handymax o Handysize). Estos buques transportan muchos tipos de productos a granel, el principal es el mineral de hierro, seguido por el carbón térmico, el carbón metalúrgico y los granos (Ver Figura 2.14).

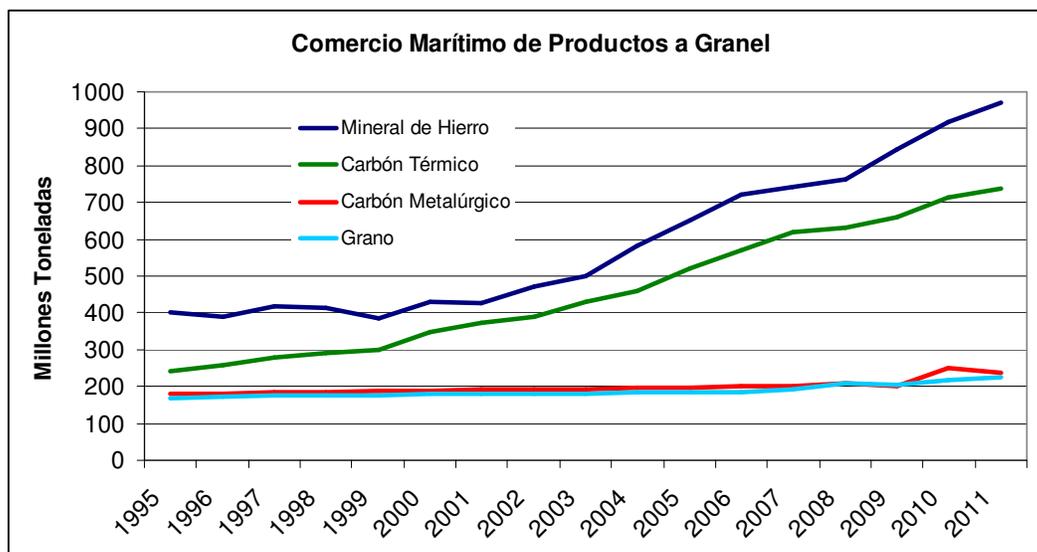


Figura 2.14 Cantidades comercializadas de Productos a Granel. Fuente: IEA

El mercado de fletes se ve muy afectado por el funcionamiento de la industria pesada (consumo de mineral de hierro y carbón metalúrgico) y en segunda instancia por el carbón térmico. A partir de 2002 con la gran demanda asiática de estos productos, se produjo una escasez de buques y aumento de precios. A partir de 2009 los precios volvieron a los niveles de comienzo de siglo. Con las nuevas inversiones en construcción de buques (196 Capesize y 216 Panamax en 2011, más 267 Capesize y 487 Panamax en 2012) se espera que los precios de fletes se mantengan estables.

Los factores principales que influyen en el costo de transporte son el tipo de buque y la ruta a desarrollar. Los precios de transporte suelen fijarse por tonelada transportada o por duración del viaje en días.

Para tener una idea del tiempo de transporte, un flete desde Sudáfrica (RB) a Europa (ARA) suele demorar tres semanas, lo mismo que hacia Japón/Corea. Los fletes desde Colombia demoran dos semanas en llegar a Europa (ARA).

En el mercado del Pacífico un flete desde Newcastle demora dos semanas en llegar a Japón/Corea.

En el primer mes de 2013 las tarifas de flete diarias se encontraban en el siguiente rango: (i) Capesize entre 9000 y 16000 USD/día, (ii) Panamax entre 6000 y 10000 USD/día, (iii) Handymax entre 6000 y 9000 USD/día.

En la figura siguiente se presentan las tarifas de fletes de los recorridos más utilizados para abastecer el mercado Europeo. El índice más utilizado, que marca los precios, en el mercado global de fletes de productos a granel es el BDI.

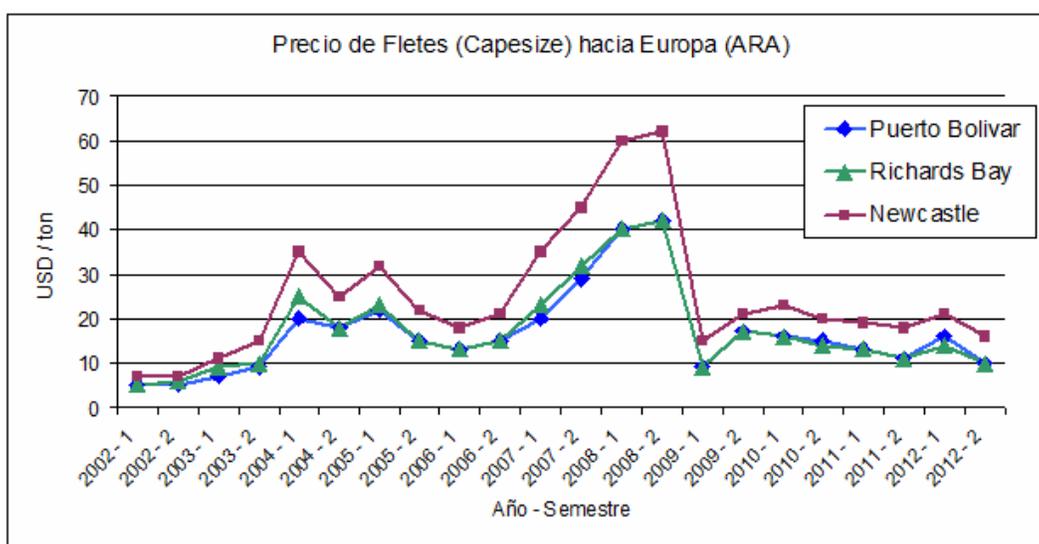


Figura 2.15 Precio de fletes ARA desde Richards Bay, Puerto Bolivar y Newcastle.

Fuente: VDKI 2012.

2.3.6 Contratos

Los contratos de suministros de carbón, son acuerdos comerciales que vinculan legalmente a proveedores y consumidores mediante derechos y obligaciones establecidos en los mismos. El proveedor se obliga a suministrar el carbón en los términos acordados, mientras que el consumidor se compromete a realizar los pagos correspondientes por dicho suministro.

2.3.6.1 Contratos de Largo Plazo

Son contratos de suministro de 2 a 20 años de duración celebrados entre consumidores (central de generación) y productores (empresa minera). En estos se establece la calidad y procedencia del carbón a suministrar, los volúmenes anuales y el plan de entrega. Los contratos de largo plazo representan más del 90% de las compras del CIMCT.

En cuanto a la calidad del carbón se especifican valores estándar y límites, en caso de incumplimiento, dentro de los límites de aceptación, se utilizan fórmulas de ajuste del precio de venta para enmendar los perjuicios del comprador. Por ejemplo es usual utilizar una fórmula de ajuste del estilo (2.3) para variaciones en el poder calorífico. Para variaciones del contenido de azufre se suele incluir en la fórmula de ajuste, parámetros que incluyen el costo de la multa por emisiones de SO₂ (CTA, 2010).

$$AjustePCI = \frac{PCI_{Entregado} - PCI_{Std}}{PCI_{Std}} \times P_{Contrato} \quad (2.3)$$

$$AjusteS = (S_{Std} - S_{Entregado}) \times \alpha \times P_{EmisiónSO2} \quad (2.4)$$

Donde α , es el factor de conversión de kg de azufre a tonelada de SO₂ producido en la combustión.

En el caso de que el proveedor no disponga del carbón de origen prometido, realizando la notificación correspondiente y respetando el resto de las especificaciones, en general se acuerda aceptar de todas formas el envío.

Para el suministro de CT, se especifica un plan de volúmenes a entregar en meses establecidos (los embarques arriban a destino sobre fin de mes). Si existen diferencias en una entrega entre el volumen entregado y el acordado de

±2%, se aceptan las diferencias, sino se paga o deduce de la factura los montos correspondientes.

En los contratos pueden establecerse, aunque no es usual, ciertas flexibilidades en las entregas a realizar. Esta flexibilización viene acompañada de un costo reflejado en el precio acordado. Es usual permitir algún retraso de embarques de hasta 10 días sin establecer multas aduciendo problemas de logística. Adicionando un sobre costo es posible acordar el rechazo de hasta el 10% del volumen pactado anual, siempre que los rechazos se adviertan con un tiempo mayor a tres meses (tiempo suficiente para poder revender el cargamento). También es posible acordar cláusulas de reprogramación de embarques dentro del mismo año (CTA, 2010; Moitra, 2013, April 15).

El precio de compra – venta fijado suele estar indexado. Los índices del sector más utilizados son: API 2, API 4, API 6, (ver 2.3.7). En general el precio establecido resulta inferior al correspondiente a acuerdos de corto plazo.

Ventajas

Este tipo de contratos tiene la ventaja para el productor de asegurarle un ingreso de largo plazo de manera tal de poder pagar las anualidades de las inversiones realizadas y obtener la ganancia correspondiente. Además la empresa minera se ahorra la futura comercialización del carbón que produce. En cuanto al generador se asegura el suministro de materia prima para poder abastecer la demanda eléctrica planificada.

Riesgos

El productor debe asegurarse de realizar las inversiones y las actividades de logística necesarias para cumplir el contrato en tiempo y forma.

La central generadora corre el riesgo de una variación en la demanda de su central y por tanto quedar desajustado su consumo con el suministro de CT. La falta de exactitud en las previsiones de demanda suelen ser fuertes en sectores

eléctricos con competencia de centrales a gas natural o con fuerte presencia de generación hidráulica. Como ejemplo, en España es más difícil realizar una predicción de demanda de las centrales a carbón que en Alemania, debido a la fuerte presencia de generación hidráulica que varía año a año. Una forma de mitigar este riesgo por parte del consumidor, puede ser la compra de cargamentos FOB, de manera tal que si un embarque no va a ser consumido puede ser revendido en el puerto de exportación mediante un agente comerciante del sector (Urbasos, 2011).

Es claro que la posición que asume menos riesgos en estos contratos la tienen las empresas productoras, no en vano hablamos de oligopolio, donde unas pocas empresas concentran más del 80% de la producción en el Atlántico y cerca del 50% del Pacífico.

2.3.6.2 Contratos Spot

El mercado Spot internacional de CT surge a fines del siglo XX, por la necesidad de aportar mayor liquidez en el CIMCT, contrarrestando a la rigidez de los contratos de largo plazo. Los contratos Spot consisten en acuerdos de corto plazo o “contado” donde una parte (agente o productor) se obliga a suministrar cierto volumen de CT en un plazo no inferior a 3 meses, a partir del pago correspondiente por parte del consumidor (Argus, 2013; Urbasos, 2011).

El mercado spot del CIMCT está menos desarrollado que sus pares respectivos de petróleo y sus derivados. Por ejemplo mientras la compra de un cargamento de CT al contado supone una entrega de tres meses, la misma operación para el gas oil demora unos 30 días. En Uruguay la compra de un cargamento spot de gasoil supone un plazo de entrega de 60 días, con Petrobrás como proveedor (ANCAP).

El precio de compra – venta acordado en el Spot es fijo, ya que se trata de una operación “al contado”, y está referenciado a los valores de los índices correspondientes.

Las compras en el mercado Spot se realizan con el fin de ajustar las necesidades reales del consumidor a medida que éstas se van conociendo. Tiene la desventaja de conseguir generalmente precios más elevados que en los contratos de largo plazo. Al productor le permite colocar a buen precio algún sobrante de producción, pero su participación no es de gran interés ya que la volatilidad inherente no le asegura las ventas de su producción.

2.3.7 Índices

Los índices utilizados en el CIMCT son indicadores de la cotización de carbones térmicos estándar comercializados en determinadas regiones y publicados por diferentes firmas. Se calculan averiguando los niveles de precios de los contratos físicos y ofertas de compra – venta que realizan los agentes. A su vez se utilizan para parametrizar los precios en los contratos de largo plazo y fijar precios en los contratos al contado (VDKI, 2012). Los índices principales en el mercado son:

API#2

Determina el precio del carbón térmico CIF comercializado en Europa (ARA) en USD/t y en base a 6000 kcal/kg de PCI. Se publica semanalmente mediante una media de los índices publicados por Argus y Mc Closkey

API#4

Indica el precio del carbón térmico sudafricano estándar FOB comercializado en RBCT (USD/t y 6000 Kcal/kg, PCI). Se publica en los mismos términos que API#2. La diferencia entre ambos índices se denomina flete implícito, pero no necesariamente coincide con el costo de flete RB – ARA, debido a la diversidad de orígenes del carbón europeo importado.

API#6

Representa el precio del carbón térmico australiano estándar FOB comercializado en Newcastle publicado semanalmente por las mismas firmas.

2.3.8 Precios

Históricamente los precios del carbón han mostrado muy poca volatilidad. Sin embargo este comportamiento cambia a partir de 2004. (Ver figura 2.16).

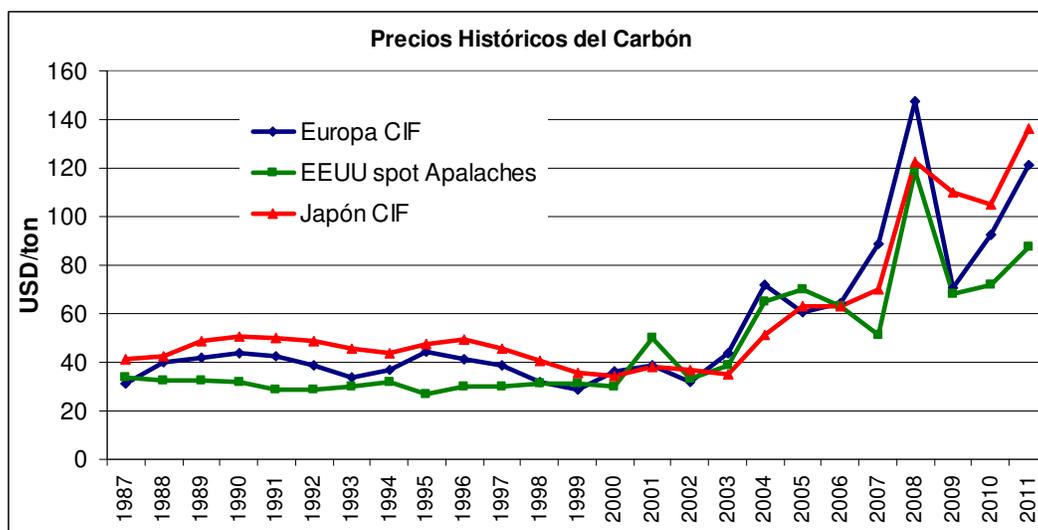


Figura 2.16 Evolución de precios del carbón en diferentes regiones. Fuente: BP.

En los últimos años se observa una brecha de precios entre los mercados del Atlántico y el Pacífico (lo mismo se observa con el gas natural Fig 2.18). En promedio en el Pacífico se comercializa el CT a 20 USD/t por encima del Atlántico.

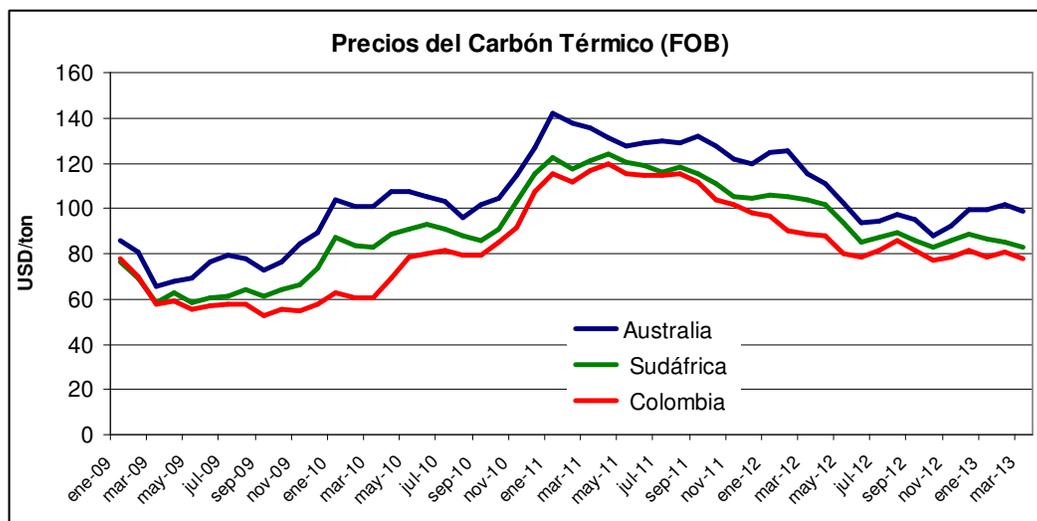


Figura 2.17 Precios FOB de carbón térmico en diferentes regiones desde enero 2009 a marzo 2013. Fuente: World Bank, 2013.

A continuación se presenta la evolución de precios de los principales combustibles competidores del carbón, gas natural y petróleo, para el mismo período 2009-2013. En el caso del gas se muestran tres precios según diferentes regiones.

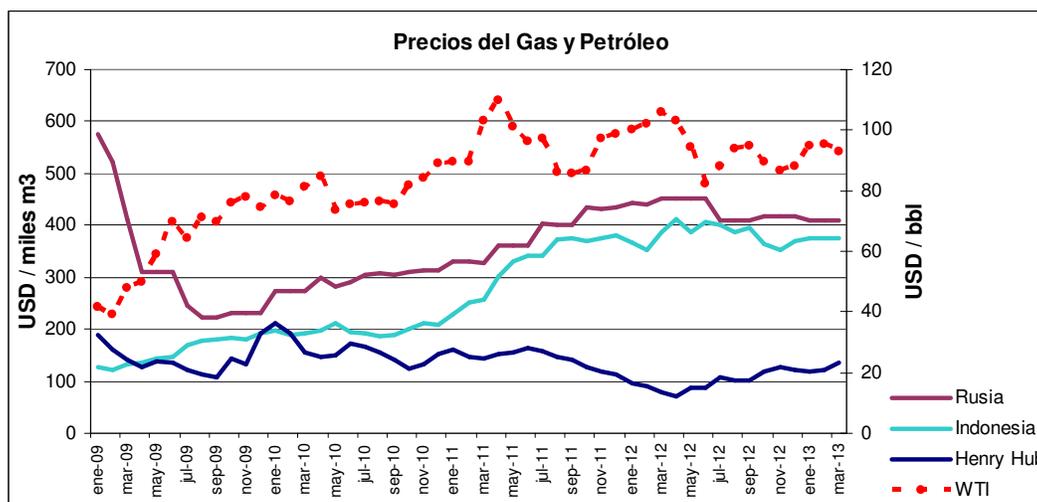


Figura 2.18 Precios de gas natural y petróleo en diferentes regiones desde enero 2009 a marzo 2013. Fuente: World Bank, 2013.

Según diversos informes internacionales (BP, 2012; IEA 2010, WB, 2013; U.S. EIA, 2011) se espera se mantengan en el mediano plazo los niveles actuales

de precios del CT en el mercado internacional. Se destaca la incidencia que tendrán en la formación de precios los países asiáticos, China e India.

Al respecto se cita: “In the AEO2012 Reference case, the average real mine mouth price for U.S. coal increases by 1.5 percent per year, from \$1.76 per million Btu in 2010 to \$2.56 in 2035” (U.S. EIA, 2012b, p. 99). Esto se debe principalmente a aumentos en los costos de explotación de las nuevas minas, compensados con los ahorros por mejoras en tecnologías de producción.

Por su parte desde Londres (DECC, 2012) se proyectan precios de carbón CIF Europa a 2030, estables en 120 USD/t, para su caso medio. La proyección de la IEA para el escenario de “Nuevas Políticas” destaca un precio estable 10 USD por debajo del anterior.

El Banco Mundial en su pronóstico de precios de “comodities” (World Bank, 2013), proyecta un precio de carbón térmico FOB Australia, estable en 91 USD/t para el corto plazo, alcanzando 95 USD/t en 2020 y 100 USD/t en 2025.

2.3.9 Derivados Financieros

Son productos financieros (bonos) cuyo valor se basa en el precio de un activo subyacente, en nuestro caso el precio del CT de alguna región. Requieren una inversión inicial pequeña o nula, aunque se debe disponer de una garantía acorde. Se liquidan en una fecha estipulada futura según el activo subyacente y se negocian en mercados organizados (bolsas de valores) o en contratos específicos (OTC). Estos instrumentos son utilizados para hacer frente al riesgo de precio (volatilidad) del activo subyacente, por parte de consumidores y productores o los utilizan inversionistas para realizar operaciones de especulación. La utilización de este tipo de instrumentos en el mercado de CT es reciente, pero ha tenido gran crecimiento en los últimos años (Ver Figura. 2.19).

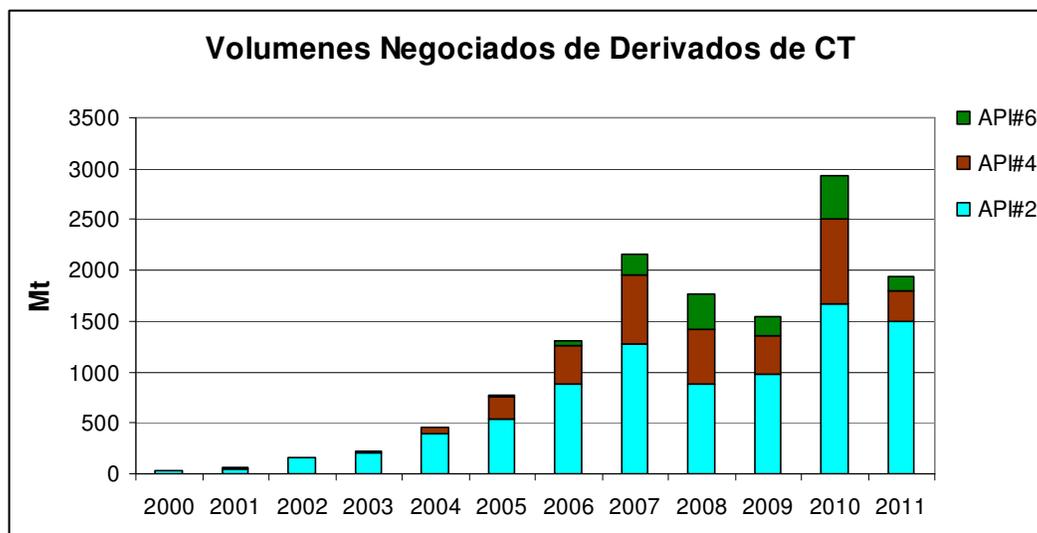


Figura 2.19 Volúmenes Negociados de Derivados Financieros. Fuente VDKI, 2012.

Los volúmenes de derivados comercializados han llegado a triplicar los valores de volúmenes físicos. Se destaca el estancamiento del comercio de derivados, ya que el 70% de estos responden al mercado del atlántico. Se observa la caída de transacciones con el índice API#4 que ha perdido relevancia en el atlántico para adquirirla en el pacífico (India y China).

2.3.9.1 Permuta Financiera (Swap)

Los “Swaps” son contratos financieros a futuro por diferencias, generalmente se negocian OTC, esto es entre partes, por fuera del mercado financiero y posterior a un contrato marco “ISDA”. En los “swaps” se establece el índice, el precio, el período de liquidación, el volumen (toneladas de carbón) y el agente comprador y vendedor (Urbasos, 2011). En el siguiente ejemplo se muestra el funcionamiento típico de un “Swap” de carbón.

Ejemplo 2.1:

Un generador compra en julio de 2013 un “Swap” al Banco Mundial con quien tiene firmado un “ISDA”. El mismo acuerda 50.000 t de CT, API#2 a 100 USD/t

y a diciembre 2013. El objetivo del generador es cubrir el precio de un cargamento físico indexado al API#2 y a pagar en dic-13. Entonces:

- i) El índice publicado en dic-13 resulta de 120 USD/t,
 - El generador recibe 20 USD/t del banco (diferencia entre índice y precio fijado)
 - El generador paga a 120 USD/t el cargamento físico.
 - La operación neta le cuesta al generador 100 USD/t.

- ii) El índice publicado en dic-13 resulta de 80 USD/t,
 - El generador paga 20 USD/t al banco (diferencia entre índice y precio fijado)
 - El generador paga el cargamento a 80 USD/t.
 - La operación neta le cuesta al generador 100 USD/t.

Entonces independientemente de la evolución del mercado de CT el generador se asegura un precio fijo de compra.

2.3.9.2 Contratos Futuros

Son contratos a largo plazo para comprar o vender un activo a un precio fijo en una fecha determinada. Están estandarizados, cotizan en algún mercado financiero organizado, tienen la posibilidad de ser compensados antes del vencimiento y se liquidan (pérdidas o ganancias) las posiciones abiertas al cierre de los mercados. Las grandes diferencias con los “Swaps” están en la organización, el respaldo de una cámara compensatoria ante eventuales incumplimientos y su mayor liquidez debido a los cierres diarios (Urbasos, 2011). Los siguientes ejemplos muestran el funcionamiento de los contratos de futuros.

Ejemplo 2.2:

Un generador que compra un contrato en el mercado de futuro (posición larga) busca ser compensado ante eventuales alzas en los precios del CT en el mercado físico.

Si el contrato fija el precio de 100 USD/t y tiene posición abierta, mientras la cotización del CT se mantiene por encima de 100 USD/t el generador negocia el contrato en el mercado y obtiene ganancias en cada cierre del mercado. Estas ganancias van a compensar las pérdidas por la compra física de los cargamentos ya que el precio del mercado ha subido. Si la cotización se mantiene por debajo del precio del contrato, el generador debe pagar las diferencias en el mercado de futuros, pero sus compras físicas resultan más baratas, obteniendo nuevamente un precio final estabilizado.

Ejemplo 2.3:

Un inversionista que vende (posición corta) en el mercado de futuro, busca obtener ganancias por la futura caída en la cotización del activo subyacente (CT). Si el contrato se fija en 100 USD/t, mientras la cotización permanezca por debajo del valor de referencia obtendrá ganancias de lo contrario obtendrá pérdidas.

Para negociar este tipo de contratos en el mercado financiero se utilizan agentes intermediarios (brokers). Los brokers trabajan mediante el empleo de pantallas (sistema Trayport) con contratos estándar en bloques de 5 kt/mes. Entonces simplificadaamente se negocian cantidades de meses, trimestres, semestres, años. Un producto trimestral supone un volumen de 15 kt, un semestral 30 kt y uno anual 60 kt. Por ejemplo si se quiere cubrir un cargamento de 70 kt se puede comprar un producto anual y 2 mensuales a la fecha correspondiente de cierre y siempre que estén disponibles en el mercado.

3 TECNOLOGÍAS DE LA CADENA DE CARBÓN

El presente capítulo realiza un resumen de las tecnologías utilizadas para la producción, transporte y explotación del carbón térmico utilizado para generación de energía eléctrica. Se focaliza en las actividades y tecnologías que permiten abastecer y explotar las centrales de generación.

3.1 Infraestructura en la Cadena Producción – Consumo

Se describen a continuación las principales actividades que componen la cadena del carbón térmico, que participa del CIM, desde la explotación minera hasta los usos finales.

Estas actividades son: Explotación Minera; Postratamiento y Lavado; Transporte Terrestre; Carga en Puerto; Transporte Marítimo; Descarga en Puerto; Transporte; Almacenamiento para uso final.

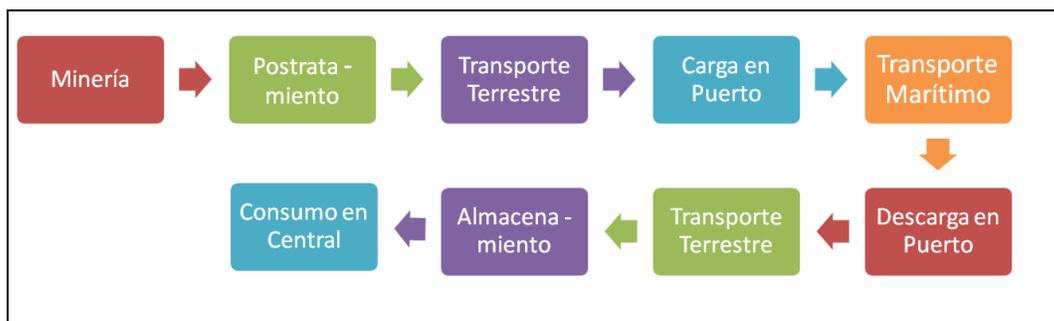


Figura 3.1 Cadena de Producción - Consumo de carbón.

3.1.1 Minería

La explotación minera es clave en el mercado del carbón, se estima que los costos de producción minera determinan el 40% de los costos FOB del CIMCT (Shernikau, 2010).

La explotación minera se realiza mediante dos métodos según las características geológicas del yacimiento, minería a cielo abierto y minería bajo tierra. Si el carbón se aloja a más de 200 m de profundidad se utiliza minería bajo tierra para su extracción, de lo contrario se utiliza minería a cielo abierto.

3.1.1.1 Minería a Cielo Abierto

La explotación a cielo abierto se realiza cuando los yacimientos de carbón afloran a la superficie o se encuentran cerca. Consiste en cavar y extraer el material. Se distinguen los métodos de extracción continua, mediante ruedas excavadoras y cintas transportadoras, y la discontinua utilizando retroexcavadoras y camiones.

Es clave, para evaluar los costos de extracción, determinar el material total a remover (tierra, arena, piedra y otros) para extraer una tonelada de carbón. El porcentaje de material recuperado alcanza el 90% en promedio. La extracción de las últimas capas, no son rentables debido a la baja calidad del carbón (alto contenido de azufre y cenizas) y el mayor nivel de extracción de otros sedimentos (Shernikau, 2010).

3.1.1.2 Minería Bajo Tierra

La extracción minera bajo tierra se realiza mediante dos sistemas: i) Extracción a lo largo “long wall mining”, ii) Extracción por cámaras y pilares “room and pillar mining”.

El avance a lo largo del frente de la veta de carbón, es un método muy eficiente, utilizado en las grandes minas de carbón. Consiste en socavar y extraer el carbón a lo largo de la veta, avanzando y manteniendo el techo con maquinaria hidráulica móvil especializada. A medida que se avanza en la extracción colapsa el techo del flanco trasero. El ancho de avance con este

método puede llegar a los 400 metros. Este método tiene un mejor aprovechamiento del recurso cercano al 80% (Shernikau, 2010).

La extracción por cámaras y pilares consiste en extraer el carbón por zonas formando cámaras o habitaciones una vez extraído el carbón y manteniendo zonas sin explotar “pilares” para sostener el techo. Con este método se logra extraer en el entorno del 60% del recurso, pero con la ventaja de menores costos de inversión debido a la maquinaria.

3.1.1.3 Procesamiento y Lavado

El carbón extraído de la mina llamado ROM (run-of-mine) necesita ser tratado para su comercialización, y dependiendo de su calidad se realizan los diferentes tratamientos. Estos tratamientos incluyen: i) trituración, ii) filtrado, iii) lavado iv) secado.

La trituración se realiza con el fin de reducir el tamaño de la roca extraída. En la extracción se obtienen tamaños de roca de hasta 50 cm de diámetro y se reducen a tamaños menores de 5 cm. Luego se filtra el carbón con el objetivo de eliminar las partículas muy finas (menores a 2mm) que pueden obstruir las máquinas utilizadas en el lavado (Shernikau, 2010; Colombia, Ministerio de Minas y Energía, 2012).

El tratamiento de lavado mejora la calidad del carbón eliminando gran parte de las cenizas del mismo. El lavado consiste en un tratamiento de separación por densidad en un medio acuoso. Se utiliza una emulsión de agua con magnetita, donde el carbón con menos impurezas flota y las rocas más pesadas junto a otras impurezas se hunden.

Luego del lavado se procede al secado del carbón en piletas y mediante centrifugación, para su posterior disposición en las pilas de almacenamiento.

3.1.2 Transporte Terrestre

El transporte terrestre se ha desarrollado para llevar el carbón desde la mina hacia los centros de consumo o los puertos y de los puertos de arribo hacia los centros de consumo. El principal medio de transporte terrestre es el ferrocarril, sin embargo según ciertas características del transporte es posible utilizar carbonoductos o camiones para cargas y recorridos menores.

El transporte ferroviario tiene gran capacidad de carga, buena eficiencia en combustible (por tonelada y km transportado) y baja tasa de siniestralidad. Los dos tipos de configuraciones de trenes utilizados son: los trenes de carga y los trenes unitarios.

Los trenes de carga son trenes multipropósito con vagones que cargan diversos tipos de productos, con una capacidad de 75 toneladas en promedio. Manejan un máximo de 80 vagones, la carga total oscila entre 1500 y 6000 toneladas, las distancias típicas que recorren se ubican entre 200 y 1200 kilómetros con velocidades entre 40km/h y 120km/h. Están equipados con 2 a 4 motores diesel de unos 3000 HP de potencia.

Los trenes unitarios son específicamente diseñados para la carga que transportan (carbón) de origen a destino. Ésta característica los hace más rápidos y baratos. Recorren distancias entre 500 y 4000 kilómetros, con cargas entre 7000 y 13000 toneladas. El tren está compuesto por unos 100 vagones o tolvas en promedio con una capacidad de carga de 130 toneladas. Están impulsados por 4 o 6 motores de unos 3000 HP y por seguridad su marcha está limitada a 80km/h (Thomas, 1983).

Los costos de transporte terrestre rondan el 45% en promedio de los costos FOB de las regiones exportadoras (Shernikau 2010).

3.1.3 Puerto

Las centrales que utilizan el CIM para el suministro de combustible, tienen asociada una terminal portuaria para efectivizar dicho suministro.

Estas terminales deben contar con las obras necesarias para proporcionar a los barcos una zona de abrigo contra el oleaje y que permitan las condiciones para la entrada, evolución y giro de los buques. A no ser que las condiciones naturales del entorno aseguren dichas condiciones.

Para asegurar un correcto tránsito de los buques, el canal de entrada al puerto delimitado por las protecciones debe tener un ancho no menor a la longitud del buque más largo que ingrese al puerto (300 metros). Se recomienda el ingreso y salida de embarcaciones con oleajes máximos de 3 metros (Macdonel, Pindter, Herrejón, Pizá, & López, 2000).

Los diques de abrigo se pueden clasificar en: rompeolas a talud y verticales reflejantes. Los diques rompeolas a talud se componen de varias capas de rocas formando una pirámide o talud recubiertos por una coraza también de piedra de tamaños mayores con sus elementos más ordenados. Así se obtiene una estructura muy resistente. Los factores principales a tomar en cuenta para el diseño son: el oleaje de aguas profundas, la profundidad del agua y la batimetría. Generalmente la altura de la ola de diseño es menor a la máxima dentro de la distribución de alturas, debido a que con una falla con pérdidas de elementos de la coraza, no se pierde la protección. Los diques verticales reflejantes son poco utilizados, están diseñados para que la ola no rompa en ellos sino que se refleje. Son de diseño más simple y requieren condiciones especiales de cimentación y profundidad mayor a 2 veces la altura máxima de ola (para que no rompa sobre él).

La operación de descarga continua dentro de la zona portuaria de los grandes buques graneleros (Panamax y Capesize) puede realizarse con una altura máxima de ola de 1 metro (Macdonel et al., 2000). Para buques de Handysize el límite baja a 0,7 metros. Por tanto los diques de contención deben garantizar

ese oleaje en un porcentaje alto de días al año. En tanto los vientos requeridos para operación segura deben ser menores a 25 km/h.

Para terminales carboneras en mar abierto se estima que los diques de abrigo (taludes) pueden tener longitudes entre 400 y 1000 metros, según el relevamiento realizado para este trabajo a partir de terminales extraídas de la base de datos del Global Energy Observatory (GEO, 2013). En particular llama la atención dos terminales en Israel sobre el mar Mediterráneo a 2 km de la costa (Rutemberg en Ashkelon y Orto Rabin en Hadera) cuyos muelles no poseen obras de abrigo.

Para determinar la profundidad del canal de acceso se debe tomar el calado del buque de diseño y agregarle: el oleaje de operación (5 m), el efecto “squat” por el avance del buque (1 m), resguardo de maniobrabilidad (0,5 a 1 m) y un factor de seguridad de dragado (0,5 a 1 m).

Es deseable que estas terminales permitan el acceso de buques Capesize (16 m). Si no es así se restringe el comercio a buques de menor tamaño, perdiendo competitividad en el mercado de fletes. Si la terminal tiene una profundidad inferior a 14 metros tampoco pueden ingresar buques Panamax, quedando fuera del negocio más del 50% de los buques carboneros que comercian en el Atlántico (VDKI, 2012).

Son muy comunes, en los puertos solo con terminales graneleras, los muelles que ingresan al mar perpendicularmente a la costa 500 a 2000 m, con la finalidad de proveer un sitio de amarre para los barcos. (Ver figura 3.2). Por el mismo muelle, con unos 5 a 10 metros de ancho, se instalan las cintas transportadoras para descargar el material a granel. La longitud del amarradero varía según la cantidad de barcos que se desee amarrar no siendo menor a 250 metros. Allí mismo se ubica la o las grúas para descargar el carbón.



Figura 3.2 Terminales carboneras de Ventanas (Chile) y Gijón España. Fuente Google Earth.

Los muelles se diseñan para soportar las condiciones de oleaje y los impactos debido al amarre de las embarcaciones. Estos prevén sistemas de defensa para absorber la energía por el choque de los buques al amarrar (Macdonel et al., 2000).

Existen dos tipos de grúas de descarga: continua y discontinua. Las grúas de descarga discontinua utilizan una grapa o cuchara para cargar el material del barco (50 t máximo) y vaciarlo en un depósito intermedio en el propio muelle, con una velocidad aproximada de 2000 t/hora (EBHI, 2012). Las grúas de carga continua trabajan con un tornillo que se introduce en las bodegas del barco, así levanta y descarga continuamente el carbón en las cintas transportadoras que lo llevarán al depósito correspondiente. Ver figura 3.3.



Figura 3.3 Ejemplo de los dos tipos de grúas de descarga. Fuente E-Crane, NEUERO.

Las grúas de descarga continua tienen capacidades nominales que pueden llegar a 1500 t/h (descarga un barco Capesize en 5 días) y permiten trasladar directamente el carbón desde el barco hacia el depósito final, mediante cintas

transportadoras. Estas cintas alcanzan distancias del entorno de 2 km, como en el puerto Gijón de España y Beilun en China. Sin embargo en el nordeste de Brasil se construyó una cinta de 14 kilómetros para unir el puerto de Pecem con la central correspondiente.



Figura 3.4 Cinta Transportadora de Central UTE-Pcem (Brasil). Fuente: Google Earth

3.1.4 Almacenamiento en Central de Generación

Mediante el almacenamiento de combustible se logra amortiguar las diferencias de demanda del mercado eléctrico y suministro del mercado de carbón.

En las centrales de generación el carbón se almacena en pilas o montañas en predios al aire libre. Así el carbón se mantiene en buen estado durante 30 o 40 días soportando lluvias, vientos, etc., sin la necesidad de manejo alguno. Para conservar el carbón en buenas condiciones de uno a dos años se requiere un adecuado manejo y operación del mismo. Para esto se dispone el carbón en pilas con forma de prisma de base semielíptica con un largo variable con la cantidad, un ancho de 40 a 45 metros y una altura entre 9 y 12 metros (Adaro, 2010). La superficie de la pila debe estar compactada para evitar el ingreso de aire y agua dentro de la misma.

En los últimos años, en las grandes centrales, se ha extendido la práctica de construir grandes galpones de 1 ha para almacenar el carbón próximo a ser

utilizado en la central generadora. Tal es el caso de las centrales Beluon y Yuhuan en China.

El deterioro del carbón se produce principalmente por oxidación, produciendo zonas calientes pudiendo llegar hasta la combustión. Los factores que afectan dicho proceso en la pila son: la concentración de oxígeno, el tiempo y las condiciones de almacenaje, la temperatura del carbón y las condiciones ambientales. La generación de zonas o puntos calientes está confinada a pequeñas áreas a uno o dos metros de la superficie, generalmente al pie de la pila. Estos puntos calientes son fácilmente manejados removiendo el carbón de la zona, extendiéndolo en una capa fina para que se enfríe y devolviéndolo a la pila recompactando la zona afectada (Adaro, 2010). Salvo en casos de emergencia no se debe enfriar el carbón con agua. El agua estancada en la pila acelera el proceso de calentamiento (el carbón absorbe humedad, condensando el vapor y calentándose). En definitiva con la compactación superficial, una forma adecuada, un buen drenaje y mantenimiento se evita notablemente el deterioro del carbón.

Otro problema de las pilas de carbón es la generación de polvo en períodos con clima seco y ventoso (Ver 4.2.1). Esto se evita con una superficie compacta y rugosa (bajo porcentaje de finos). Se aconseja también humedecer la superficie en estos casos sin abusar para no incrementar el contenido de humedad de todo el carbón.

La calidad del carbón almacenado por largos períodos se ve afectada principalmente por la absorción de humedad de lluvia, la oxidación se limita a la superficie siendo ésta un porcentaje muy menor de todo el carbón almacenado.

La operación y mantenimiento del carbón almacenado se realiza mediante maquinaria pesada, aplanadoras y grúas apiladoras – recuperadoras. Las aplanadoras se usan para la compactación y el mantenimiento de la pila. Las grúas se utilizan para cargar y descargar el carbón. Generalmente una grúa opera dos pilas de 45 metros de ancho a cada lado, moviéndose por su carril a lo largo entre ellas. Ver figura 3.5.



Figura 3.5 Grúa apiladora – recuperadora y maquinaria pesada de compactación y mantenimiento. Fuente: www.adn.com, <http://herryimagery.wordpress.com>.

Para el manejo del stock de carbón se utiliza una estrategia First In First Out (FIFO) evitando tener depósitos más tiempo del necesario.

Se estima una capacidad máxima de almacenamiento, con un buen diseño, de 90 kt / ha (Adaro, 2010). Usualmente las centrales tienen una capacidad de almacenamiento entre 2 y 5 meses de su producción nominal. La tabla 3.1 muestra algunos ejemplos.

Tabla 3.1 Muestra de Almacenamiento de carbón en Centrales

Nombre	País	Potencia (MWe)	Predio de Carbón (ha)	Capacidad de Almacén (kt)	Autonomía en días
Beliun	China	5000	33,2	2685	65
Sines	Portugal	1192	27,6	2230	225
Carbón II	Mexico	1400	25,0	2025	170
Huntly	Neva Zelanda	1000	16,5	1340	160
Matsuura	Japón	700	10,5	850	145
Calaca	Filipinas	600	6,5	530	105
Ukai	India	850	4,7	380	50
Northen	Australia	544	4,5	365	80
Ventanas	Chile	340	4,0	320	110
Collie	Australia	330	3,4	280	100
San Nicolás	Argentina	650	3,1	250	45

Fuente: Global Energy Observatory. Google Earth.

3.2 Centrales de Generación

Las centrales de generación eléctrica que utilizan carbón operan mediante el clásico ciclo de vapor y han sido utilizadas desde fines del siglo XIX. Existen hoy tres tipos de tecnologías aplicadas a estas centrales para la combustión del carbón: combustión de carbón pulverizado (PCC), combustión en lecho fluidizado (FBC) y combustión con gasificación integrada en ciclo combinado (IGCC).

La tecnología PCC representa más del 97% de la generación eléctrica con carbón (IEA, 2011) y su gran desafío pasa por aumentar su rendimiento.

A partir de 1980 se desarrolla la tecnología FBC permitiendo utilizar carbones de baja calidad y mejorando los niveles de emisiones de NO_x y SO₂.

La tecnología IGCC se comienza a desarrollar en la década del 70 del siglo XX con el objetivo de obtener un combustible gaseoso, para utilizar en turbinas de gas con ciclo combinado, a partir del carbón.

Existe un creciente interés mundial por mejorar la eficiencia de las centrales de generación a carbón y reducir sus efectos contaminantes. Al respecto en el plan de acción formulado por el G8 en 2005 se establece:

“We will support efforts to make electricity generation from coal and other fossil fuels cleaner and more efficient...”. (IEA-CIAB, 2010).

Los costos de inversión para la instalación de centrales de generación suelen expresarse en unidades monetarias por unidad de potencia instalada de manera inmediata, típicamente USD/kW, debiendo considerar además los costos financieros por los años de construcción. Los costos de inversión incluyen: costos de estructuras civiles; costos de instalación y suministro de equipos electro-mecánicos; costos del equipamiento eléctrico, instrumentación

y control; costos indirectos de la construcción y costos de la empresa constructora (estudios, permisos, seguros, impuestos, etc) (U.S. EIA, 2013b).

Para analizar costos entre tecnologías, en el sector eléctrico, es usual utilizar el LCOE “levelized cost of energy” que se expresa en USD/MWh. El mismo incluye los costos de inversión, operación y mantenimiento y costos de combustible.

3.2.1 Combustión con Carbón Pulverizado (PCC)

Las plantas PCC representan la tecnología más utilizada a nivel mundial para generar energía eléctrica. Operan con un ciclo de vapor y según su construcción trabajan con diferentes niveles de presión y temperatura. Se clasifican en: subcríticas ($P < 220 \text{ kg/cm}^2$), supercríticas ($300 > P > 221 \text{ kg/cm}^2$) y ultra supercríticas ($P > 300 \text{ kg/cm}^2$).

El carbón previo al ingreso a la cámara de combustión se muele hasta quedar reducido a un polvo casi impalpable el cual puede ser arrastrado por una corriente de aire para ser introducido y quemado en el hogar. Este método ha permitido una mejora notable de la eficiencia en la combustión reduciendo a un 10% el exceso de aire requerido para la combustión de carbón.

Tabla 3.2 Características principales medias de la tecnología PCC.

Tipo de Planta	Rendimiento <i>PCI</i>	Presión de vapor kg/cm^2	Temperatura de vapor $^{\circ}\text{C}$	Emisiones gCO_2/kWh	Consumo t/h.MWe
Subcríticas	34%	80 – 190	450-560	950	0,40
Supercríticas	42%	230 – 280	500-600	800	0,34
Ultrasupercríticas	47%	300 – 320	600-700	700	0,30

Fuente: IEA 2010.

Esta tecnología permite desarrollar centrales con potencias nominales cercanas a 1000MWe por unidad. Ejemplo de ello son las plantas de: Sherer,

Georgia US con 4 unidades de 880Mwe; Waigaoquiao, China con 5 unidades de 1000MWe; y BoA, RWE en Alemania con 2 unidades de 1100MWe (Termuehlen & Emsperger, 2003).

Existe un gran desarrollo a nivel mundial para mejorar los rendimientos de estas plantas, en la figura 3.5 se muestra el reflejo en el rendimiento de algunas mejoras en los ciclos de vapor. Actualmente se encuentran operativas plantas PCC que alcanzan un 45% de rendimiento, como por ejemplo la central de Yuhuan en China con 4 unidades de 1000MW (NRI, 2012).

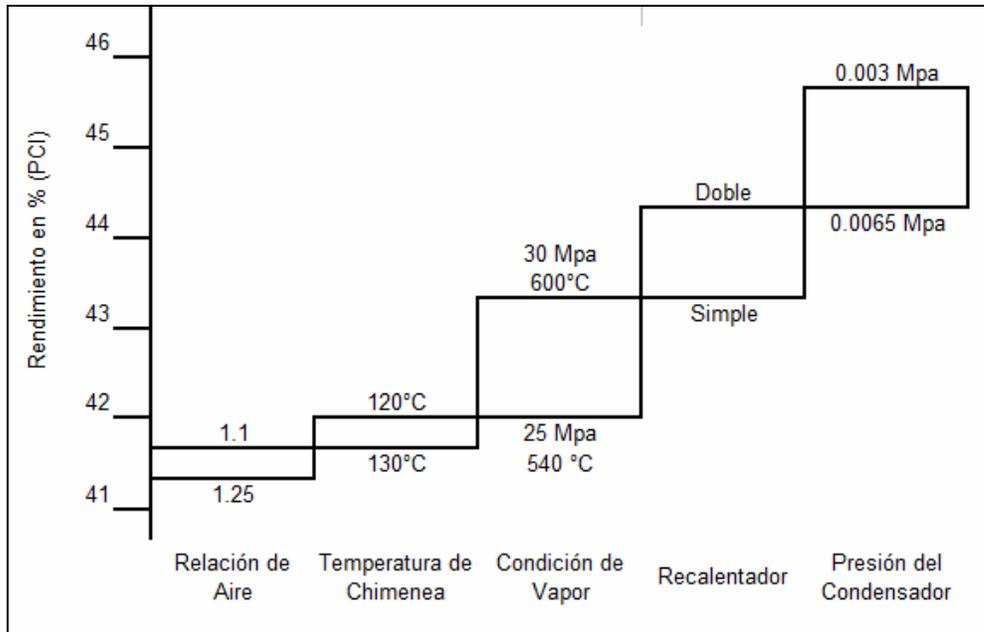


Figura 3.6 Aumento de rendimiento con diferentes mejoras de la planta. Fuente: János Beér, 2006.

A continuación se presenta un esquema básico de una central PCC, mostrando el circuito de agua-vapor y de combustible - humos.

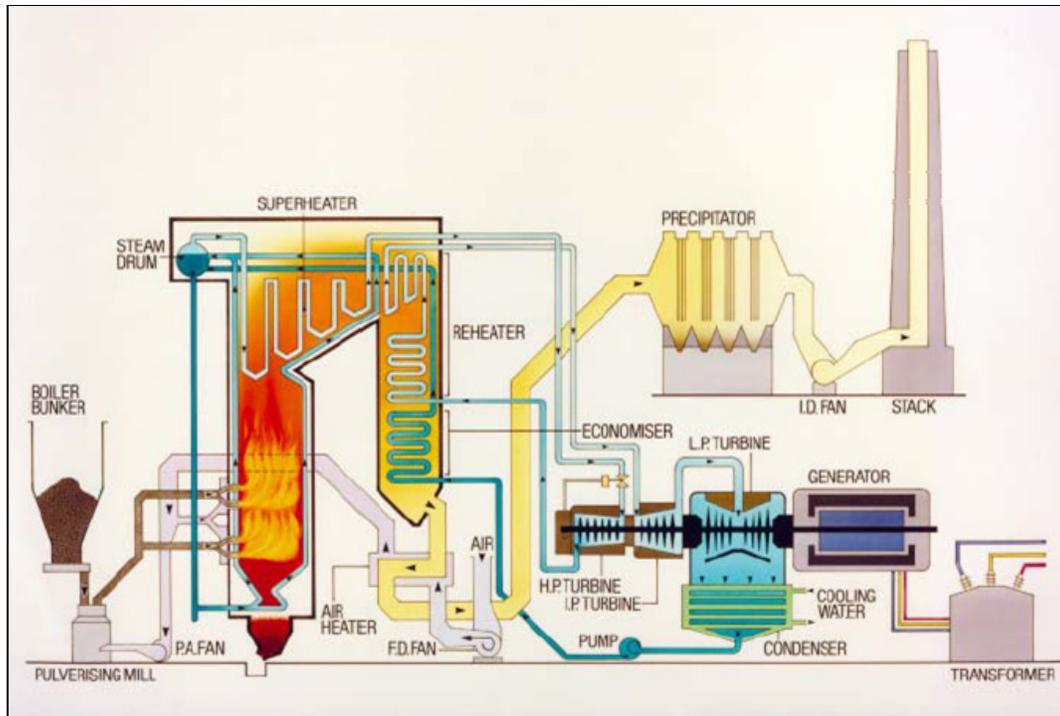


Figura 3.7 Esquema de central de carbón pulverizado. Fuente: IEA.

3.2.1.1 Costos

Los costos de las centrales PCC dependen fuertemente del tipo de planta que se construya (subcrítica o supercrítica), debido principalmente a los diseños y a los materiales que soportan las altas temperaturas y presiones en tubos y turbinas. Estas centrales tienen períodos de construcción de 4 años, por tanto se debe tener en cuenta los costos financieros de ese período.

Las centrales convencionales subcríticas de carbón pulverizado tienen un costo de inversión estimado de 2000 USD/kW (IEA-CCC, 2006).

Las centrales avanzadas (supercríticas) PCC tienen un costo de inversión del entorno de 3000 USD/kW. Los costos de operación y mantenimiento fijos rondan los 35 USD/kW-año y los variables 4.5 USD/MWh (U.S. EIA 2013b).

Como ejemplo, la central John W. Turk (EEUU) de 600 MW, con condiciones USC de vapor (600°C y 260 bar), inaugurada en diciembre de 2012, alcanzó un costo de 1800 MUSD (Power Engineering, 2012a).

3.2.1.2 Pulverización

Con el objetivo de aumentar el área de contacto entre combustible y aire se subdivide cada roca de carbón todo lo posible, transformándolo en “carbón pulverizado”.

Los equipos encargados de pulverizar el carbón son los molinos pulverizadores. El tamaño máximo de carbón suministrado a los molinos suele estar entre 20 y 75 mm. Tamaños mayores producen daño a los molinos.

La cantidad de molinos pulverizadores en una central se determina por su capacidad individual y por las necesidades de reserva. En general se dispone de una instalación de molino pulverizador cada dos quemadores, más uno de reserva. Para el caso típico de un hogar con seis quemadores, se tienen entonces cuatro instalaciones de molienda. La capacidad de almacenamiento de carbón pulverizado se diseña para que sea capaz de atender el consumo de la caldera de 8 a 16 horas.

El sistema integral de pulverización requiere de aire para el transporte de las finas partículas, de esta forma se utiliza aire precalentado para secar a demás de transportar el combustible.

Como se observa en el esquema de la figura 3.8 el molino es alimentado con aire (circuito cerrado) y carbón desde la tolva de ingreso. Luego de la molienda la mezcla de carbón y aire descarga por arriba del molino, siendo aspirada por un extractor el cual obliga a la mezcla a pasar por un ciclón donde se separa el polvo de carbón y el aire. El carbón se recoge en un depósito para luego ser arrastrado hacia los quemadores. El aire, luego del ciclón, regresa al molino pasando por un intercambiador de calor. Regulando la velocidad de la corriente

de aire, se regula el diámetro de las partículas de polvo de carbón que se arrastran desde el molino (Romero Villanueva, 1963).

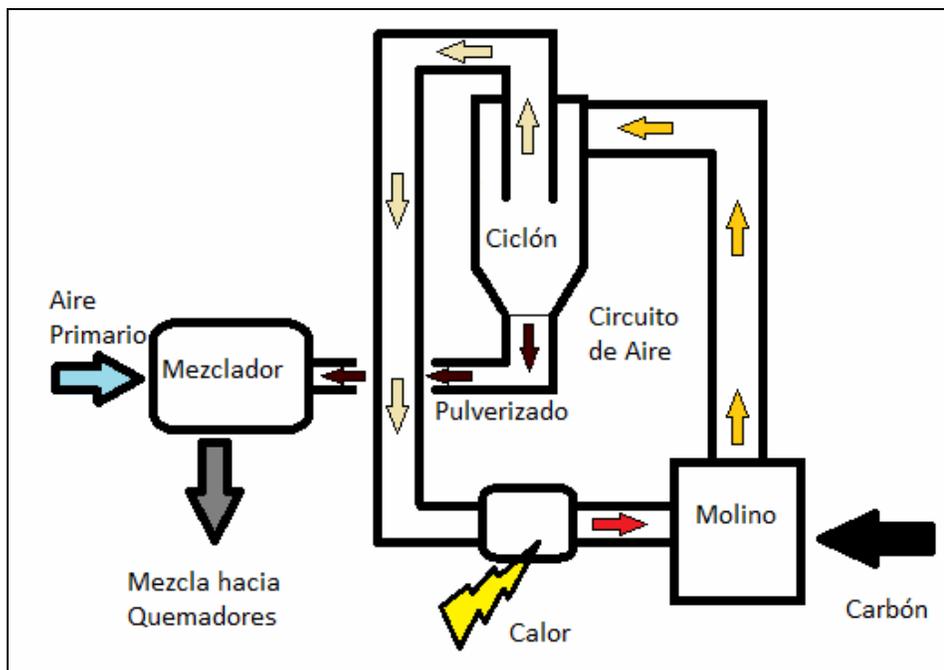


Figura 3.8 Esquema de instalación de Molino.

Los diseños de molinos más utilizados en la actualidad son los molinos de bolas, para carbones duros, y los molinos de sistema pendular (Raymond).

Los molinos de bolas o tipo Hardinge constan de un cilindro giratorio horizontal que tiene en su interior bolas de acero que se ponen en contacto directo con el carbón. La pulverización se obtiene por la percusión de las bolas de acero sobre los trozos de carbón provocada por el movimiento del cilindro. A la cámara cilíndrica ingresa aire a través de una tubería coaxial, arrastra el polvo de carbón y sale por un conducto anular formado entre la tubería de entrada y la cámara.

Los molinos tipo Raymond se componen de un eje vertical giratorio del cual se suspende un sistema pendular formado por rodillos que al girar trituran el carbón contra una corona fija que forma la cámara del molino. Se inyecta aire a la cámara de trituración para arrastrar el polvo de carbón hacia una cámara de separación y luego escapar por la parte superior del molino. Los rodillos y la

corona están sometidos a gran desgaste por eso este tipo de molinos no son aptos para carbones duros o con alta presencia de elementos abrasivos.

El consumo de energía de los molinos suele estar entre 10 y 12 kWh por tonelada de carbón pulverizado (Shield, 1979).

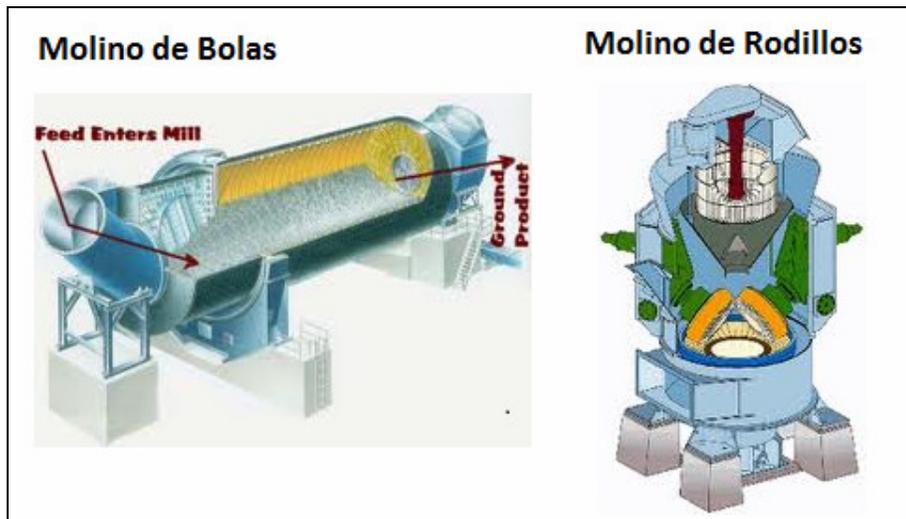


Figura 3.9 Tipos de molinos pulverizadores de carbón. Fuente: Catalogo CAIMAN Mining. www.mine-engineer.com.

3.2.1.3 Combustión

El carbón se quema pulverizado siendo inyectado dentro del hogar en forma similar a la empleada para los combustibles líquidos. Luego de pulverizado el carbón es transportado por el aire primario caliente hacia el quemador. La combustión del carbón pulverizado permite reducir el exceso de aire necesario para la misma hasta un 10%. Con una porción de 15 a 20% de exceso de aire se obtiene menos de un 1% de combustible no quemado en estos sistemas.

Para aumentar la velocidad de combustión y por ende reducir el volumen del hogar (dados los flujos de aire y combustible) es fundamental reducir el tamaño de las partículas de carbón y favorecer el contacto con el aire.

La temperatura alcanzada en el hogar depende de las características del combustible, exceso de aire, ajuste del quemador y de las condiciones de operación. Además es afectada por el diseño del hogar y del estado de las superficies de intercambio.

Las combustiones rápidas producen altas temperaturas las cuales se consiguen regulando los factores mencionados anteriormente (Termuehlen & Emsperger 2003).

Se debe tener especial cuidado que la temperatura superior del hogar no supere la temperatura de fusión de las cenizas del combustible ya que éstas fundidas al pasar por los haces de tubos se enfrían y se adhieren a la superficie del los tubos disminuyendo la conductividad térmica y provocando corrosión.

3.2.1.4 Quemadores

Los quemadores son los encargados de suministrar los reactivos (aire – combustible) al hogar y de lograr la mezcla correcta entre estos con el fin de obtener una combustión satisfactoria.

Básicamente consisten en un cilindro con una tobera que brinda una velocidad entre 15 y 20 m/s de descarga. Por el eje central del quemador se incluye una lanza de encendido con combustible líquido (que se anula en condiciones normales de funcionamiento).

El carbón pulverizado junto al aire primario se dirigen en forma coaxial por el centro del quemador mientras que por la periferia se inyecta el aire secundario. Muchos diseños de quemadores tienen en la descarga un empaletado que les brinda un movimiento de vórtice a los reactivos logrando así una mayor turbulencia y mezcla.

Los nuevos diseños de baja producción de NOx regulan la inyección de aire primario, secundario y terciario. Así reducen en un 40% la producción de NOx (Termuehlen & Emsperger 2003).

Existen diferentes diseños de disposición de los quemadores en el hogar, según las características del generador y el combustible, para lograr una combustión satisfactoria.

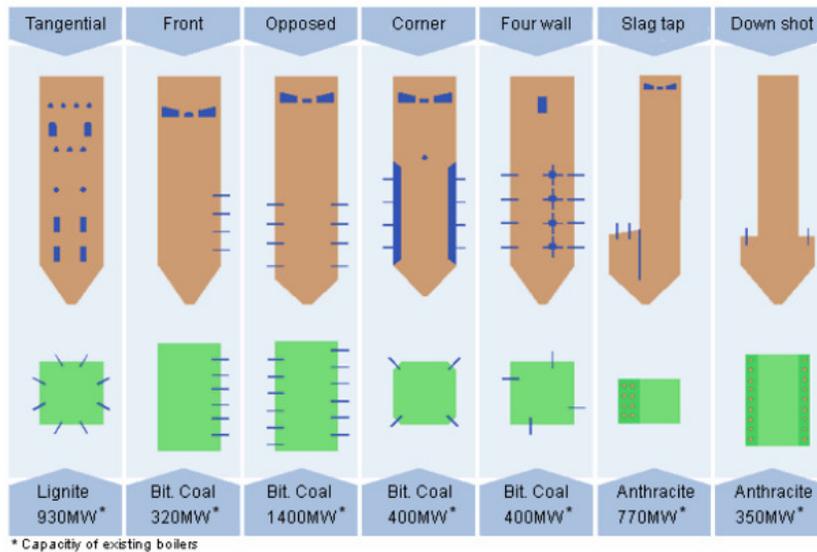


Figura 3.10 Disposición de quemadores en el Hogar. Fuente: Termuehlen & Emsperger 2003.

3.2.1.5 Generador de Vapor

Las centrales PCC utilizan dos diseños de generadores, en dos pasos y en torre. En Japón y EEUU se utilizan los generadores de dos pasos, en Europa utilizan ambos diseños, en particular para quemar lignito se utiliza el diseño en torre (IEA, 2011).

Diseño de Dos pasos

Diseño de Torre

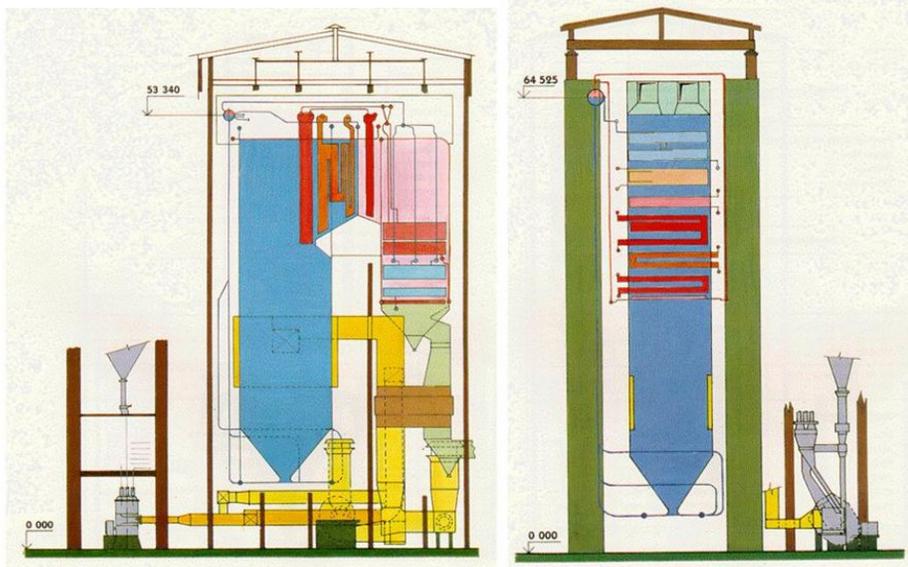


Figura 3.11 Diseños de generadores de carbón pulverizado. Fuente: www.brighthubengineering.com.

Generadores de Vapor Subcríticos

Los generadores de vapor subcríticos trabajan con presiones en el rango de 100 a 200 kg/cm² y temperaturas de vapor sobrecalentado en el rango de 450 a 560 °C.

El generador está suspendido de su estructura de sostén y cuenta con un tanque o domo amortiguador y separador de fases ubicado a gran altura y uno o dos depósitos colectores de barros al pie del generador.

La circulación del agua y el vapor dentro del hogar se realiza de forma natural utilizando la diferencia de densidades vapor - líquido y la altura del hogar. Para los casos en que la presión de trabajo se acerca a la presión crítica (225,4 kg/cm²) es necesario recurrir a la circulación asistida mediante equipos de bombeo (los fabricantes aconsejan utilizar circulación forzada a partir de 160 kg/cm²). Si se trabaja con presiones supercríticas ya no es posible separar el líquido y el vapor, por tanto es necesario utilizar un generador de flujo continuo.

Los generadores de circulación natural tienen un caudal de circulación por el hogar que es entre 6 y 20 veces mayor que el caudal nominal de la caldera. Poseen gran capacidad de almacenamiento que les brinda un buen control automático ante fluctuaciones de carga. El diseño debe ser muy cuidado para evitar puntos de mala circulación y puntos con cargas intensas de fuego que traen con sí una mala refrigeración de la pared del tubo (Shield, 1979).

Los generadores de circulación forzada garantizan la circulación por el evaporador independientemente del diseño, el calor aplicado a la superficie y la diferencia de densidades líquido – vapor. Estos permiten reducir el diámetro de los tubos del hogar (el diámetro pasa de 4” a 1”, ver Fig. 3.11), un diseño menos cuidadoso, altas cargas en el hogar y velocidades de humos. Se obtiene una construcción compacta y liviana, menores volúmenes de agua, menores superficies de calefacción y cargas intensas de fuego.

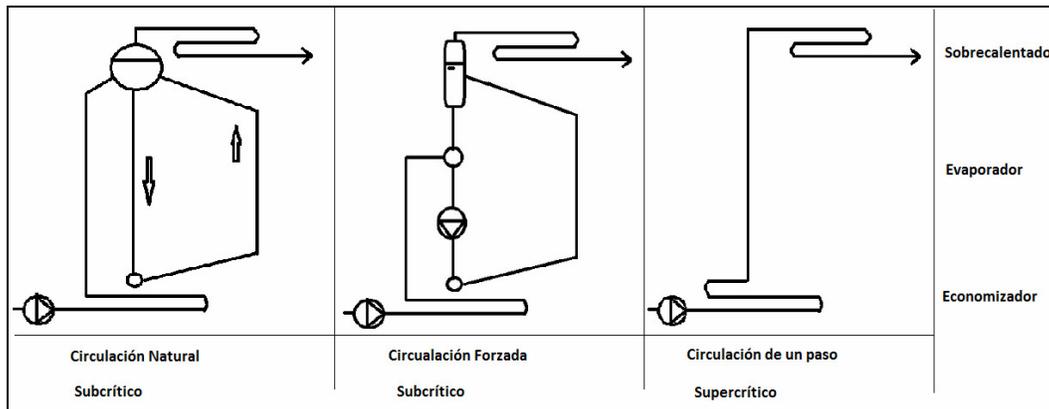


Figura 3.12. Esquemas de circulación de agua por el generador. Fuente: Termuehlen & Emsperger 2003

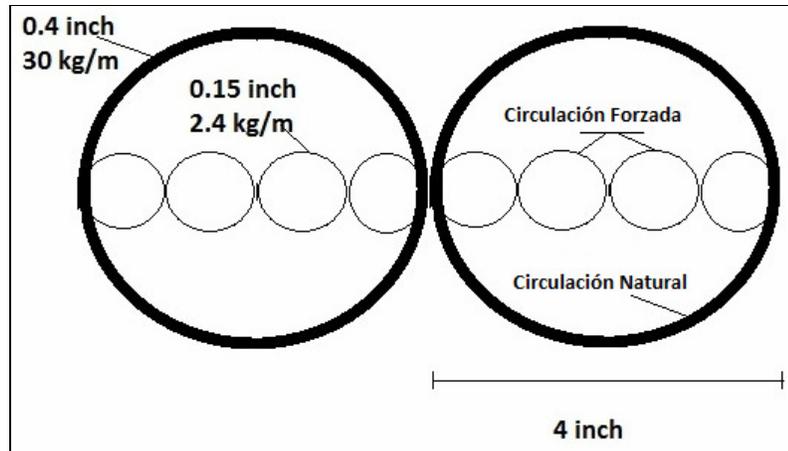


Figura 3.13 Tamaños de los tubos del hogar en circulación natural y forzada a 170 kg/cm² de presión de trabajo. Fuente: Shield, 1979.

Generador de Vapor Supercríticos

Los generadores supercríticos trabajan con presiones superiores a 230 kg/cm² y con temperaturas de vapor sobrecalentado en el rango de 550 a 600°C. El desarrollo de estos generadores se realizó en búsqueda de mejorar las eficiencias en los ciclos termodinámicos.

Los diseños modernos de generadores supercríticos permiten trabajar con presiones inferiores a la nominal en cargas parciales. Este sistema mantiene las eficiencias del ciclo elevadas a cargas parciales, reduce los tiempos de arranque y aumenta la vida útil de las válvulas de alta presión debido al diseño con by pass en las líneas de vapor (Babcock-Hitachi, 2004; Termuehlen & Emsperger, 2003).

En estos generadores no hay distinción de fases por tanto se realiza la circulación del fluido en un paso. Existen dos diseños para establecer la circulación de un solo paso en el hogar, el más utilizado es el arreglo de tubos lisos en espiral el otro es el arreglo en tubos verticales con aletas internas.

La circulación por tubos en espiral disminuye el número de flujo paralelo y por tanto aumenta el flujo de masa de fluido por cada tubo, esto redundará en un aumento en la transferencia de calor permitiendo enfriar adecuadamente las

paredes de los tubos. Hasta con un 40% del flujo nominal se logra mantener una temperatura adecuada en las paredes de los tubos del hogar.

El diseño de tubos verticales permite trabajar solo con cargas parciales mayores al 75% de la carga nominal. Reduce los costos de inversión y operación (menores pérdidas de carga) y ofrece mayor facilidad de instalación y construcción de los tubos (Babcock & Wilcox Company & DOE, 2001).

Dado que estos generadores tienen un solo paso por los tubos del hogar y no tienen la posibilidad de eliminar mediante purga los depósitos de impurezas, el agua de alimentación debe tener condiciones de pureza más restrictivas, encareciendo los costos de tratamiento.

Japón y Corea son líderes en utilización de centrales supercríticas, estas representan más del 70% de la generación con carbón (IEA, 2011).

3.2.1.6 Hogar

El hogar es el lugar diseñado para realizar la combustión. Su diseño depende de la presión de vapor de trabajo. Su volumen debe ser suficiente para permitir la combustión completa del combustible y contener la llama producida.

La temperatura alcanzada en los hogares de la tecnología PCC se encuentra entre los 1200 y 1400 °C. Debido a la gran agitación provocada se logra gran uniformidad en la temperatura de los gases.

El hogar se debe diseñar para poder evacuar con facilidad las cenizas del combustible y no permitir que estas escapen con los gases.

Según las características del generador se tienen diferentes arreglos de tubos en el hogar. El arreglo en espiral se utiliza en los generadores supercríticos, mientras que el arreglo de tubos verticales se utiliza en generadores subcríticos

y en algún tipo de supercríticos, siendo necesarias aquí las aletas internas para aumentar su refrigeración.

3.2.1.7 Materiales de tubos

Los materiales utilizados para los tubos de agua se eligen según las exigencias de temperatura y presión. En los generadores subcríticos las paredes de los tubos del hogar y el economizador trabajan a temperaturas inferiores a 360 °C por eso se utilizan tubos de acero al carbono para su construcción (por ejemplo SAE 1045).

Dado que en el sobrecalentador se registran temperaturas de pared superiores estos se construyen con tubos de aceros aleados especialmente con un contenido de molibdeno encima del 1% el cual le brinda resistencia a las altas temperaturas, también se utilizan aceros inoxidable martensíticos que tienen un 12% de cromo y 1% de molibdeno (Babcock-Hitachi, 2004).

En el caso de las calderas supercríticas en las zonas críticas como sobrecalentadores, recalentadores y turbina se deben utilizar aceros inoxidable martensíticos avanzados, estos aceros contienen Cr, Mo, W, Ni, y V, con los cuales se logra duplicar la resistencia del acero a 600 °C de temperatura respecto a los martensíticos inoxidable, 12% CrMoV. La desventaja que presentan es su alto costo, dado particularmente por el níquel (János Béer, 2006; Termuehlen & Emsperger 2003).

3.2.1.8 Intercambiadores Convectivos

A continuación se realiza una descripción somera de los intercambiadores convectivos presentes en los generadores PCC.

La transferencia de calor por convección en los generadores se realiza en las siguientes superficies de intercambio: sobrecalentadores, recalentadores, economizadores y precalentadores de aire.

Los intercambiadores de humos – fluido se componen de haces de tubos atravesados por la masa de gases calientes. El diseño de estos no ha presentado grandes innovaciones, salvo en los materiales utilizados en los tubos que permiten resistir mayores temperaturas y presiones.

Los sobrecalentadores pueden ser radiantes o convectivos. Los radiantes tienen sus haces de tubos colgantes enfrentados a la llama radiante, mientras que en los convectivos los haces de tubos están en un plano por donde circulan los gases calientes. La combinación de ambos permite mantener una temperatura constante de vapor sobrecalentado a la entrada de la turbina.

El recalentador consiste en un haz de tubos, por donde circula el vapor que sale de la turbina de alta presión, atravesado por la corriente de humos. El objetivo del recalentador es calentar el vapor de media presión para inyectarlo en la turbina de baja presión.

El economizador es un intercambiador de recuperación agua – humos, cuyo objetivo es precalentar el agua que ingresa al hogar. El área de intercambio está limitada por la temperatura de salida de humos, si esta es inferior al punto de rocío, el vapor de agua en los humos condensa se combina con el azufre presente formando ácido sulfuroso de gran poder corrosivo para los aceros de construcción.

El diseño de precalentadores de aire más utilizado es el regenerativo de tipo Ljungstrom, que consiste en un rotor giratorio (2 rpm) relleno de chapa corrugada que es atravesado por aire en una mitad y humos en la otra. A medida que el rotor gira las chapas que almacenan el calor en la zona caliente (humos) lo ceden a la zona fría (entrada de aire).

3.2.1.9 Tratamiento de Cenizas

Las cenizas, que forman parte del combustible, al no participar en la reacción van cayendo por su propio peso al fondo del hogar, mientras que cierto porcentaje de estas puede ser arrastrado por los gases de combustión generando problemas en los intercambiadores.

Las cenizas están compuestas principalmente por óxidos de metales, la temperatura de fusión de estas depende de la composición que es variable según el tipo de carbón, los componentes de metales ácidos aumentan el punto de fusión y los básicos la disminuyen.

La temperatura alcanzada en el hogar de la tecnología de carbón pulverizado es suficiente para alcanzar el punto de fusión de las cenizas. Por tanto las cenizas fundidas que son arrastradas por los gases de combustión (se estiman en un 30%) se depositan en los intercambiadores, se enfrían en la pared de los tubos y generan una capa difícil de remover, que corroe y dificulta el intercambio (Shield, 1979).

En las tecnologías PCC se dispone de una tolva colectora de cenizas en el piso del hogar para evacuarlas. Las paredes de tubos del hogar se van estrechando en la parte inferior para finalmente desembocar en la tolva que colecta las cenizas (Figura 3.14).

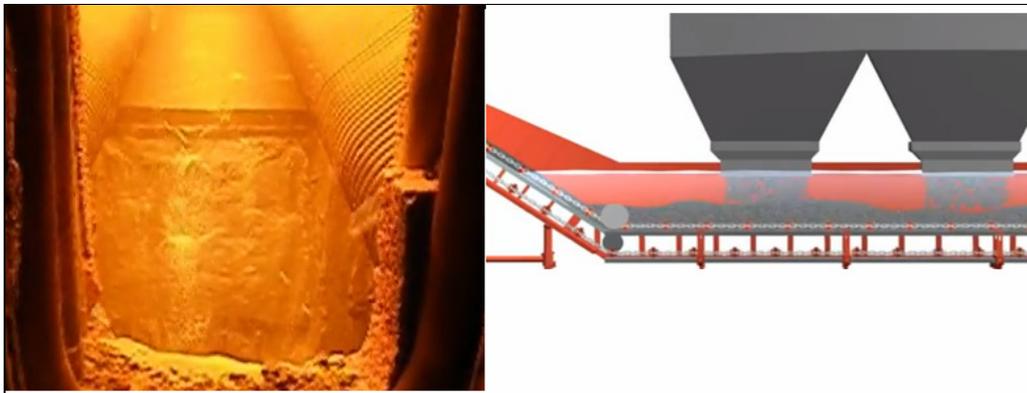


Figura 3.14 Tolva colectora de cenizas del hogar. Descarga y enfriamiento de cenizas.

Fuente: www.youtube.com

De las tolvas del hogar las cenizas caen en una cinta transportadora que contiene agua de enfriamiento. A partir de allí son transportadas por la cinta hacia un silo de almacenamiento o directamente hacia su disposición final en terreno o estanques.

Las cenizas que son arrastradas por los gases son recogidas posteriormente con algunos dispositivos para este fin, (precipitadores electrostáticos, filtros de manga o ciclones) enfriadas por corriente de aire y conducidas mediante cintas transportadoras a los silos de almacenamiento.

3.2.1.10 Turbinas

El diseño de las turbinas de vapor se ha mejorado notablemente en las últimas décadas consiguiendo rendimientos por encima del 90%, en base al perfeccionamiento de los perfiles de álabes de tres dimensiones y los materiales que hacen posible el trabajo a altas presiones y temperaturas (Termuehlen & Emsperger 2003).

Las grandes centrales PCC, con unidades generadoras que llegan a los 1000MW, tienen diseños de turbinas mono eje en 3 etapas: turbina de alta, intermedia y de baja presión. Centrales con unidades generadoras más pequeñas utilizan turbinas de dos etapas.

La turbina de alta presión está diseñada para soportar las más altas temperaturas y presiones (por ejemplo 300 bar, 600°C) por lo tanto para su construcción requiere aceros de aleación avanzada. Es usual construir las turbinas de alta presión con la posibilidad de realizar extracciones de vapor, a unos 90 bar, para precalentar el agua de entrada a la caldera aumentando así la eficiencia del ciclo.

La turbina de presión intermedia también debe ser diseñada con materiales para soportar altas temperaturas de trabajo. Su diseño puede ser de doble flujo como las turbinas de baja presión o de flujo simple (Fig 3.15).

La turbina de baja presión ve incrementado el flujo volumétrico de vapor por eso su tamaño es claramente mayor. No tiene exigencias de alta temperatura pero sí de erosión y corrosión por presencia de gotas de agua. Aceros aleados con 3,5% de níquel, cromo y molibdeno le brindan gran resistencia y ductilidad a las palas para operar con confiabilidad. Inclusive las palas de las últimas etapas de la turbina se construyen con aleaciones de titanio con las cuales se obtienen pesos menores y muy buena resistencia (Termuehlen & Emsperger 2003).

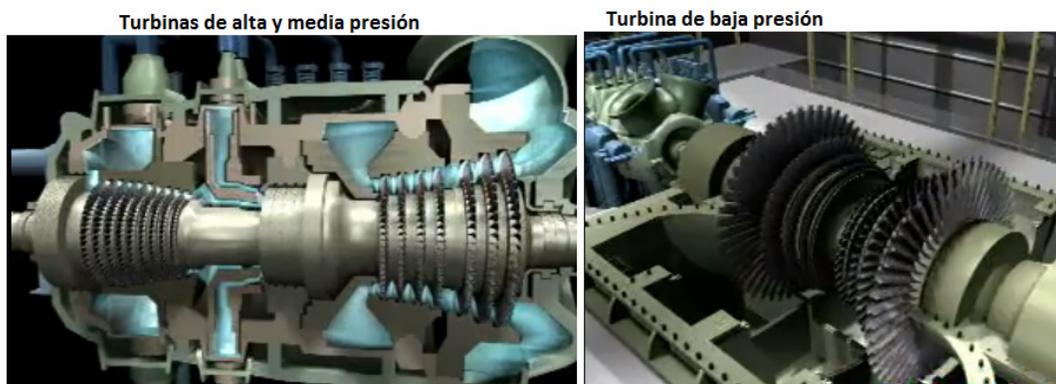


Figura 3.15 Turbinas de vapor en tandem. De alta, intermedia y baja presión. Fuente: www.toutube.com.

3.2.1.11 Características de O&M

Las centrales PCC están diseñadas para trabajar a carga nominal y tienen dificultades para operar a potencias variables siguiendo carga. Sin embargo hoy se construyen plantas supercríticas con control de carga por presión deslizante que operan con facilidad entre 30 y 100% de la carga. Aunque uno de los grandes problemas de operar en forma cíclica es el estrés por fatiga térmica a la que se ve sometida la central (Babcock-Hitachi, 2004).

El arranque de estas centrales es lento ya que para alcanzar las temperaturas de régimen se deben calentar enormes masas de fluidos y de equipamiento. Normalmente el período de arranque se encuentra en el entorno de las 10

horas, pudiendo variar este con los diseños y tecnologías utilizadas. Se obtienen mayores tiempos en calderas de circulación natural y menores en calderas de un paso en tubos.

Es deseable que este tipo de tecnologías funcionen generando en la base del sistema eléctrico. De no ser posible se espera que tengan ciclos de arranque parada del orden de las semanas a meses.

Las faltas o indisponibilidades fortuitas en las centrales PCC se deben principalmente a roturas en los tubos de la caldera, se estima una indisponibilidad del 3 % por este tipo de fallas, sobre un global de 5%. Los principales mecanismo de falla de los tubos son grietas por altas temperaturas, erosión por cenizas volantes, sobrecalentamientos por mala circulación de agua, corrosión del lado expuesto al hogar y fatiga térmica (Termuehlen & Emsperger 2003).

El mantenimiento preventivo anual que requieren estas plantas se estima en el entorno de 15 días, obteniendo así una indisponibilidad global aproximada de 10%.

3.2.2 Combustión en Lecho Fluidizado (FBC)

La combustión en lecho fluidizado (FBC) es una tecnología empleada para combustibles sólidos especialmente de bajo poder calorífico. Consiste en suspender el combustible en la cámara de combustión soplando aire desde abajo de la parrilla. El resultado es una mezcla turbulenta (burbujeante) de gas y sólido, una “fluidización de la mezcla”.

Existen dos diseños de combustión FBC: Burbujeante (BFBC) y Circulante (CFBC). La combustión en lecho burbujeante se alcanza con menores velocidades de fluidización, logra menor eficiencia de combustión y tiene un diseño de construcción más simple. La combustión en lecho circulante necesita disponer de un ciclón anexo a la cámara de combustión para evitar el arrastre

de partículas sólidas, es más eficiente, permite diseños de unidades mayores y es el diseño de futuro de la tecnología.

Esta tecnología representa el 2% de la generación con carbón a nivel mundial. Su gran limitación es el tamaño máximo de diseño alcanzado por las unidades. Se construyen y comercializan unidades BFBC hasta 250 MWe y unidades CFBC subcríticas entre 300 y 400 MWe. Se están desarrollando centrales CFBC supercríticas entre 400 y 800 MWe (IEA, 2011). La central Lagisza en Polonia fue la primera de su clase (CFBC supercrítica) de 460MWe operativa desde 2009 (Foster Wheeler, 2006).

En estas centrales se obtienen temperaturas de hogar entre 800 y 900°C, lo cual produce menores niveles de NOx en la caldera. A su vez esta baja temperatura evita la fusión de las cenizas y permite capturar el SO2 en el hogar mediante la adición de piedra caliza.

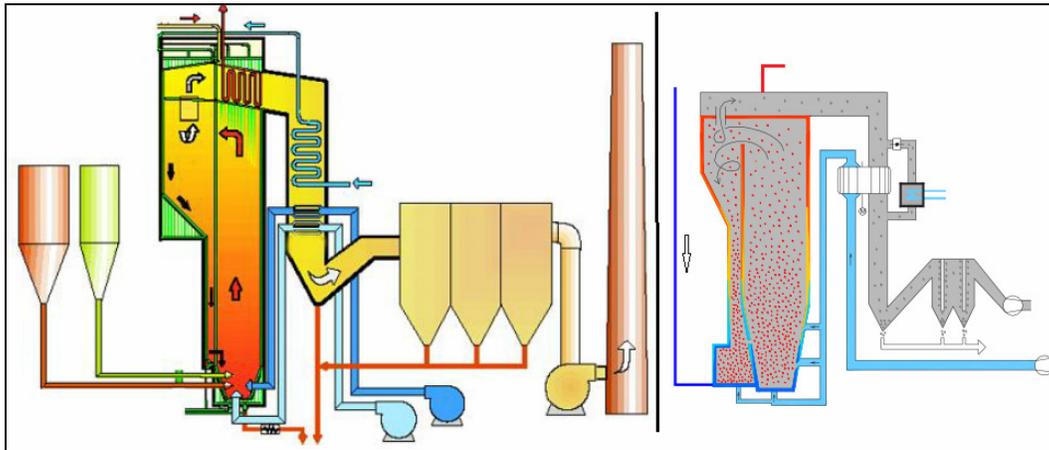


Figura 3.16 Esquema de una caldera CFBC. Fuente: European Comission

3.2.2.1 Costos

Los costos de inversión de esta tecnología son similares a los de las centrales PCC (János Beér, 2004). Los costos de O&M fijos son relativamente altos 105 USD/kW-año y los variables alcanzan los 5 USD/MWh (U.S. EIA, 2013b). Los

costos de combustible suelen ser menores ya que se puede utilizar carbones de baja calidad.

3.2.2.2 Combustión

Esta tecnología permite quemar carbones de baja calidad (hasta con 60% de cenizas) y mezclas de carbones con biomasa.

En el hogar de lecho fluidizado se mantiene un volumen constante del lecho, alimentando en forma continua el combustible y realizando la extracción continua de cenizas. El aire se inyecta a través de la parrilla distribuidora, por el fondo del lecho regulando la velocidad de fluidización. El tiempo de residencia de las partículas de carbón en el lecho varía desde fracciones de minutos a unos pocos minutos. La gran mezcla, homogeneización y tiempos de residencia en el lecho permiten obtener una cantidad de combustible no quemado muy baja. También se obtienen temperaturas de combustión bajas (800-900 °C) produciendo niveles de NOx bajos 250 mg/kWh y permitiendo que la cenizas no se fundan (Prieto, 2004).

El lecho se alimenta con piedra caliza (CaCO_3) con el fin de absorber el SO_2 producido en la combustión. La caliza se calcina formando óxidos de calcio (CaO) que luego reaccionan con el dióxido de azufre formando sulfatos (CaSO_4) que se eliminan con las cenizas.

Con estas características de la combustión en el lecho fluidizado no son necesarios los dispositivos para control de emisiones como la reducción catalítica selectiva (NOx) ni los lavadores gases para disminuir el SO_2 en humos (EU, 2004).

3.2.3 Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (IGCC)

Las centrales de gasificación integrada en ciclo combinado (IGCC) emplean un ciclo combinado convencional para generar energía a partir de un gas de síntesis generado en una cámara presurizada mediante oxígeno y carbón.

Esta tecnología se encuentra actualmente en desarrollo. Existen unas 8 plantas construidas y operativas en todo el mundo, con potencias nominales del entorno de 250 MWe. Como ejemplo a fines de 2012 fue inaugurada la mayor central IGCC, Edwardsport en Indiana por Duke Energy de 618 MWe. (IEA, 2011).

3.2.3.1 Costos

Los costos de esta tecnología son elevados respecto a sus pares. El costo de inversión se estima en 4400 USD/kW. Los costos fijos de O&M alcanzan los 62 USD/kW-año y los variables 7 USD/MWh. Si a la planta se le adiciona la captura y almacenamiento de CO₂ los costos totales de inversión llegan a 6600 USD/kW mientras que los costos de O&M fijos y variables aumentan un 17% (U.S. EIA, 2013b).

3.2.3.2 Ciclo de Gasificación Integrada

La tecnología consiste en gasificar el carbón para luego utilizar el gas de síntesis en un ciclo combinado. La gasificación del carbón se produce en una cámara a presión, gasificador, a unos 30 kg/cm² que se alimenta con oxígeno (95% de pureza) y una mezcla de carbón pulverizado y agua. El oxígeno se obtiene a partir de una unidad de separación a presión, por la que también se obtiene nitrógeno para diluir el gas en la turbina. En el gasificador se oxida el carbón produciendo un gas compuesto por H₂, CO, CO₂, CH₄, H₂O, H₂S, COS y NH₃. A la vez que se genera vapor para utilizar posteriormente en la turbina de vapor.

El gas de síntesis generado debe ser filtrado, eliminando el material particulado, enfriado y procesado para eliminar el cloro, el azufre, el agua y los ácidos. Una vez limpio de impurezas el gas se utiliza en la turbina de gas para generar energía. Dado el sistema de limpieza del gas de síntesis se obtienen muy bajos niveles de emisiones de NO_x (30 mg/kWh) y SO_2 (100 mg/kWh) (EU, 2004; János Beér, 2006; U.S. EIA, 2011).

El esquema básico de funcionamiento se muestra a continuación.

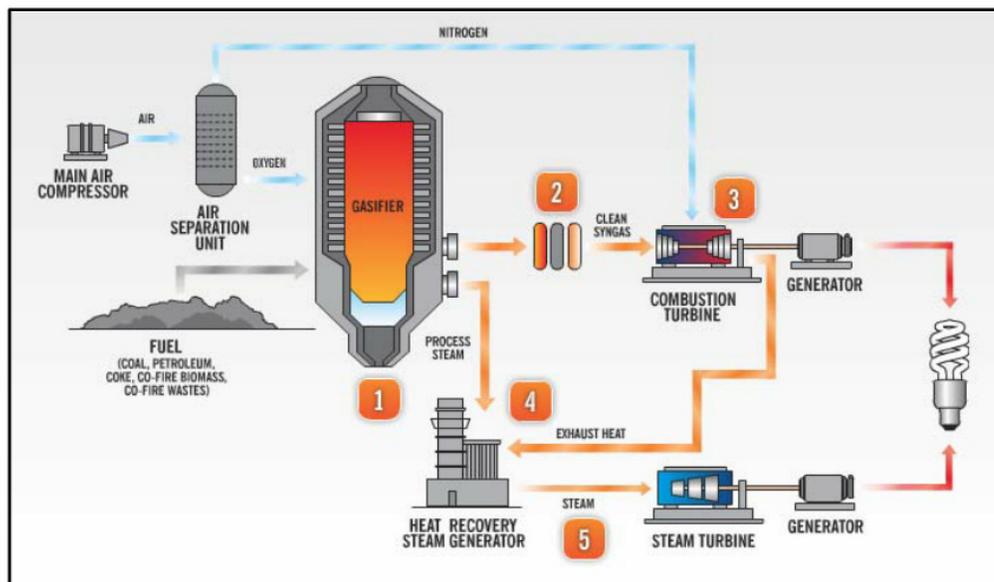


Figura 3.17 Esquema de planta IGCC. 1 Cámara gasificadota, 2 Filtro y limpieza de gas, 3 Turbina de gas, 4 Caldera de recuperación, 5 Turbina de vapor. Fuente U.S. EIA.

3.2.4 Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)

Las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) son aplicaciones técnicas para capturar el CO_2 producido en la combustión, comprimirlo y luego almacenarlo, con el fin de evitar su emisión a la atmósfera. Esta tecnología se aplica de diferentes formas según se trate de plantas PCC, FBC o IGCC.

En 2010 existían 17 plantas industriales operativas a escala comercial de captura de CO_2 en todo el mundo. Sin embargo solo funcionan cuatro en

plantas de generación de energía eléctrica (NETL, 2011). Estas son: AES Warrior Run Power Plant (EEUU), AES Shady Point Power Plant (EEUU), Searles Valley Minerals (EEUU), Vattenfall Schwarze Pumpe Plant (Alemania).

Se espera que en 2020 haya 100 proyectos CCS funcionando y 3000 en 2050 capturando un total de 5 Gt anuales (IEA, 2012b).

3.2.4.1 Costos

El aumento en los costos de inversión en una planta PCC por instalar la tecnología CCS se estima en 1800 USD/kW. Los costos de O&M prácticamente se duplican aumentando 35 USD/kW-año los fijos y 5 USD/MWh los variables (U.S. EIA, 2013b). Estas estimaciones se realizan a partir de los pocos proyectos comerciales existentes que no son a gran escala.

3.2.4.2 Captura

Para las plantas PCC y FBC la tecnología de captura en post combustión resulta la más adecuada. Esta consiste en separar el CO₂ de los humos y comprimirlo para su posterior transporte.

Por medio de un sistema de absorción química (mediante un solvente alcalino como una amina) se separa el CO₂ del resto de los humos. El solvente junto al CO₂ pasan a una cámara de separación donde se regenera el solvente y se extrae el CO₂. Para este proceso se necesita suministrar energía, por esto y para alimentar el compresor de CO₂, se debe aumentar en un 33% la producción del generador de vapor (IPCC, 2005).

Estos sistemas tienen un rendimiento entre 85% y 95% en la remoción del CO₂ y así se espera lograr emisiones de 110 gCO₂/kWh para las plantas PCC (IEA, 2010).

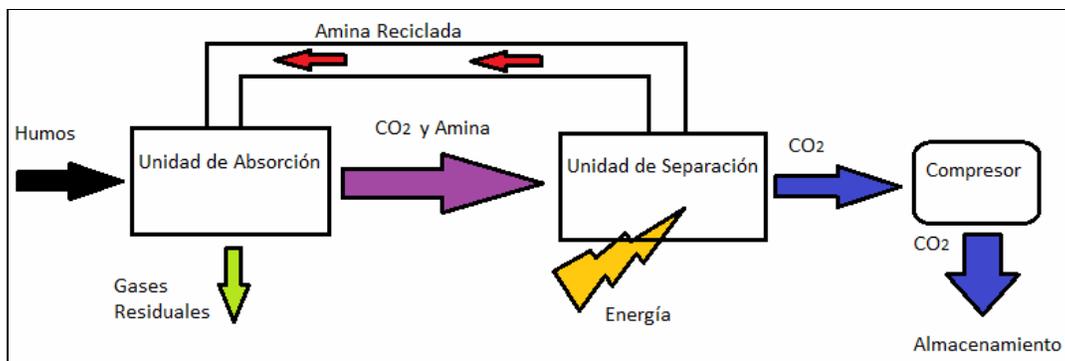


Figura 3.18 Esquema de planta de captura de CO₂. Fuente: IPCC, 2005

En el caso de las plantas IGCC al proceso de limpieza del gas de síntesis se le adiciona una estación de separación de gases ácidos. Luego de capturado el CO₂ se comprime quedando disponible para su almacenamiento.

3.2.4.3 Almacenamiento

Existen dos conceptos con posibilidades de desarrollo para la disposición final del dióxido de carbono, uno es el almacenamiento geológico y otro es el almacenamiento mineral.

El almacenamiento geológico consiste en la inyección de CO₂ supercrítico en yacimientos como los pozos petroleros, de gas, de carbón y formaciones salinas. Hoy se inyectan aproximadamente 50 millones de toneladas de CO₂ en pozos petroleros de EEUU para aumentar su factor de recuperación EOR (U.S. EIA, 2012a).

El almacenamiento mineral consiste en hacer reaccionar el CO₂ con óxidos metálicos para formar carbonatos estables (CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃) que pueden ser fácilmente dispuestos en el suelo. La reacción es muy lenta en condiciones normales, pero a altas temperaturas y presiones se aumenta notablemente la velocidad de reacción. Para lo cual es necesario más del 100% de la energía producida en la central de generación (IPCC, 2005). Ya

existen plantas pilotos y se está estudiando la viabilidad económico ambiental de la tecnología.

4 ASPECTOS AMBIENTALES

En este capítulo se comentan los principales aspectos ambientales en relación a las centrales de generación de energía eléctrica utilizando carbón como combustible. Se hace referencia a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) desde un punto de vista global y se asume que Uruguay no tendrá en principio restricciones en la utilización de combustibles fósiles en el marco de posibles futuros acuerdos que pudiesen suceder al protocolo de Kyoto.

4.1 Emisiones de GEI mundiales

El calentamiento global es el término utilizado para referirse al aumento de la temperatura media mundial cerca de la superficie de la Tierra. Es causado principalmente por el aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Las actividades humanas son las grandes responsables de este aumento, liberando grandes cantidades de CO₂ y otros gases provenientes de la quema de combustibles fósiles principalmente.

Los gases de efecto invernadero GEI emitidos por las principales actividades humanas son: el CO₂ por la utilización de combustibles fósiles (57%), deforestación (17%) y otras actividades (3%); el CH₄ (14%) por las actividades agrícolas, gestión de residuos y uso de energía; el N₂O (8%) por el uso de fertilizantes; los gases fluorados (1%) por usos industriales (IPCC, 2007).

Las emisiones globales de GEI en 2011 se estiman cerca de 50 Gt de CO₂ equivalente, de los cuales 31,6Gt provienen de la utilización de combustibles fósiles (IEA, 2012a).

En Uruguay el sector eléctrico es responsable de menos del 5% de las emisiones de GEI del Uruguay (DINAMA, 2004).

Tabla 4.1 Emisiones de CO₂ en el sector Eléctrico por utilización de Combustibles Fósiles

Año	Fueloil_(kt) UTE	Gasoil_(kt) UTE	Emisiones de CO ₂ (kt) UTE
2009	232	459	1391
2010	150	115	534
2011	284	345	1269

Fuente: UTE en Cifras

Uruguay es un país sumidero o consumidor global de CO₂ a pesar tener una emisión neta de GEI positiva. En el inventario de GEI de Uruguay (DINAMA, 2004) se destaca la emisión de 5440 kton CO₂ y una remoción de -10349 kton CO₂ debido a la cambio en el uso de la tierra y silvicultura. Se destacan como principales fuentes de emisiones de GEI, en el mismo informe, las emisiones de CH₄ y N₂O (30816 kton CO_{2eq}) debidas principalmente a la producción agropecuaria.

Con el fin de limitar la concentración de CO₂ en la atmósfera a 450 ppm se ha diseñado por parte de la IEA un plan de acción que pretende limitar las emisiones de CO₂ del sector energético, llamado Escenario 450. El plan resumidamente pretende en primer lugar desarrollar y aplicar tecnologías de eficiencia energética, las cuales reducen las emisiones manteniendo los niveles de consumo. Luego se espera cambiar la matriz energética del sector eléctrico, para 2030 se prevé generar el 60% con tecnologías de bajas emisiones, 37% renovables, 18% nuclear, 5% plantas con CCS. Finalmente se plantea modificar el parque automotor por vehículos eléctricos e híbridos en un 60% a 2030 (IEA, 2010).

Luego de la aplicación de estos planes se espera tener un nivel de emisiones anuales de 22 Gt de CO₂ en 2035. Si se continuara con las políticas actuales el nivel de emisiones a 2030 se espera sea de 43 Gt (IEA, 2010). Para llevar a cabo los planes definidos en el escenario 450 es fundamental el compromiso de los grandes consumidores mundiales, principalmente el sudeste asiático y EEUU.

4.2 Impactos Ambientales de las Plantas de Generación

Se presentan a continuación los impactos ambientales más relevantes de las plantas de generación de energía eléctrica con carbón y las medidas de mitigación utilizadas.

4.2.1 Emisiones atmosféricas

Las centrales a carbón generan diversas emisiones al ambiente. Entre las cuales se destacan, partículas (cenizas, carbono no quemado y polvo de carbón), óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y dióxido de carbono. Para mitigar estas emisiones se incorporan a la central diversas instalaciones.

Normativa

Para estas emisiones se establecen estándares según diferentes regiones:

Tabla 4.2 Estándares de Emisiones.

Estándares de Emisión	Mat. Particulado (mg/Nm ³)	NOx como NO ₂ (mg/Nm ³)	SO ₂ (mg/Nm ³)
Uruguay	50	900	1400
EEUU	20	139	192
Unión Europea	30	200	200

Estándar de emisiones para plantas generadoras mayores 40 MW con combustible sólido.

Fuente: DINAMA, EPA, UE.

4.2.1.1 Material Particulado

En la combustión del carbón se genera material particulado, carbono no quemado y cenizas, que es arrastrado por los humos desde el hogar y debe ser capturado para no ser emitido a la atmósfera. Se estima que este material

arrastrado representa entre el 1 y el 3% en peso del combustible quemado, esto significa que podemos llegar a generar 1500 mg/Nm^3 de material particulado a la salida del hogar. La Normativa uruguaya admite un máximo de partículas emitidas por centrales de 50 mg/Nm^3 , mientras que la Unión Europea admite 30 mg/Nm^3 (Andrade de Carvalho & Teixeira Lacava, 2003).

Existen diversos métodos para capturar las partículas que fluyen con los gases, a continuación se describen tres tipos de instalaciones útiles en este sentido.

Ciclones

El separador tipo ciclón es un equipamiento clásico de colección de material sólido suspendido en un fluido. El ciclón es un equipo de construcción simple y de bajo costo que consta de un cilindro con una tolva. El gas circula por este con movimiento circular. De esta forma se utiliza la fuerza centrífuga para acelerar las partículas sólidas suspendidas en la corriente gaseosa contra las paredes del ciclón. Las partículas caen por las paredes y se recogen en la tolva inferior, mientras el gas escapa por arriba.

La eficiencia de colección de partículas pequeñas es baja por eso los ciclones son utilizados como primer equipamiento de colección. Para garantizar bajas emisiones de material particulado se debe utilizar un segundo equipamiento de colección. Como el diámetro de la partícula colectada depende del diámetro del ciclón, para mejorar la colección de partículas muchas veces se utilizan diseños de múltiples ciclones (Glauco Sanchez, 2010).

La eficiencia de colección de los ciclones depende del tamaño de las partículas. Con partículas grandes se obtienen altas eficiencias de colección, mientras que con partículas pequeñas se obtienen bajas eficiencias. En la tabla siguiente se observa este comportamiento para un diseño típico de ciclón.

Tabla 4.3 Eficiencia de Ciclones

Tamaño de partícula (p en μm)	Eficiencia de colección en %
$p > 20$	95
$10 < p < 20$	80
$5 < p < 10$	50
$0 < p < 5$	15

Fuente: Glauco Sánchez, 2010.

Entonces si se pretende controlar emisiones de partículas menores a $10\mu\text{m}$ el ciclón no resulta ser el equipo más adecuado, es necesario utilizar instalaciones adicionales u otras.

Filtros de manga

Los filtros de manga son equipos compuestos por elementos tubulares de tejido filtrante. El gas atraviesa el tejido, las partículas son retenidas en la tela y colectadas en tolvas. El material utilizado para el filtro de tela debe soportar las temperaturas de operación y el posible ataque químico del fluido.

La eficiencia de colección que alcanzan estos sistemas llega al 99% siendo muy bueno en la colección de partículas pequeñas, colecta hasta diámetros menores que $1\mu\text{m}$. La principal desventaja del sistema es la imposibilidad de operación a temperaturas mayores que 300°C por descomposición de la tela filtrante. En el caso de gases de combustión además existe riesgo de incendio por partículas incandescentes (Glauco Sánchez, 2010).

Como todo filtro se debe tener precaución en el diseño y mantenimiento para obtener perdidas de carga adecuadas. Para la limpieza se utilizan impulsos de aire comprimido en contracorriente al flujo normal de los gases. Es usual que la humedad junto a las partículas retenidas formen un barro que obstruye el pasaje de los gases.

El costo de estos equipos se encuentra en el entorno de los 300.000 USD para instalaciones de gran porte.

Precipitador electrostático

El precipitador electrostático es un equipo para colección de partículas moderno y eficaz que utiliza campos eléctricos para atraer partículas previamente ionizadas hacia las placas colectoras. Ver figura 4.1.

Los campos eléctricos (~ 5000 V/cm) son producidos por un electrodo de descarga (negativo) y un electrodo colector (positivo) cuya fuente en continua puede llegar a los 100kV. El gas fluye a través del campo eléctrico producido sus partículas se ionizan y son arrastradas hacia la placa colectoras. La fuerza de arrastre no depende de la masa de la partícula, si del voltaje.

La eficiencia de colección alcanza el 99,5% incluyendo partículas menores a $1\mu\text{m}$. Las velocidades de migración para cenizas de carbón están entre 5 y 20 cm/s obteniendo un excelente comportamiento. La distancia típica entre placas colectoras es de 20cm. Al tener pequeñas velocidades de migración el gas debe recorrer largas distancias dentro del campo eléctrico, aumentando así el área de colección requerido del equipo. Por ejemplo si queremos aumentar la eficiencia de colección de 99,5 a 99,8% es necesario aumentar en 1/3 el área de colección (Glauco Sánchez, 2010).

Los costos de inversión de estos equipos son mayores a los requeridos en los filtros de manga, superan los 600.000 USD de inversión. Incluso su mantenimiento requiere mayor cuidado (U.S. EPA, 2002)

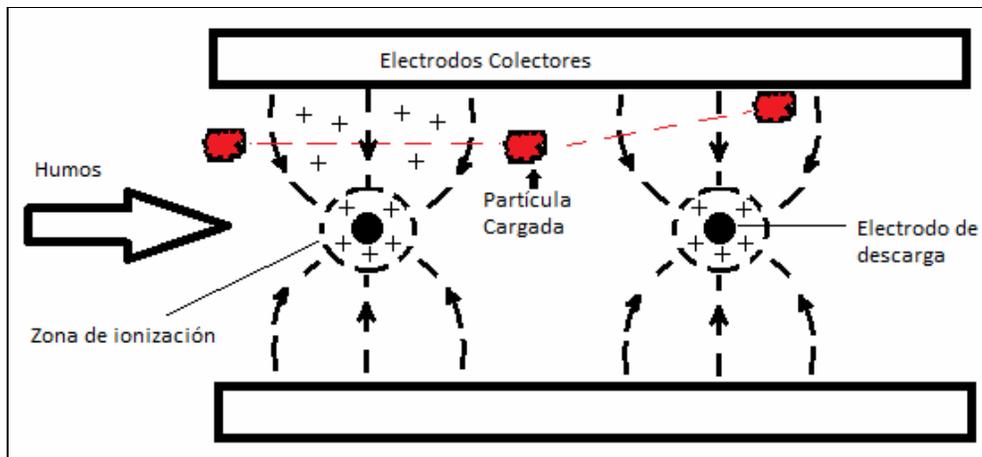


Figura 4.1 Esquema de Precipitador electrostático

4.2.1.2 Emisión de Polvo en Pilas de Carbón

El almacenamiento de carbón en pilas o montañas al aire libre puede generar contaminación del aire con polvo de carbón en áreas cercanas. El polvo se genera con rocas de tamaño menor a 0.5mm formadas a partir de la abrasión entre rocas ocurrida durante la minería, el transporte y el manejo.

Los principales factores que afectan la generación de polvo en las pilas de carbón son: la humedad del carbón en la superficie, la forma de la pila, el tamaño de las rocas y las condiciones del clima (viento, humedad, radiación).

Para mitigar la emisión de polvo se humedece la superficie de las pilas de carbón. El carbón con un 8-10% de humedad superficial y una buena compactación basta para controlar la emisión de polvo (Adaro, 2010). Existen muchas técnicas y formas para humedecer el carbón. Usualmente se humedece el carbón atomizando agua por encima de las pilas en el predio de almacenamiento. Es necesario humedecer frecuentemente la pila pero de forma moderada para no excederse en el aporte de humedad.

Otra forma de controlar la emisión de polvo es mediante la construcción de barreras, con alturas entre 6 y 10 metros, para disminuir el viento incidente.

Para almacenamientos pequeños se puede techar la pila, cubrirlas o hasta almacenar el carbón en silos.

En la normativa uruguaya las concentraciones máximas permitidas de material particulado en el aire, medida como el promedio durante 24 h, son de 150 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ para PM10 y 240 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ para PTS (partículas totales en suspensión). Estos límites no deben superarse más de una vez al año (DINAMA, 2012b).

4.2.1.3 Emisiones de NO_x

Los óxidos de nitrógeno (NO₂, NO y N₂O) se forman en la combustión y representan un fuerte contaminante. El NO₂ irrita los pulmones y reduce la resistencia de estos a enfermedades infecciosas, presenta alto potencial como gas de efecto invernadero (GEI). El NO participa en la reducción del ozono atmosférico. Ambos son responsables de las lluvias ácidas al formar HNO₂ y HNO₃ en la atmósfera. El N₂O es un potente GEI y forma NO en contacto con el oxígeno.

Estos óxidos se originan mediante tres mecanismos:

- a) Térmico, se producen a partir del nitrógeno y el oxígeno del aire a altas temperaturas, a partir de 1200°C aumentando en forma exponencial. Presenta las siguientes reacciones:



- b) Inmediato (Fenimore), a partir de oxidación de hidrocarburos



- c) Estructural, el nitrógeno (N) contenido en el combustible en contacto con el oxígeno comburente forman NO mediante varias reacciones.

La formación de los NO_x depende de la temperatura, el tiempo de residencia y la relación oxidante – reductor.

Existen dos técnicas básicas para combatir los NO_x. Las primarias, que intentan minimizar la generación de NO_x basadas en el control de la combustión disminuyendo la temperatura, el tiempo de residencia y el exceso de aire, lo cual se realiza mediante los diseños de quemadores “low- NO_x”. Las técnicas secundarias eliminan los NO_x producidos en la combustión mediante absorción en un reactor, usualmente en reducción catalítica selectiva (Andrade de Carvalho & Teixeira Lacava, 2003).

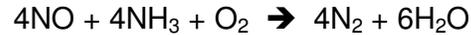
Quemadores de bajo NO_x

Los quemadores de baja formación de NO_x están diseñados para controlar y suministrar aire primario, secundario y terciario, esto permite realizar una combustión inicial rica, cambiando súbitamente a una combustión pobre evitando el pico de formación de NO_x. Utilizando este tipo de quemadores reducimos casi a la mitad la formación de NO_x. Los quemadores convencionales construidos en los 70's producían unos 1000 mg /Nm³ de NO_x, con los nuevos diseños se forman unos 400 mg /Nm³ de NO_x (Termuehlen & Emsperger, 2003).

Reactores SCR

Los reactores de reducción catalítica selectiva (SCR) se utilizan como medida secundaria para reducir los NO_x ya formados en el hogar. Constan de un equipo reactor ubicado en el camino de humos aguas arriba del precalentador de aire. Estos equipos alcanzan eficiencias por encima del 85%, descargando en una central de carbón, unos 20 mg /Nm³ de NO_x (Termuehlen & Emsperger, 2003). La normativa uruguaya admite hasta 900 mg /Nm³ para plantas de generación.

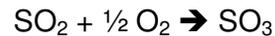
El proceso consiste en la inyección de NH₃ en el flujo de gases los cuales atraviesan un lecho catalizador (TiO₂, V₂O₅, WO₃ o MoO₃), provocando las siguientes reacciones:



La temperatura de los humos debe estar entre 200 y 500°C, de no ser así se produce oxidación del amoníaco formando NO y H₂O.

4.2.1.4 Emisiones de SO₂

Debido al contenido de azufre presente en el carbón, en el hogar se forma SO₂. Este óxido presente en la atmósfera reacciona con el oxígeno y el vapor de agua formando ácido sulfúrico responsable junto a otros compuestos de la lluvia ácida.



Para reducir las emisiones de SO₂ se emplean sistemas primarios y secundarios. Los primarios consisten en evitar la formación de SO₂ en la cámara de combustión. Los secundarios consisten en el postratamientos de los gases para eliminar el SO₂ presente.

Desulfuración Seca

Este sistema primario consiste en la inyección piedra caliza (CaCO₃) en el hogar, obteniendo la siguiente reacción:



Este sistema se utiliza especialmente en la combustión de carbón de lecho fluidizado. Logran una eficiencia del 75% en la remoción del SO₂ (Andrade de Carvalho & Teixeira Lacava, 2003).

Lavado de gases

Estos sistemas son los más utilizados en el mundo, (80% de las plantas de carbón) se instalan aguas abajo de los equipos de remoción de partículas y consisten en una torre donde el gas en flujo ascendente se lava con una emulsión pulverizada de agua y piedra caliza. Se inyecta aire comprimido para completar la reacción y formar yeso como subproducto. Estos sistemas alcanzan eficiencias del 95%.

En la torre se observa la siguiente reacción:

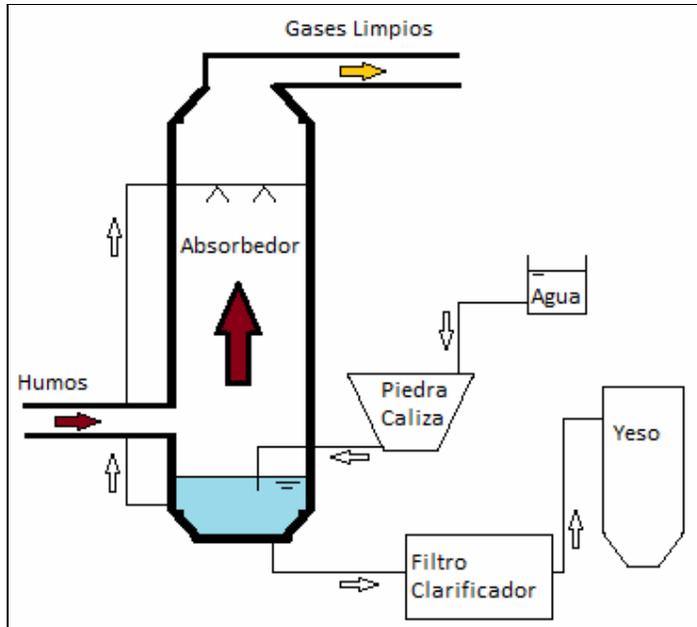


Figura 4.2 Esquema básico de lavador de gases con producción de yeso

4.2.1.5 Emisiones de CO₂

El dióxido de carbono es el producto principal de la combustión del carbón. En las plantas de carbón se emiten cerca de 1000gCO₂/kWh. El CO₂ es uno de los GEI, su extraordinario incremento en la atmósfera desde la época preindustrial a nuestros días (de 280ppm a 390ppm) le otorgan gran responsabilidad en el calentamiento global del planeta.

Para reducir las emisiones de CO₂ en las plantas de generación se busca aumentar el rendimiento de la planta, con el fin de generar menor cantidad de CO₂ por unidad de energía generada (700gCO₂/kWh), y desarrollar la captura y almacenamiento bajo tierra del CO₂ (tecnologías CCS) para obtener emisiones de 100gCO₂/kWh (IEA, 2011).

4.2.1.6 Emisiones de Mercurio

El mercurio se encuentra en pequeñas cantidades en el carbón (0,15 ppm) y al quemarlo el mercurio es emitido a la atmósfera. Con la combustión de grandes cantidades de carbón las emisiones de mercurio adquieren relevancia.

Los dispositivos descritos anteriormente para control de emisiones, filtros, SRC y lavadores de gases contribuyen a la mitigación de las emisiones de mercurio. Eliminando el 70% del mercurio de los humos (U.S. EPA, 2002). Sin embargo existen tecnologías específicas para eliminación del mercurio utilizadas especialmente en las plantas de combustión de residuos urbanos. La tecnología consiste en la inyección de partículas de carbón activado en los humos. El mercurio se adhiere a las partículas y se eliminan en un filtro convencional.

4.2.2 Efluentes líquidos

Los efluentes líquidos en las centrales son generados principalmente por los sistemas de enfriamiento y los lixiviados del almacenamiento de combustible y del estanque de cenizas.

En las plantas de generación a vapor se utiliza agua con diversas finalidades, principalmente para reposición del sistema y como refrigerante. Según el diseño de enfriamiento del condensador se dispone de más o menos agua de la fuente cercana (río, lago, etc.). El condensador puede ser enfriado directamente con agua de una fuente fría para lo cual se necesitan cerca de 18000 m³/h para una planta de 200 MW. Si se utiliza un sistema con torre de enfriamiento son necesarios cerca de 500 m³/h de agua de reposición para una planta similar (este sistema se utiliza en sitios con escasez de agua de fuente fría).

El agua utilizada en la planta que se vierte nuevamente a la fuente fría debe cumplir con los estándares establecidos en las normas. En el caso de Uruguay se establecen las siguientes condiciones de vertido entre otras: temperatura menor a 30°C y que no aumente más de 2°C el cuerpo receptor, PH entre 6 y 9, hidrocarburos totales menor a 20 mg/l, SST menor a 150 mg/l, etc. (Uruguay. Decreto 253/79).

En las pilas de almacenamiento de carbón se debe disponer de un sistema de captación, tratamiento y vertimiento de efluentes provenientes del escurrimiento de la lluvia. El agua de lluvia que escurre por las pilas de carbón arrastra material particulado, se acidifica, aumenta el contenido de sales, sulfatos, hierro y otros metales.

Para evitar una posible filtración del agua de lluvia contaminada al terreno se recomiendan tomar algunas de las siguientes medidas: compactar el terreno, nivelarlo con pendiente hacia los drenajes, impermeabilizarlo con el agregado

de arcilla o con membranas e instalar un sistema de drenaje de lixiviado (IEA-CCC, 2006).

Esta agua de lluvia se recoge por los sistemas de drenaje y se almacena en piletas (recuperando los finos de carbón) para utilizarla en el regado de las pilas. En una segunda instancia el exceso se trata y se vierte al curso de agua cercano o al sistema de drenaje municipal (Adaro, 2010). Para evitar inundaciones el sistema de drenaje debe ser capaz de evacuar lluvias torrenciales que alcancen los 60 mm/h, por tanto el caudal de diseño para la evacuación de lluvias debe alcanzar 600 m³/h por hectárea de almacenamiento.

4.2.3 Disposición de Cenizas

Las cenizas producto de la combustión se pueden clasificar en cenizas volantes, de fondo y escorias. Las cenizas volantes son arrastradas por los gases de combustión y colectadas en los precipitadores electroestáticos o filtros de manga. Se caracterizan físicamente por ser un fino polvo de partículas esféricas entre 10 y 100 micras de tamaño. Las cenizas de fondo son aglomeraciones de partículas demasiado pesadas para ser arrastradas y por lo tanto caen en el depósito inferior del hogar. El tamaño de grano es variable y posee una superficie porosa. Las escorias son cenizas cristalizadas luego de haberse fundido. Son partículas duras, angulares de aspecto liso.

La composición química de las cenizas fue discutida en 2.1.2.2 pero cabe destacar los restos de arsénico y selenio presentes que se enriquecen de 2 a 100 veces respecto a la composición en el carbón original. (Fairbrother, A. et al, 2010).

Los tres tipos de cenizas se utilizan como material de relleno de terraplenes, estructuras, pavimento y asfalto. Particularmente, las cenizas volantes (mayormente) y de fondo se utilizan para la producción de cemento y hormigón.

Se estima que en EEUU el 38% de las cenizas de las centrales a carbón se utilizan de alguna de estas formas (ACAA, 2012)

El resto de las cenizas constituye un residuo y como tal se lo debe disponer. Los dos métodos utilizados para la disposición final de cenizas son: disposición “seca” y “húmeda” (Un tercer método, utilizado en el Reino Unido hasta 1992 consistía en volcar las cenizas directamente en el Mar del Norte).

La disposición seca consiste en disponer la ceniza seca o humedecida en rellenos sanitarios convencionales. El gran problema que se presenta aquí es la alta generación de polvo contaminante en el ambiente debido a los trabajos de operación.

La disposición húmeda (el método más utilizado) consiste en mezclar las cenizas con agua en proporciones que oscilan entre 0,25 y 0,05, bombear la mezcla por ductos y descargarla en estanques o lagunas artificiales. En los estanques se produce la separación de las fases por decantación permitiendo recircular el agua libre de cenizas.

Para la localización de los estanques se debe tener en cuenta algunos de los siguientes aspectos: i) localización cercana a la central para reducir los costos de bombeo, ii) prever la expansión del estanque tanto en área como en altura, iii) ubicar lo más alejado posible de cuerpos de agua como ríos o lagunas, iv) ubicación en áreas con suelos impermeables o impermeabilizar el mismo con membranas plásticas, v) localización en valles, utilizando las pendientes del terreno como diques (reduciendo la construcción de estos).

El área total disponible en los estanques se divide en al menos dos compartimientos por razones operativas, posibilitando acondicionar los depósitos (aumentar la altura de los diques) sin detener la planta, a su vez permite una mejor decantación, asegurando un recorrido tortuoso entre la descarga y la salida (la distancia recorrida no debe ser inferior a 200 metros). Con este diseño se va formando un área de “playa” de cenizas y un área de lago.

La construcción de los estanques requiere el acondicionamiento del terreno y la construcción de diques de contención. El tratamiento del terreno implica primero la compactación del suelo, luego la instalación de diversas capas impermeables y de drenaje con el siguiente esquema: comenzando la descripción de arriba hacia abajo se tiene una primer capa de drenaje, luego la primer capa de geomembrana de polietileno de alta densidad (HDPE) y la primer capa de arcilla, posteriormente se repite la secuencia con una segunda capa de drenaje, la segunda capa de geomembrana y la segunda capa de arcilla. Se instalan sensores de presión para el monitoreo del lixiviado y se monitorea la composición de las aguas subterráneas en las proximidades del estanque. La construcción de los diques se realiza en etapas incrementando la altura del dique de 3 a 5 metros conforme se va llenando. El dique se construye con materiales estándar (piedra, tierra, etc.) y se realiza revestimiento de refractario en su cara interna y de gramilla en la externa para evitar la erosión.

Los principales riesgos de impactos ambientales para estos estanques son:

- i) Contaminación de suelos y aguas subterráneas mediante lixiviado. Para evitarlo es necesario la compactación del suelo base, la instalación de varias capas impermeables (incluyendo una membrana de polietileno HDPE) y la instalación de un sistema de drenaje de lixiviado.
- ii) Contaminación del aire mediante la emisión de material particulado. Para prevenir esta emisión se instalan y utilizan rociadores en el área de playa. Cuando el estanque alcanza su máxima altura la superficie es cubierta con una capa de 30 cm de tierra permitiendo el crecimiento de vegetación y evitando dicha emisión.

A partir del accidente producido en 2008 en la planta de la compañía TVA en Kingston Tennessee, con la ruptura de un dique y la contaminación con cenizas de más de 300 ha de tierra y las aguas de los ríos Emory y Clinch, la EPA ha intensificado los controles de la disposición final de las cenizas y ha propuesto una nueva norma al respecto (U.S. EPA, 2013). Por cierto las inspecciones del

2009 encontraron 49 depósitos de cenizas con alto potencial de riesgo de falla catastrófica (Fairbrother, A. et al, 2010).

Otro accidente se produjo durante las inundaciones sufridas en 2011 en Tennessee con contaminación de aguas por cenizas de la planta Allen Steam. En la figura siguiente se muestra el estado de los estanques de cenizas y se observa la proporción de éste respecto al predio de almacenamiento y el resto de la central (TCWN, 2011).

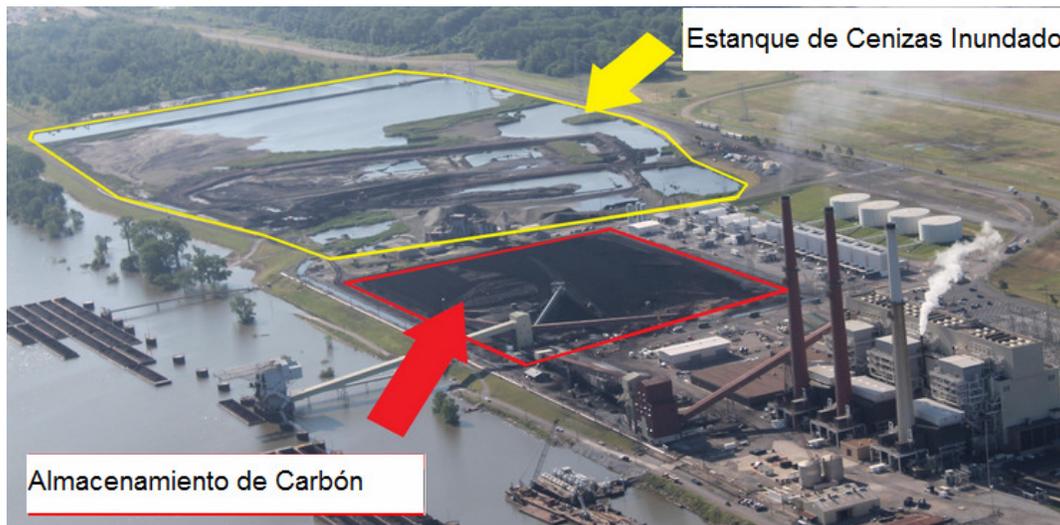


Figura 4.3 Fotografía de Central Allen Steam a orillas del Mississippi en las inundaciones de 2011. Fuente: TCWN, 2011.

En las plantas de carbón se generan en el entorno de 39 t/GWh de cenizas. Para una planta de 200 MW en una semana de funcionamiento continuo, se generan 1300 t de cenizas. De esta forma se necesitan unas 10 ha de predio para disponer la totalidad de las cenizas de 30 años de funcionamiento continuo de la planta.

En definitiva la disposición de las cenizas constituye uno de los aspectos ambientales de mayor relevancia a tener en cuenta para la instalación de una central a carbón debido a su alto potencial de contaminación. También representa un gran problema para la localización por su tamaño relativo y el rechazo de las comunidades locales a este tipo de depósitos.

4.2.4 Aspectos Sociales

La apreciación del proyecto por parte de la población (especialmente los locales) y del espectro político juega un rol muy importante para la concreción o no del mismo.

Como ejemplo, en Chile, los ciudadanos y políticos locales de varias comunidades chilenas han rechazado proyectos de centrales termoeléctricas en base a carbón presentando sus demandas ante la justicia. Tal como el proyecto Castilla y Punta Alcalde en la provincia de Huasco (Campos, 2013 Agosto 1; Alarcón, 2012 Agosto 28).

En el caso del proyecto Punta Alcalde, la justicia anuló la aprobación ambiental acogiendo a tres recursos de protección presentados e instando al ministerio correspondiente se pronuncie respecto a la reclamación. La reclamación se focaliza entorno a las emisiones y calidad del aire. Como medida de compensación se planteó por parte de los proyectistas instalar un precipitador electrostático en la chimenea de la planta de pelletización de hierro de la Compañía Minera del Pacífico ubicada en las cercanías al proyecto.

En cuanto al proyecto de Castilla en el desierto de Atacama (6 unidades de 350MW, ocupando 600ha totales con 125 ha de depósito de cenizas, más la construcción de un puerto anexo) la justicia chilena declaró como ilegal y anuló el estudio de impacto ambiental aprobado para la termoeléctrica Castilla. Se cuestiona la no presentación de un estudio conjunto puerto-central y se destacan el impacto en el medio marino, emisiones y acopio de cenizas. Esto sin afectar en forma directa sobre comunidades locales ya que el proyecto se ubica en la costa desértica de la bahía Chasco.

No se descarta que en Uruguay existan movimientos sociales similares a los vistos en Chile en rechazo a este tipo de emprendimientos y que impidan la concreción de los proyectos.

5 PARTICULARIDADES DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN A CARBÓN EN EL URUGUAY

Este capítulo se enfoca hacia la evaluación de los problemas y las ventajas de la posible inserción de una central a carbón en Uruguay. Se discuten aspectos cualitativos, el rol del carbón en el sistema de generación y se realiza un análisis cuantitativo del manejo de la logística del carbón.

5.1 Resumen de Aspectos Cualitativos

Se discuten aquí algunos de los aspectos requeridos para la inserción de dicha tecnología en Uruguay. En particular se comenta sobre disponibilidad a nivel mundial del combustible, el mercado y la comercialización del carbón, los aspectos de infraestructura y tecnología, y los aspectos ambientales y de localización

5.1.1 Disponibilidad del Combustible

Vistas las reservas mundiales, el consumo actual y las decisiones políticas tomadas por los principales actores mundiales, el carbón seguirá siendo fuertemente utilizado en el mediano y largo plazo para generación de energía en el mundo, por ello no puede descartarse a priori la posibilidad de su utilización en Uruguay en el largo plazo.

Se asume que Uruguay no tendrá a priori restricciones en la utilización de carbón, o grandes incentivos económicos para no emplearlo, en el marco de posibles futuros acuerdos que pudiesen suceder al protocolo de Kyoto. Naturalmente no es posible tener certidumbres en este sentido en el largo plazo.

5.1.2 Mercado y Comercialización del Carbón

El suministro de carbón en el mercado internacional está siendo cada vez más concentrado por parte de las grandes empresas mineras. A pesar de esta característica del mercado, no se espera que el carbón tenga las vulnerabilidades que se han observado históricamente con el petróleo, ya que sus reservas son abundantes y se encuentran ampliamente distribuidas en el planeta.

Para Uruguay los proveedores naturales del combustible son Colombia y Sudáfrica ya que ambos poseen carbones de buena calidad, precios FOB competitivos y una distancia relativa, respecto de otros proveedores, que minimiza los costos de flete. Se estima que el costo del flete desde Sudáfrica o Colombia utilizando los grandes buques, Capesize o Panamax, sería del orden de los vigentes para las rutas estándar R4 (RB-ARA) y R7 (Puerto Bolívar-ARA) actualmente 10 USD/t, representando entre un 10 a un 15% del precio FOB del combustible.

El carbón puede obtenerse mediante contratos de largo plazo o en el mercado spot. Los contratos aseguran la disponibilidad del suministro a precios estables. Estos contratos son poco flexibles en cuanto al volumen anual acordado de suministro. Las compras spot son útiles para ir ajustando los requerimientos de suministro dentro de cada año, según la disponibilidad de energía hidráulica en el sistema, sin embargo tienen la dificultad del tiempo de demora en la entrega física de la compra (mayor a 3 meses), la volatilidad del precio y el riesgo de no disponer de cargamentos en el mercado.

Las proyecciones de diversas agencias (IEA, EIA, BREE, WB) pronostican para el largo plazo (2030) un precio de carbón térmico estable en los valores actuales. Además, en esta tecnología existe menor incidencia del costo de combustible sobre el costo total de generación.

5.1.3 Aspectos de Infraestructura y Tecnológicos

La instalación de una central a carbón en Uruguay requiere los servicios de una terminal portuaria para descarga del combustible. Si la misma se instala en las costas del Río de la Plata, por su calado, no permitiría el ingreso de buques Capezise (16m) ni Panamax (14m), y serían mayores los costos de flete debido al transporte en buques más pequeños (Handysize o Handymax). Una terminal de descarga en aguas oceánicas eliminaría esta restricción. Se estima que las terminales de descarga de productos a granel, como el carbón, pueden operar con oleajes de hasta un metro de altura. Esto reduce considerablemente las obras de abrigo necesarias para la operación de la terminal sobre todo en aguas relativamente tranquilas como las del Río de la Plata.

La localización de una central de 200 MW en Uruguay debe permitir la ubicación de un predio anexo de 6,8 ha para el almacenamiento del carbón (cálculo realizado en 5.2). Esta capacidad es del orden de las relevadas en diversas centrales por todo el mundo (Tabla 3.1).

Se descarta la incorporación de una central de la tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado (IGCC) en el Uruguay debido a su elevado costo y a su estatus actual de experimentación, investigación y desarrollo.

Las centrales a carbón con tecnologías de combustión de carbón pulverizado (PCC) y lecho fluidizado (CFBC) resultan adecuadas para ser instaladas en Uruguay. La tecnología CFBC posee buenas características de operación, bajas emisiones de NO_x y SO₂ y la posibilidad de uso de carbón de baja calidad. La tecnología PCC posee alta confiabilidad, genera más del 95% de la energía mundial con carbón y tiene más de 100 años de desarrollo. Para Uruguay resulta más adecuado por costos y complejidad de construcción un diseño de generador subcrítico de circulación forzada que permite una construcción compacta y liviana que disminuye el tiempo de arranque y parada.

En cuanto a la operación, las centrales a carbón están diseñadas para trabajar a carga nominal. La operación a potencias variables siguiendo carga y un gran número de arranques y paradas, aumentan los costos de mantenimiento y reducen la disponibilidad de manera no admisible. Esta rigidez operativa hace incompatible su utilización como respaldo o complemento de centrales cuya generación tenga alta variabilidad en el corto plazo (en términos de horas), como es el caso de las energías eólica y solar.

5.1.4 Aspectos Ambientales y de Localización

Uruguay es un país sumidero de CO₂ y su principal fuente de emisiones de GEI es la producción agropecuaria (CH₄ y N₂O). Una central a carbón a pesar de aumentar en un 20% las emisiones de CO₂, representaría tan solo el 3% de las emisiones debidas a la producción agropecuaria. Más allá de estas consideraciones globales las centrales a carbón generan diversos impactos a nivel local.

Se observan como principales problemas ambientales a resolver los ocasionados por la instalación del almacenamiento de combustible y la disposición final de cenizas. El resto de los aspectos ambientales, como las emisiones atmosféricas, suelen ser mitigados adecuadamente mediante la instalación de la tecnología correspondiente.

Respecto del almacenamiento se debe controlar la emisión de material particulado manteniendo húmeda y compacta la superficie de la pila y disponer de un sistema de captación y tratamiento de efluentes que sea capaz de evacuar el escurrimiento de lluvias torrenciales. A su vez, el predio debe contar con la impermeabilización adecuada para evitar la contaminación de subsuelo y aguas subterráneas.

La disposición final de las cenizas tiene relevancia debido a su alto potencial de contaminación de suelos y aguas subterráneas y su gran tamaño relativo. Las cenizas se disponen en lagunas artificiales ocupando unas 10 ha para una

central de 200 MW, permitiendo disponer de las cenizas generadas durante 30 años de funcionamiento continuo.

Más allá de los aspectos técnicos de la mitigación de impactos ambientales, no puede descartarse que en Uruguay aparezcan movimientos sociales similares a los vistos en otras partes del mundo (por ejemplo Chile y España) u organizaciones que rechacen este tipo de emprendimientos y que impidan la concreción de los proyectos.

Por lo visto, la localización de la planta deberá estar alejada de zonas urbanas, en las cercanías de la costa (oceánica o del Río de la Plata) y deberá contar con la extensión suficiente para ubicar el almacenamiento de combustible y la disposición final de cenizas

5.2 Posible Papel del Carbón en el Sistema de Generación

Se muestran a continuación algunas características de la generación hidráulica y eólica relevantes para el comportamiento del sistema eléctrico uruguayo dada la capacidad instalada y proyectada respectivamente.

Vistas las decisiones tomadas respecto a la expansión del sistema de generación uruguayo de corto y mediano plazo, que incluyen la instalación de más de 1000 MW de potencia eólica, un ciclo combinado de 500 MW y una planta regasificadora de GNL. Se condiciona el estudio del papel de una central a carbón para el largo plazo.

El sistema eléctrico uruguayo tiene una gran capacidad de generación hidráulica (65% de la demanda de 2011 en valor esperado), la cual a su vez tiene gran variación interanual como se muestra en las siguientes figuras.

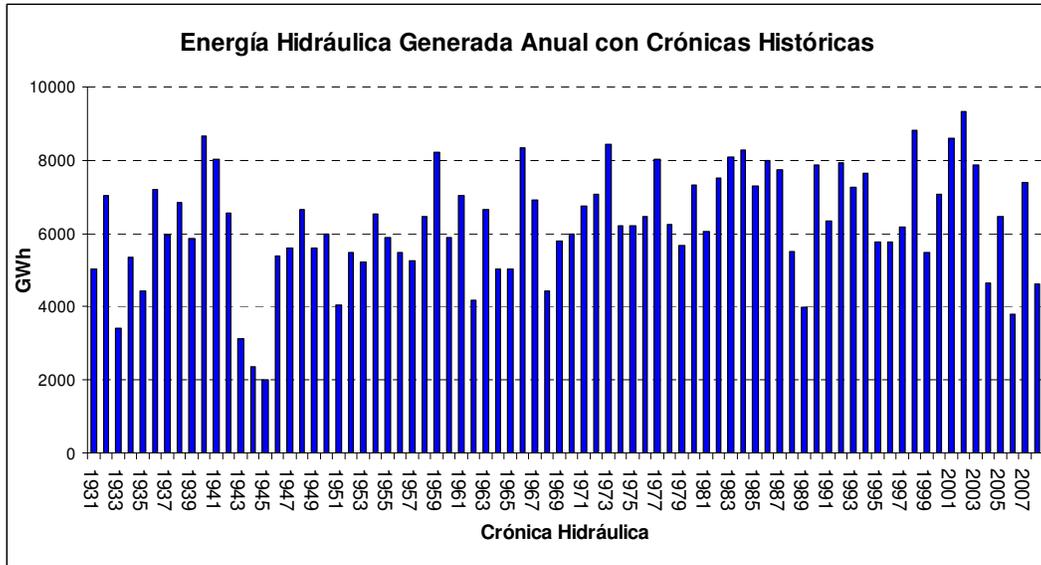


Figura 5.1 Energía hidráulica anual simulada para 2023 según 78 crónicas históricas.

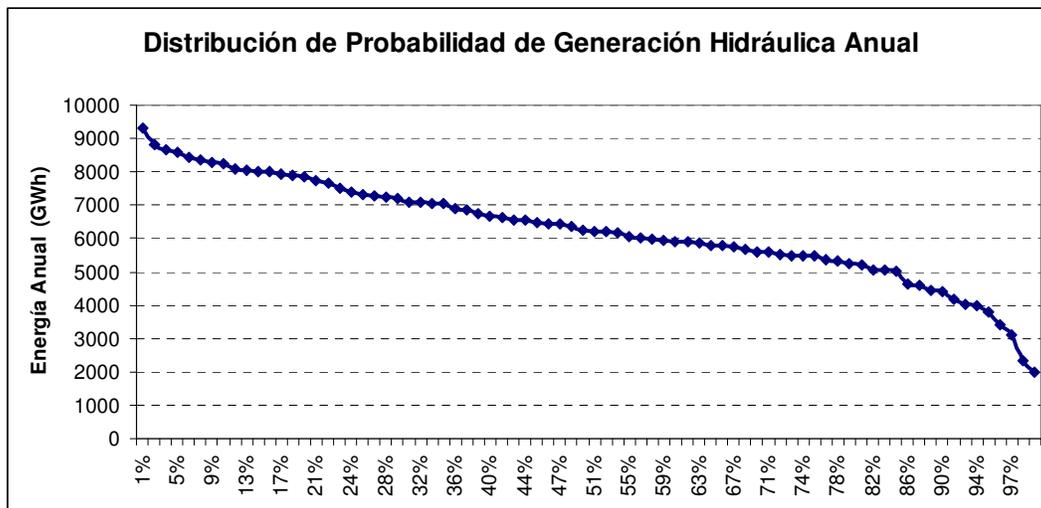


Figura 5.2 Distribución de la energía hidráulica anual simulada para 2023 según 78 crónicas históricas

Este comportamiento implica que se debe disponer de recursos de generación para suplantar a la generación hidráulica en los períodos de escasez de lluvias. Dichos períodos suelen durar de meses a años, por lo que estos recursos deben garantizar disponibilidad y funcionamiento en largos períodos con relativo bajo costo variable. Las centrales térmicas de ciclo vapor (carbón o fuel oil), los ciclos combinados (GN) y los contratos de importación suelen ser adecuados para cumplir ese rol. Las energías renovables no convencionales

(eólica y solar) si se utilizan como respaldo de la generación hidráulica generarían grandes cantidades de excedentes en los años de media y alta hidraulicidad. La colocación de estos excedentes a precios convenientes adquiere en ese caso suma importancia.

La generación de energía eólica tiene gran variabilidad de corto plazo (en término de horas), sin embargo la variación interanual de energía generada no supera el 5%. En Uruguay se proyecta aumentar considerablemente la generación de energía eólica, por tanto a continuación se muestra el comportamiento de dicha generación para el 2023 (simulada con SimSee) según 78 crónicas simuladas (Figura 5.3).

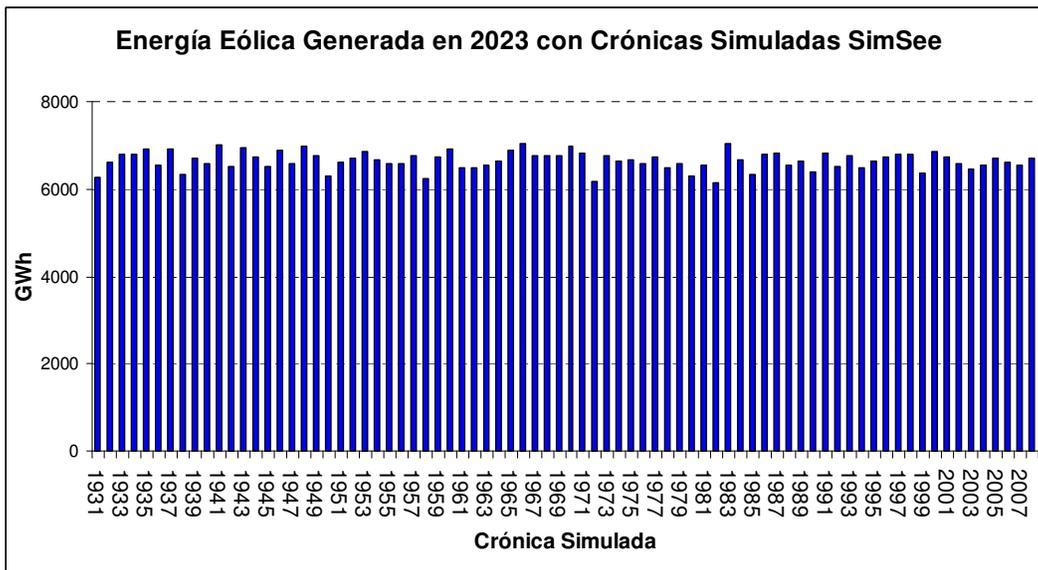


Figura 5.3 Energía eólica anual generada según 78 crónicas simuladas.

Por su naturaleza, incapaz de almacenar la energía y de alta variación de muy corto plazo (horas), la energía eólica inserta en un sistema eléctrico requiere de recursos que garanticen la generación de energía en momentos donde no se dispone del recurso eólico y que a su vez respondan a sus rápidas variaciones. Ese respaldo puede ser brindado por centrales hidráulicas, centrales térmicas flexibles (turbinas de gas, motores, ciclos combinados), centrales de acumulación (centrales de bombeo) o mediante interconexiones con otros

sistemas. Las centrales termoeléctricas a carbón no pueden dar ese servicio de respaldo al eólico debido a su rigidez operativa (3.2.1.11).

5.3 Análisis Cuantitativo del Posible Manejo de Contratos de Carbón

A continuación se realiza un análisis cuantitativo enfocado en el requerimiento de almacenamiento de carbón para permitir un adecuado vínculo entre el consumo y las compras en el mercado internacional, para una central a carbón de 200 MW inserta en el sistema eléctrico de Uruguay a partir de 2023.

El objetivo del análisis es determinar la capacidad y los costos de almacenamiento del combustible, la agenda anual de embarques para el suministro de carbón y el comportamiento de la central en el sistema eléctrico.

5.3.1 Procedimiento

Para el análisis se realizaron simulaciones de la operación del sistema eléctrico uruguayo mediante el modelo desarrollado en la Facultad de Ingeniería (SimSee). Las hipótesis utilizadas para realizar las simulaciones se extrajeron de las presentadas como base en el curso de SimSee del año 2013 (salaBaseCurso2013). En el Anexo I se detallan dichas hipótesis.

En las hipótesis (salaBaseCurso2013) se determina que para el año 2023 dejan de operar en el modelo las centrales térmicas “Quinta” 75 MW y “Sexta” 120 MW, ingresando ese mismo año 500 MW de potencia eólica al sistema de modo de mantener el balance de energía firme sin alteraciones significativas. Del mismo modo para el presente estudio se modela el ingreso de una central a carbón de 200 MW en el año 2023, en lugar de los 500 MW de potencia eólica. Esta sustitución se hace al sólo efecto de mantener el balance de energía firme en la simulación para estimar el despacho del carbón, y no debe

interpretarse en el sentido que ambas fuentes resultan directamente competitivas en una expansión óptima.

La central incorporada tiene las siguientes características: potencia máxima 200 MW, potencia mínima 50 MW, costo variable en el rango de operación 36 USD/MWh, costo variable en el mínimo técnico 48 USD/MWh, se prende o apaga por semana, tiene una disponibilidad del 90%.

Se procede entonces a simular la operación del sistema de generación en 78 escenarios distintos correspondientes a crónicas hidrológicas históricas. Las hipótesis de precios de combustibles se mantienen constantes en todos los escenarios.

De las simulaciones se obtiene la operación de la central a carbón modelada. Es decir se determinan los consumos de carbón de cada semana durante cinco años (2023-2027) en los 78 escenarios.

Con los consumos semanales se procede a simular en cada escenario la operación de logística del combustible para alimentar la central generadora. El objetivo de estas simulaciones es determinar en cada escenario las compras de combustible necesarias que permitan abastecer el consumo de la misma y la evolución del stock de carbón en la central. Finalmente con el máximo stock de carbón obtenido en todos los escenarios se determina la capacidad de almacenamiento que requiere la central.

Para la realización de estas simulaciones previamente se deben establecer algunas hipótesis de trabajo respecto de las compras y el arribo de los embarques de combustible. Para ello se establecen dos casos de estudio diferentes.

Caso 1 (Contratos de Largo Plazo): Las compras de combustible se realizan mediante contratos de largo plazo. Se determina la cantidad a comprar en un año, en octubre (semana 42) del año previo. El pedido de carbón se calcula como el consumo esperado para el año más la diferencia entre un stock

objetivo prefijado estipulado para la central y el stock existente al momento del pedido (semana 42). Dicho pedido fijo anual se divide para su entrega en 6 partes iguales (cargamentos) distribuidos en el correr del año teniendo en cuenta la estacionalidad media del consumo. Se toma la semana 42 para hacer que el primer cargamento llegue en el comienzo del año siguiente, dado el plazo de entrega.

Caso 2 (Compras Spot): Las compras de combustible se realizan en el mercado spot. Por tanto en cada semana se decide la compra o no de un cargamento de 75000 toneladas (Panamax) que demora 12 semanas en arribar. Se puede realizar una compra cada 4 semanas. A su vez las compras se realizan si el stock de carbón de la semana, es inferior a un stock objetivo prefijado o si el consumo de las últimas 4 semanas supera un consumo disparador también prefijado. Se asume que existe siempre disponibilidad de cargamentos en el mercado spot.

5.3.2 Cálculos y Resultados

La generación de energía de la central simulada en un año dado varía fuertemente con los escenarios hidrológicos de simulación. La siguiente figura muestra la distribución de consumos de carbón resultantes del modelo de operación del sistema (SimSee) para el año 2025.

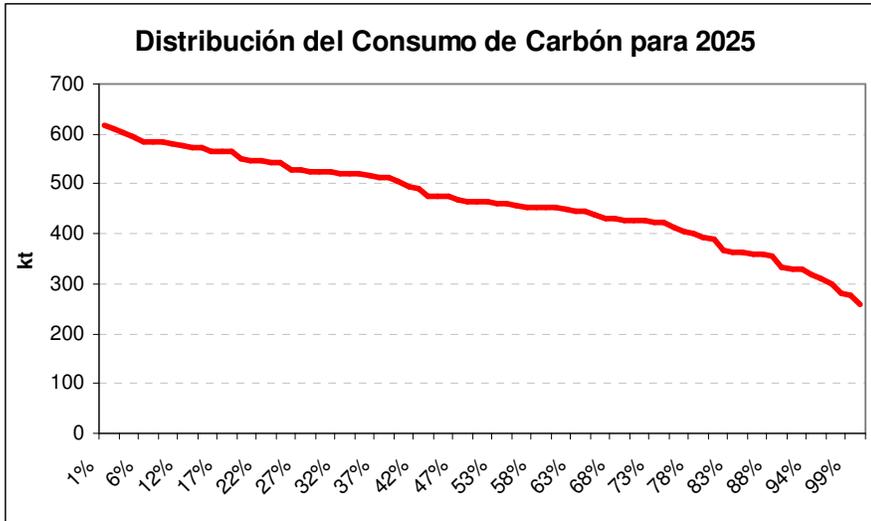
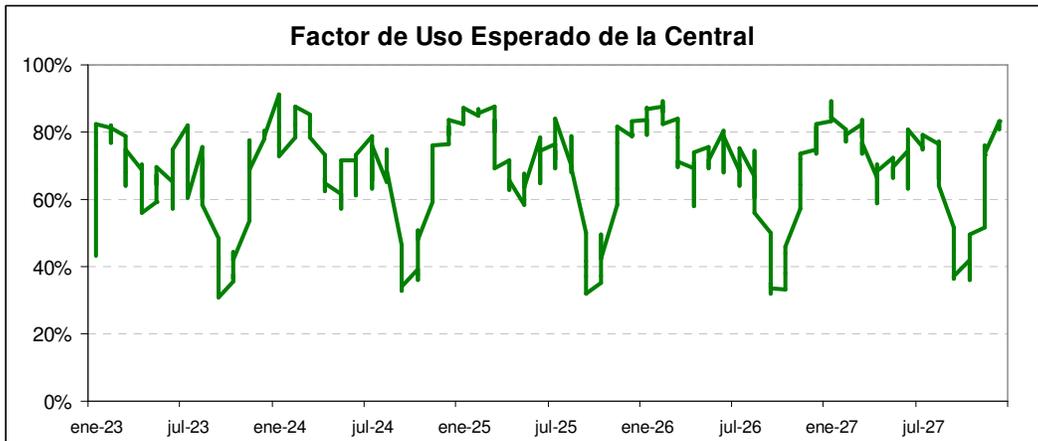


Figura 5.4 Distribución de consumo de carbón para el año 2025 obtenido de las simulaciones.

En la figura siguiente se muestra el factor de utilización esperado de la planta en el período simulado (2023 – 2027).



Las semanas de entrega (1, 8, 16, 25, 34 y 44) se determinaron a partir del perfil estacional de los consumos esperados de la central a lo largo del año.

El volumen anual de carbón que se encarga en la semana 42 del año anterior, se entrega en seis cargamentos que arriban en las semanas 1, 8, 16, 25, 34 y 44 del año corriente.

A continuación se muestran tres alternativas de diseño de la capacidad de almacenamiento con diferentes objetivos y resultados operativos.

- Alternativa 1: se determina la mínima capacidad de almacenamiento que permite disponibilidad total del combustible en los escenarios simulados, suponiendo que no hay limitación en el volumen total anual que se encarga.
- Alternativa 2: dado un almacenamiento de 4 ha, se calcula el nivel de disponibilidad de combustible obtenido, también suponiendo que no hay limitación en el volumen total anual que se encarga
- Alternativa 3: es el mismo cálculo de la Alternativa 1, pero estableciendo como restricción contractual que el volumen total anual que se encarga debe estar en un rango estrecho (425 kt – 525 kt) del consumo esperado anual.

Alternativa 1

Se calcula la capacidad de almacenamiento mínima que garantice la disponibilidad total de combustible en todos los escenarios.

El cálculo se realiza de forma iterativa del siguiente modo:

Se supone un stock objetivo de la semana 42 (S^*) (el mismo para todos los escenarios ya que se supone que no se conoce la hidrología que ocurrirá en el año siguiente). Este stock sirve de referencia para tomar la decisión de compra anual.

Con el stock objetivo y los consumos anuales esperados se determinan los pedidos anuales de cada escenario del siguiente modo:

$$Vp_{a+1}^e = CE_{a+1} + (S^* - S_{a,42}^e), \quad e \in E, a \in A$$

Donde:

Vp_{a+1}^e es el volumen pedido en la semana 42 del año a, destinado al consumo del año a+1, en el escenario e

CE_{a+1} es el consumo esperado para el año a+1

S^* es el stock objetivo fijado para la semana 42

$S_{a,42}^e$ es el stock de la central en el año a, en la semana 42 y escenario e, que se tiene en la simulación.

E es el conjunto de escenarios simulados

A es el conjunto de años de simulación.

El volumen pedido anual de cada escenario Vp_{a+1}^e se divide en seis partes iguales correspondientes a las entregas de las semanas 1, 8, 16, 25, 34 y 44.

$$Ve_t^e = \frac{Vp_a^e}{6} \times e_t, \quad t \in T$$

Donde:

Ve_t^e es el volumen entregado en el escenario e y el paso de tiempo t

e_t es una variable entera que vale 1 si el paso de tiempo t, coincide con las semanas de entregas (1, 8, 16, 25, 34, 44) y 0 si no

T es el período de simulación.

Con las entregas determinadas en cada escenario y paso de tiempo se calcula la evolución de stock de la central mediante el siguiente balance:

$$S_t^e = S_{t-1}^e + (Ve_t^e - C_t^e), \quad e \in E, t \in T$$

Donde:

S_t^e es el stock en el paso de tiempo t y el escenario e,

C_t^e es el consumo de la central en el paso t y escenario e, obtenido de las simulaciones del sistema.

Luego se calcula la falta de combustible para generar en la central Fc_t^e del paso t y escenario e como:

$$Fc_t^e = \text{Max}\{0, (C_t^e - Ve_t^e - S_t^e)\}, \quad e \in E, t \in T$$

Se tantea en los valores del stock objetivo S^* de modo de encontrar el mínimo stock objetivo S_{\min}^* que garantiza la disponibilidad total de combustible.

Para dicho stock objetivo se calcula la capacidad de almacenamiento como el máximo stock acumulado en todos los pasos de tiempo y escenarios simulados:

$$CA = \text{Max}\{S_t^e\}, \quad \forall e \in E, \forall t \in T$$

La capacidad de almacenamiento calculada en toneladas de carbón se convierte en hectáreas considerando una densidad de 0,9 kg/m³ y una altura equivalente de 9 metros que tiene en cuenta el área destinada a corredores.

Los resultados obtenidos en este caso fueron:

Stock Objetivo en semana 42 (S_{\min}^*): **205 kt**

Capacidad de Almacenamiento (CA): **6.8 ha**

La evolución del stock para la solución calculada se muestra en la figura siguiente.

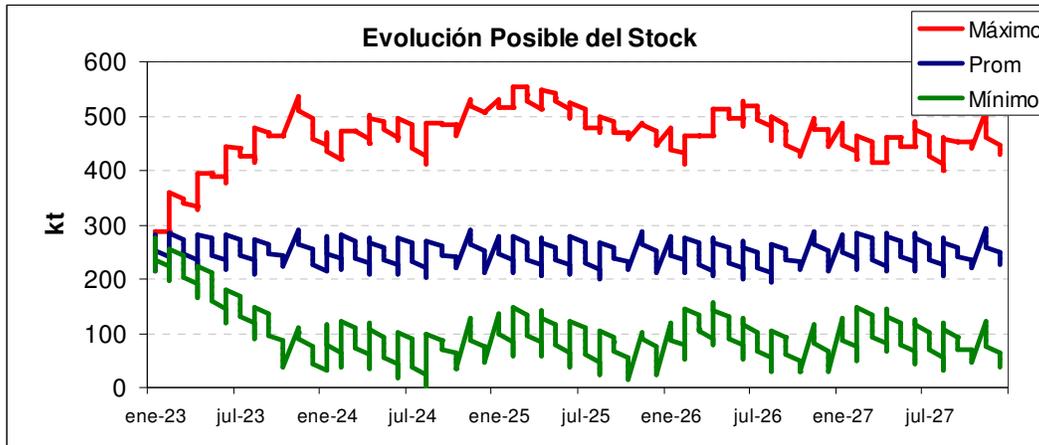


Figura 5.6 Evolución del Stock con 6,8ha de almacenamiento y contrato de largo plazo.

Con estas condiciones el costo actualizado de mantener el almacenamiento de combustible durante el período (5 años) resultó en valor esperado 9 MUSD.

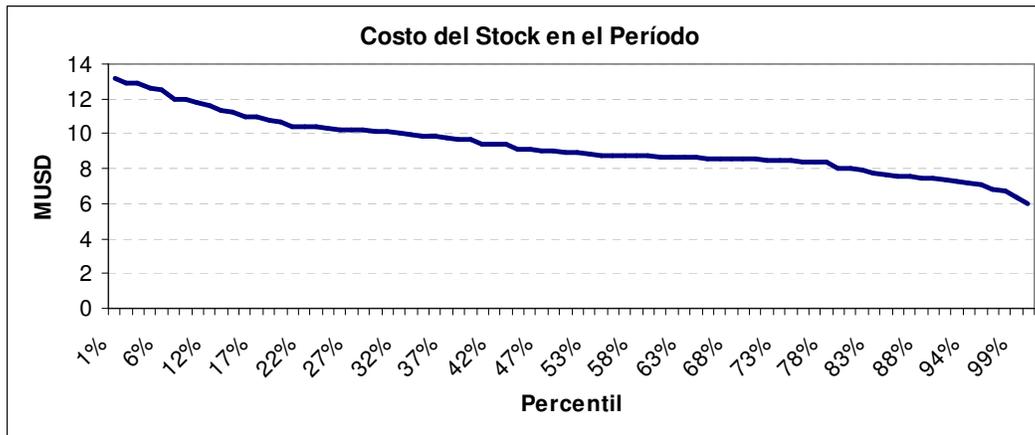


Figura 5.7 Distribución del costo del stock en los escenarios simulados.

Alternativa 2

En esta alternativa se fija la capacidad de almacenamiento en 4 ha y se calcula el stock objetivo S^* para cumplir la condición de que el stock no exceda de 4 ha en ningún paso de tiempo en ningún escenario.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

Se supone el stock objetivo S^* , se realizan los cálculos descritos en la alternativa 1 hasta obtener la capacidad de almacenamiento CA . Si $CA > 4ha$ se reinician los cálculos suponiendo un stock objetivo S^* menor. Si $CA < 4ha$ se reinician los cálculos suponiendo un stock objetivo mayor. Las iteraciones finalizan cuando se obtiene $CA \cong 4ha$.

Los resultados obtenidos en este caso fueron:

Capacidad de Almacenamiento (CA): **4 ha**

Stock Objetivo en semana 42 (S^*): **20 kt**

Se obtiene así la siguiente distribución de faltantes de combustible.

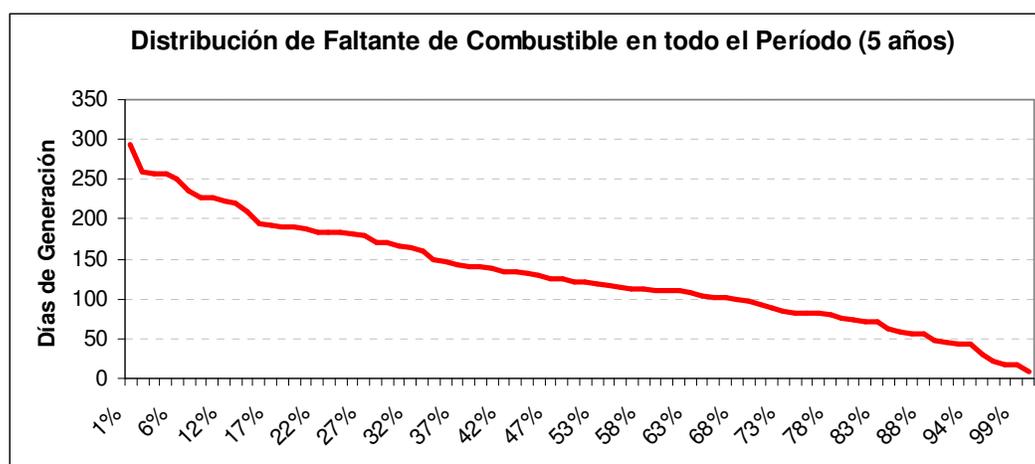


Figura 5.8 Distribución de Faltante para una capacidad de almacenamiento de 4ha y contrato de largo plazo.

El faltante de combustible medio resultó de 120 días de generación en el período (5 años). Es decir más de 20 días al año donde el sistema requiere la generación de la central y la misma no dispone del combustible para generar.

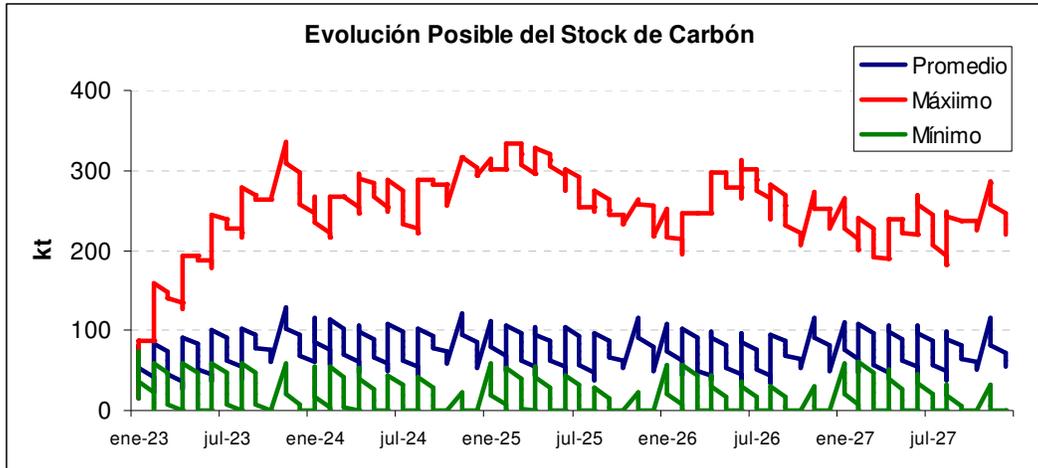


Figura 5.9 Evolución del Stock con 4ha de almacenamiento y contrato de largo plazo.

En este caso el costo medio del stock es de 2,6 MUSD.

Se observa con esta capacidad de almacenamiento (4 ha) un nivel de disponibilidad del combustible muy poco conveniente.

Alternativa 3

En esta alternativa se acota la variación de los volúmenes pedidos anuales Vp_a^e a 100 kt, entre 425 y 525 kt, en el entendido de posibles restricciones en los contratos de suministro de carbón que acoten dicha variación. El procedimiento de cálculo es el siguiente:

Se establece Vp_a^e como:

$$\text{Si } S_{a,42}^e > 300kt \Rightarrow Vp_{a+1}^e = 425kt$$

$$\text{Si } 300kt > S_{a,42}^e > 250kt \Rightarrow Vp_{a+1}^e = CE_{a+1} + (S^* - S_{a,42}^e)$$

$$\text{Si } S_{a,42}^e < 250kt \Rightarrow Vp_{a+1}^e = 525kt$$

Luego se procede como en la alternativa 1, calculando la capacidad de almacenamiento CA mínima que garantice la disponibilidad total de combustible en todos los escenarios.

Los resultados obtenidos son:

Capacidad de Almacenamiento (CA): **10 ha**

Stock Objetivo en semana 42 (S_{\min}^*): **300 kt**

Con esta solución los pedidos anuales varían entre 525 y 425 kt anuales y el costo medio de almacenamiento del combustible alcanza los 13 MUSD.

5.3.2.2 Cálculos con Compras Spot (Caso 2)

Al igual que en la alternativa 1 se busca determinar la capacidad de almacenamiento CA para obtener disponibilidad total de combustible.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

Primero se define el stock al inicio del período igual a 100 kt.

En cada paso de tiempo t se determina la compra o no de un cargamento spot de 75 kt que arriba en el paso t+12. Si el stock del paso t es inferior al stock objetivo, o el consumo de las 4 semanas últimas es superior al consumo disparador se realizaría un pedido siempre que no se haya realizado uno en las pasadas 4 semanas.

Entonces el volumen entregado en el paso t y escenario e se define como:

$$Ve_t^e = 75kt \times e_{t-12}$$

Donde:

e_t es una variable entera que vale 1 si se cumple:

$$(S_t^e < S^* \text{ o } \sum_{\tau=t-3}^t C_{\tau}^e > C^*) \text{ y } \sum_{\tau=t-4}^{t-1} e_{\tau} = 0, e \in E, t \in T$$

en caso contrario vale 0.

C^* , es el consumo disparador mensual definido igual a 40 kt,

S^* es el stock objetivo en cada semana.

Con las entregas determinadas se procede igual que en la alternativa 1.

Los resultados obtenidos en este caso fueron:

Stock objetivo en cada semana (S_{\min}^*): **165 kt**

Capacidad de Almacenamiento (CA): **6.7 ha**

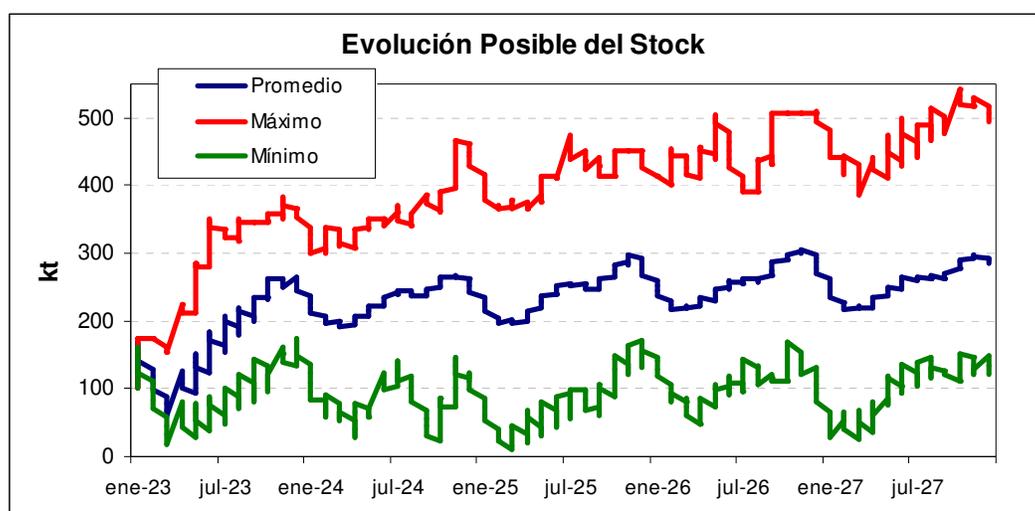


Figura 5.10 Evolución del Stock con 6,7ha de almacenamiento y compras spot

Se obtiene así un costo medio del stock de 8,6 MUSD

5.3.3 Conclusiones

Para la central simulada en el sistema, se necesita un almacenamiento igual a 6,8 ha para asegurar un adecuado manejo del combustible. Es decir a partir de ese nivel de almacenamiento se asegura la disponibilidad del carbón para

generar en todos los escenarios con las restricciones impuestas tanto en los contratos de largo plazo como con las compras spot.

Se observa que con una capacidad de almacenamiento de 4 ha, el desempeño de la central es muy malo ya que en el 95% de los escenarios tiene entre 10 y 60 días al año de indisponibilidad por logística de combustible (esto significa no disponer esos días de la central, en momentos que el sistema requiere su funcionamiento).

En resumen, dadas las inflexibilidades tanto de los contratos de largo plazo como de las compras en el mercado spot es necesario disponer de 6,8 ha de almacenamiento para el correcto funcionamiento de la central. Esta capacidad es del orden de las relevadas en diversas centrales por todo el mundo (Tabla 3.1).

ANEXO I: Hipótesis de Simulaciones

A continuación se presentan las hipótesis más relevantes utilizadas en las simulaciones. Las mismas fueron tomadas de la Facultad de Ingeniería (<http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2013/salaBaseCurso2013>).

Generales

Período de Simulación: 15 años (2013 a 2027)

Crónicas: 1931 a 2008 = 78 crónicas

Tasa de actualización: 12%

Demanda del sistema de generación

A partir de la energía generada en el 2011, que fue 9895 GWh, se proyecta un crecimiento de 3,56% para 2012. Para los años siguientes se estima un crecimiento del 4,5% anual.

Año	Generación proyectada en GWh	Crecimiento de la demanda en %
2011	9805	
2012	10154	3,56%
2013	10611	4,50%
2014	11088	4,50%
2015	11587	4,50%
2016	12109	4,50%
2017	12654	4,50%
2018	13223	4,50%
2019	13818	4,50%
2020	14440	4,50%
2021	15090	4,50%
2022	15769	4,50%
2023	16478	4,50%
2024	17220	4,50%
2025	17995	4,50%
2026	18805	4,50%
2027	19651	4,50%

La demanda se modela con 4 postes horarios por semana. La duración de los mismos expresada en horas son: 7, 28, 91, 42.

Los costos de falla o energía no suministrada son los siguientes:

Escalón de Falla	Profundidad (%)	Costos (USD/MWh)
Falla 1	2	500
Falla 2	5	600
Falla 3	7.5	2400
Falla 4	85.5	4000

Precios de los Combustibles

Se consideró un precio de petróleo fijo de 110 USD/bbl. El precio del gas natural también fijo a 15 USD/MMBTU y el precio del carbón a 100 USD/t.

Se consideró que a partir de mayo (semana 20) del año 2015 existe disponibilidad total de gas natural.

Parque Hidráulico

Se modelan las cuatro usinas hidráulicas del sistema uruguayo actual. Por un lado, contamos con las 3 represas sobre el Río Negro: Dr. Gabriel Terra (con embalse), Baygorria y Constitución (ambas centrales de pasada). Por otro lado, contamos con el 50% de la represa de Salto Grande (central de pasada).

Parque hidráulico				
Central	Terra	Baygorria	Salto Grande*	Constitución
Unidades	4	3	7	3
Pot. máxima por unidad(MW)	38.8	36	135	111
Potencia Total	155.2	108	945	333

* Esto es el 50% de la Central

Parque Térmico

Máquinas	Unidades	Potencia Máxima (MW)	Costo (USD/MWh)	Disponibili- dad (%)	Combusti- ble	Entrada	Salida
Quinta	1	80	187	84	Fuel oil	-	31/12/2020
Sala B	1	48	231	56	Fuel oil	-	13/06/2015
Sexta	1	125	190	84	Fuel oil	-	31/12/2020
CTR	2	110	280	84	Gas oil	-	-
PTI B * (GN)	3	180	104	85	Gas Nat.	01/01/2016	-
PTI A (GO)	6	49	222	84	Gas oil	-	01/05/2013
PTI A (GN)	6	49	149	84	Gas Nat.	01/05/2015	-
Arrendamientos	7	49	222	84	Gas oil	01/05/2013	01/05/2015
Motores	8	10	166	84	Fuel oil	-	-

* Previamente a la entrada del ciclo combinado (PTI B) ingresan en el sistema el 1/5/2015 dos (2) turbinas de 180 MW cada una con un costo variable de 168 USD/MWh utilizando gas natural como combustible que luego se combinan formando PTI B.

Parque Eólico

En la siguiente tabla se presentan las potencias eólicas modeladas.

FECHA	Eólico MW
01/05/2011	42
01/09/2013	76
01/12/2013	376
01/05/2014	1056
01/05/2015	1196
01/05/2016	1256
01/05/2017	1256
01/05/2018	1456
01/05/2019	1576
01/01/2020	1880
01/05/2022	2226
01/05/2023	2226
01/05/2024	2412
01/05/2025	2672
01/05/2026	2916
01/05/2027	3052

Biomasa

Se consideran 120 MW de Biomasa Autodespachada (con disponibilidad 1) a partir del 1/5/2015 y durante todo el período de simulación.

Se considera también 40 MW de Biomasa Convocable a partir del 1/5/2015, durante todo el período, a un costo de 50 USD/MWh.

Comercio Internacional

Argentina:

Se considera a partir de 1/5/2015 la importación desde Argentina de 100 MW con una disponibilidad de 30%, a un precio de 400 USD/MWh.

La exportación se modela con 2000 MW de potencia máxima, 100% de disponibilidad. Argentina asegura la compra de energía a un precio de 10 USD/MWh.

Brasil:

Se considera la posibilidad de importación por Rivera 70 MW y Melo 500 MW del mercado spot de Brasil, siempre que el costo marginal de Brasil sea menor a 180 USD/MWh. El precio de compra en Uruguay resulta del costo marginal de Brasil más 300 USD/MWh de peajes.

La posibilidad de exportación por ambas interconexiones (Rivera 70 MW y Melo 500 MW) en el mercado de Brasil se tiene siempre que el costo marginal sea menor a 180 USD/MWh. El precio de venta en Brasil resulta del costo marginal de Uruguay más 300 USD/MWh de peajes.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Matriz energética primaria mundial. En “Otros” se incluye geotérmica, eólica y fotovoltaica. Fuente: IEA, 2012a.	13
Figura 1.2 Reservas mundiales de fuentes no renovables. Fuente: BGR 2011. Nota: NC= No Convencional. EJ= 10^{18} J =23,9 Mtep)	14
Figura 1.3 Participación de los Recursos Mundiales de combustibles fósiles. Fuente: BGR 2011. Nota: ZJ= 10^{21} J =23,9 Gtep).....	15
Figura 1.4 Consumo de energía mundial por fuentes. Fuente: IEA, 2010.....	16
Figura 1.5 Composición de la generación eléctrica mundiales 2010. Fuente: IEA, 2010.	17
Figura 2.1 Proceso de Carbonificación.....	23
Figura 2.2 Clasificación de carbones y usos. Fuente: EURACOAL. Nota: el valor en % corresponde a la participación en las reservas mundiales.	24
Figura 2.3 Clasificación Internacional del carbón. Fuente: EURACOAL.	25
Figura 2.4 Recursos y Reservas de carbón de alto rango en Gt. Fuente: BGR 2011 Nota: CIS: Países de la ex Unión Soviética)	30
Figura 2.5 Recursos y Reservas de lignito en Gt. Fuente: BGR 2011. Nota: CIS: Países de la ex Unión Soviética.	31
Figura 2.6 Producción mundial de Carbón esperada por región según el escenario de “Nuevas Políticas” de la IEA. Fuente: IEA, WEO 2011.....	33
Figura 2.7 Clasificación de volúmenes mundiales de carbón de alto rango (Hard Coal) del año 2011. Fuente: VDKI, 2012.....	35
Figura 2.8 Mapamundi de Flujo de Carbón de alto Rango en Mt del 2011. Comercio total 978 Mt. Carbón Térmico 739 Mt. Carbón Metalúrgico 239 Mt. Fuente: VDKI 2012.	36
Figura 2.9 Intercambios en el mercado internacional marítimo. Fuente: VDKI 2012	37
Figura 2.10 Evolución del consumo de carbón térmico en los mercados regionales. Fuente: VDKI 2012	37
Figura 2.11 Países exportadores de carbón térmico del CIM. Fuente: VDKI 2012	38
Figura 2.12 Grafica con los costos FOB medios de las principales regiones exportadoras con sus respectivos volúmenes de 2011. Fuente: IEA 2010, VDKI 2012.	38
Figura 2.13 Volúmenes de carbón térmico importados del CIMCT por región (Mt). Fuente VDKI 2012	51
Figura 2.14 Cantidades comercializadas de Productos a Granel. Fuente: IEA.....	54
Figura 2.15 Precio de fletes ARA desde Richards Bay, Puerto Bolivar y Newcastle. Fuente: VDKI 2012.	55
Figura 2.16 Evolución de precios del carbón en diferentes regiones. Fuente: BP.....	60
Figura 2.17 Precios FOB de carbón térmico en diferentes regiones desde enero 2009 a marzo 2013. Fuente: World Bank, 2013.	61
Figura 2.18 Precios de gas natural y petróleo en diferentes regiones desde enero 2009 a marzo 2013. Fuente: World Bank, 2013.	61
Figura 2.19 Volúmenes Negociados de Derivados Financieros. Fuente VDKI, 2012.....	63

Figura 3.1 Cadena de Producción - Consumo de carbón.....	67
Figura 3.2 Terminales carboneras de Ventanas (Chile) y Gijón España. Fuente Google Earth.	73
Figura 3.3 Ejemplo de los dos tipos de grúas de descarga. Fuente E-Crane, NEUERO.	73
Figura 3.4 Cinta Transportadora de Central UTE-Pcem (Brasil). Fuente: Google Earth	74
Figura 3.5 Grúa apiladora – recuperadora y maquinaria pesada de compactación y mantenimiento. Fuente: www.adn.com, http://herryimagery.wordpress.com.	76
Figura 3.6 Aumento de rendimiento con diferentes mejoras de la planta. Fuente: János Beér, 2006.	79
Figura 3.7 Esquema de central de carbón pulverizado. Fuente: IEA.....	80
Figura 3.8 Esquema de instalación de Molino.....	82
Figura 3.9 Tipos de molinos pulverizadores de carbón. Fuente: Catalogo CAIMAN Mining. www.mine- engineer.com.	83
Figura 3.10 Disposición de quemadores en el Hogar. Fuente: Termuehlen & Emsperger 2003.....	85
Figura 3.11 Diseños de generadores de carbón pulverizado. Fuente: www.brighthubengineering.com. ...	86
Figura 3.12. Esquemas de circulación de agua por el generador. Fuente: Termuehlen & Emsperger 2003	87
Figura 3.13 Tamaños de los tubos del hogar en circulación natural y forzada a 170 kg/cm2 de presión de trabajo. Fuente: Shield, 1979.	88
Figura 3.14 Tolva colectora de cenizas del hogar. Descarga y enfriamiento de cenizas. Fuente: www.youtube.com	92
Figura 3.15 Turbinas de vapor en tandem. De alta, intermedia y baja presión. Fuente: www.toutube.com.	94
Figura 3.16 Esquema de una caldera CFBC. Fuente: European Comission.....	96
Figura 3.17 Esquema de planta IGCC. 1 Cámara gasificadota, 2 Filtro y limpieza de gas, 3 Turbina de gas, 4 Caldera de recuperación, 5 Turbina de vapor. Fuente U.S. EIA.....	99
Figura 3.18 Esquema de planta de captura de CO ₂ . Fuente: IPCC, 2005.....	101
Figura 4.1 Esquema de Precipitador electrostático.....	109
Figura 4.2 Esquema básico de lavador de gases con producción de yeso	113
Figura 4.3 Fotografía de Central Allen Steam a orillas del Mississippi en las inundaciones de 2011. Fuente: TCWN, 2011.....	119
Figura 5.1 Energía hidráulica anual simulada para 2023 según 78 crónicas históricas.....	126
Figura 5.2 Distribución de la energía hidráulica anual simulada para 2023 según 78 crónicas históricas	126
Figura 5.3 Energía eólica anual generada según 78 crónicas simuladas.	127
Figura 5.4 Distribución de consumo de carbón para el año 2025 obtenido de las simulaciones.	131
Figura 5.5 Factor de uso semanal esperado de la Central en el sistema eléctrico uruguayo en el período 2023 – 2027.	131
Figura 5.6 Evolución del Stock con 6,8ha de almacenamiento y contrato de largo plazo.....	135
Figura 5.7 Distribución del costo del stock en los escenarios simulados.	135
Figura 5.8 Distribución de Faltante para una capacidad de almacenamiento de 4ha y contrato de largo plazo.....	136

Lista de Figuras

Figura 5.9 Evolución del Stock con 4ha de almacenamiento y contrato de largo plazo.....	137
Figura 5.10 Evolución del Stock con 6,7ha de almacenamiento y compras spot	139

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Producción, reservas y recursos de carbón de alto rango en los países con mayores reservas a nivel mundial.	32
Tabla 3.1 Muestra de Almacenamiento de carbón en Centrales.....	76
Tabla 3.2 Características principales medias de la tecnología PCC.	78
Tabla 4.1 Emisiones de CO ₂ en el sector Eléctrico por utilización de Combustibles Fósiles.....	104
Tabla 4.2 Estándares de Emisiones.	105
Tabla 4.3 Eficiencia de Ciclones	107

BIBLIOGRAFÍA

ACCA (American Coal Ash Association) (2012). *2011 Coal Combustion Product (CCP) Production & Use Survey Report* [en línea]. Disponible en: <http://www.acausa.org/associations/8003/files/Final2011CCPSurvey.pdf>

Adaro. (2010). *A Guide to Stockpiling and Storage*. Jakarta: Mamuaya, A.

Alarcón, R. (2012, Agosto 28) Corte Suprema ratifica rechazo termoeléctrica Castilla por considerarla "ilegal". *Uchile*.

Andrade de Carvalho & Teixeira Lacava (2003). *Emissões em Processos de Combustão*. Sao Paulo: Unesp

Australia, Bureau of Resources and Energy Economics (2012). *Resources and Energy Quarterly*. Canberra.

Argus, (2013). *Methodology and Specification Guide*. London

Babcock & Wilcox Company & US Department of Energy (2001). *Vertical Tube, Variable Pressure Furnace for Supercritical Steam Boilers*. Las Vegas: McDonald, D & Kim, S.

Babcock-Hitachi (2004). *Supercritical Boiler Technology Mature*. Tokyo: Richardson, M., Kidera, Y. & Shimogori, Y.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2012). *Annual Report Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2011*, Hannover: Andrleit, H., Babies, H.G., Meßner, J., Rehder, S., Schauer, M. & Schmidt, S.

BP (2012a). *Energy Outlook 2030*. London

BP (2012b). *Statistical Review of World Energy*. London.

Campos, P. (2013, Agosto 1) Organizaciones valoran fallo que anuló aprobación ambiental de Punta Alcalde. *Uchile*.

Coal Trade Association (2010). *2010 Master Coal Purchase and Sale Agreement*. Arlington, U.S

Colombia, Ministerio de Minas y Energía (2010). *Revisión y Actualización de la Proyección de Precios de Carbón*. Bogotá: Amaranto, H & Forero, J.

Colombia, Ministerio de Minas y Energía (2012). *La Cadena del Carbón en Colombia*. Bogotá.

DINAMA (Dirección Nacional de Medio Ambiente) (2004). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero*. Montevideo.

DINAMA, Grupo Gesta Aire (2012a). *Propuesta de Estándares Emisiones Gaseosas de Fuentes Fijas*. Montevideo.

DINAMA, Grupo Gesta Aire (2012b). *Propuesta de Estándares Calidad de Aire*. Montevideo.

EBHI (European Bulk Handling Instalation) (2012). *Puerto de Gijón*. Gijón-Asturias

European Commission, Institute for Energy (2007). *The Future of Coal*. Luxembourg: Kavalov, B & Peteves, S.D.

European Commission (2008). *Handbook on treatment of coal ash disposal*. Luxembourg

European Commission (2012). *Energy Road Map 2050*. Luxembourg

European Union, Power Clean Thematic Network (2004). *Fossil Fuel Power Generation State-of-the-Art*. Coleraine (UK): McMullan, J.

European Association for Coal and Lignite (2013). *EURACOAL Market Report 2/2012*. Bruxelles.

Exponent, Engineering and Scientific Consulting (2010). *Coal Ash: Hazard, Waste, or Resource?*, Fairbrother, A., Bigham, G., Pietari, J., Tsuji, J.

Foster Wheeler (2006). *Circulating Fluidized-Bed Technology – Toward Zero CO₂*. Varakaus: Jäntti, T., Ericsson, T., Hotta, A., Hyppänen, T. & Nuortimo, K.

Glauco Sanchez, C. (2010). Purificação do Produto de Gaseificação de Biomassa. En W. Bizzo, *Tecnologia da Gaseificação de Biomassa* (pp.393-422). Sao Paulo: Átomo

Global Energy Observatory (2013). *Current List of Coal Power Plants* [en línea]. Disponible en: <http://globalenergyobservatory.org/list.php?db=PowerPlants&type=Coal>

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2005). *Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge: University Press.

IPCC (2007). *Climate Change 2007 Mitigation*. Cambridge: University Press.

IEA (International Energy Agency) (2010). *World Energy Outlook 2010*. Paris

IEA (2011). *Power Generation from Coal Ongoing Development and Outlook*. Paris: Burnard, k. & Bhattacharya, S.

IEA (2012a). *Key World Energy Statistics*. Paris.

- IEA (2012b). *CCS Retrofit, Analysis of the Globally Installed Coal – Fired Power Plant Fleet*. Paris: Finkenrath, M., Smith, J. & Volk, D.
- IEA-CCC (Clean Coal Center) (2006). *Coal Combustion Technology for a Competitive Power Market*. London.
- IEA-CIAB (Coal Industry Advisory Board) (2012a). *International Coal Policy Developments in 2012*, Paris.
- IEA-CIAB (2012b). *The Global Value of Coal*, Paris.
- János Beér (2006). *High Efficiency Electric Power Generation*. Cambridge (USA): Massachusetts Institute of Technology.
- Johnstone, H. (2013, June 26). EIB proposes new energy lending criteria. *Power Engineering International*. Tulsa, Oklahoma.
- Jowit, J. (2010, September 15). World Bank invests record sums in coal. *The Guardian*
- Macdonel, G. Pindter, J., Herrejón, L., Pizá, J. & López, H. (2000). *Ingeniería Marítima y Portuaria*. Ciudad de México: Alfaomega
- Moitra, S. (2013, April 15). Coal India relents on fuel supply deals. *Daily News and Analysis (DNA)*. India.
- National Energy Technology Laboratory (2011), *Coal-Fired Power Plants in the United States: Examination of the Costs of Retrofitting with CO₂ Capture Technology, Revision 3*. (DOE/NETL- 402/102309). Pittsburgh: DiPietro, P & Nichols, C.
- Net Resource International (2012). *Yuhuan 1000 MW Ultra-Supercritical Pressure Boiler, China* [en línea]. Disponible en: <http://www.power-technology.com/projects/yuhuancoal/>

- PricewaterhouseCoopers (2012). *Mining in Indonesia Investment and Taxation Guide (4th Edition)*. Jakarta.
- Prieto, I. (2004), *Sistemas de Combustión en Lecho Fluido*, Oviedo: Universidad de Oviedo. (TCWN, 2011).
- Power Engineering (2012a). *Turk coal-fired power plant begins operation* [en línea]. Disponible en: <http://www.power-eng.com/articles/2012/12/turk-coal-fired-power-plant-begins-operations.html>
- Romero Villanueva, M. (1963). *Calderas Marinas*, Buenos Aires: Imprenta de la Escuela Naval Militar.
- Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade*. Germany: Springer.
- Silvestri, G. (2003). *Eddystone Station, 325 MW Generating Unit 1 A Brief History*. New York: ASME
- Shield, C. (1979). *Calderas: Tipos, características y sus funciones*. México: CECSA.
- TCWN (Tennessee Clean Water Network) (2011). *Coal Ash Pond in Memphis Flooded* [en línea]. Disponible en: <http://hosted.verticalresponse.com/391315/2ca6902e67/1746500533/2d0a8f2401/>
- Termuehlen, H. & Emsperger, W. (2003). *Clean and Efficient Coal – Fired Power Plant*. New York: ASME Press.
- Thomas F. Edgard (1983). *Coal Processing and Pollution Control*. New York.

- United Kingdom, Department of Energy & Climate Change (2012). *Fossil Fuel Price Projections*. London
- U.S. CRS (Congressional Research Service) (2013). *Carbon Capture and Sequestration: Research, Development, and Demonstration at the U.S. Department of Energy*. Washington, D.C.: Peter Folger.
- U.S. DOE (Department of Energy) (2013, July 29). *Excerpt of Energy Secretary Ernest Moniz's Remarks at National Energy Technology Laboratory in MorganTown*. [en línea]. Disponible en: <http://energy.gov/articles/excerpts-energy-secretary-ernest-moniz-s-remarks-national-energy-technology-laboratory>
- U.S. EIA (United States, Energy Information Administration) (2011). *International Energy Outlook 2011*. Washington, D.C.
- U.S. EIA (2012a). *Annual Energy Outlook 2012*, Washington, D.C.
- U.S. EIA (2012b). *Annual Coal Report*, Washington, D.C.
- U.S. EIA (2012c). *U.S. Natural Gas Imports & Exports 2011*, Washington, D.C.
- U.S. EIA (2012d), Today in Energy, May 30, 2012, *Japan's use of thermal generation is up since March 2011 due to nuclear plants outage*, Washington, D.C.
- U.S. EIA (2013a), *Electric Power Annual 2011*, Washington, D.C.
- U.S. EIA (2013b), *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*, Washington, D.C.
- U.S. EPA (Environmental Protection Agency) (2002). *EPA Air Pollution Control Cost Manual*, Washington, D.C.

U.S. EPA (2010). *Human and Ecological Risk Assessment of Coal Combustion Wastes*, Washington, D.C.

U.S. EPA (2013). *Coal Combustion Residual – Proposed Rule* [en línea].
Disponibile en:
<http://www.epa.gov/epawaste/nonhaz/industrial/special/fossil/ccr-rule/index.htm>

Urbasos, A. (2011). *Optimización y Gestión del Riesgo del Aprovisionamiento de Carbón de Centrales Termoeléctricas*. Tesis de Maestría para la obtención del título Magíster en el Sector Eléctrico, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

Uruguay, CIPAP (Comisión Interministerial del Puerto de Aguas Profundas) (2012). *Resumen de las Conclusiones de la Comisión Interministerial del Puerto de Aguas Profundas (CIPAP)*. Montevideo.

VDKI (Verein Der Kohlenimporteure) (2012). *Annual Report 2012*. Hamburg: Dr. Wolfgang Cieslik & Dr. Erich Schmitz.

Volcovici, V. (2013, June 26) World Bank plans to limit financing of coal-fired power plants. *Reuters*

World Coal Association (2012). *Coal – Energy for Sustainable Development*. London.

World Bank (2013). *Commodity Price Forecast Update Released January 15, 2013*. Washington, D.C.