



Estudio de la gestión de la variable ambiental en la generación termoeléctrica

JORGE GONZÁLEZ BLANCO

Julho de 2013

Jorge González Blanco

Estudio de la gestión de la variable ambiental en la generación termoeléctrica

*Proyecto desarrollado en el Instituto Politecnico do Porto y tutelado por la
Ingeniera Teresa Alexandra Mourão Pinto Nogueira*

Oporto, Julio 2013

Resumen

En la actualidad, el cambio climático es uno de los temas de mayor preocupación para la población mundial y los científicos de todo el mundo. Debido al crecimiento de la población de forma exponencial, la demanda de energía aumenta acorde con ello, por lo que las actividades de producción energética aumentan consecuentemente, siendo éstas las principales causantes de la aceleración del cambio climático.

Pese a que muchos países previamente habían apostado por la producción energética mediante tecnologías limpias a partir de energías renovables, hoy en día es imposible prescindir de los combustibles fósiles pues, junto a la energía nuclear, suponen el mayor porcentaje dentro del mix energético de los países más grandes del mundo, por lo que el cambio debe ser global y con todos los países implicados al unísono.

Por ello, los países desarrollados decidieron acordar una serie de leyes y normas para la regulación y el control de la expansión energética en el mundo, mediante programas de incentivo a las empresas para la producción de energía limpia, libre de emisiones, sustituyendo y mejorando los procesos tecnológicos para que garanticen un desarrollo sostenible. De esta forma, se conseguiría también reducir la dependencia energética de los países productores de los recursos fósiles más importantes y a su vez, ayudar a otros sectores a diversificar su negocio y mejorar así la economía de las áreas colindantes a las centrales de producción térmica.

Gracias a estos programas de incentivo o, también llamados mecanismos de flexibilidad, las empresas productoras de energía, al acometer inversiones en tecnología limpia, dejan de emitir gases de efecto invernadero a la atmósfera. Por tanto, gracias al comercio de emisiones y al mercado voluntario, las empresas pueden vender dichas emisiones aumentando la rentabilidad de sus proyectos, haciendo más atractivo de por sí el hecho de invertir en tecnología limpia.

En el proyecto desarrollado, se podrá comprobar de una forma más extensa todo lo anteriormente citado. Para ello, se desarrollará una herramienta de cálculo que nos permitirá analizar los beneficios obtenidos por la sustitución de un combustible fósil, no renovable, por otro renovable y sostenible, como es la biomasa.

En esta herramienta se calcularán, de forma estimada, las reducciones de las emisiones de CO₂ que supone dicha sustitución y se hallará, en función del valor de las cotizaciones de los bonos de carbono en los diferentes mercados, cuál será el beneficio económico obtenido por la venta de las emisiones no emitidas que supone esta sustitución. Por último, dicho beneficio será insertado en un balance económico de la central donde se tendrán en cuenta otras variables como el precio del combustible o las fluctuaciones del precio de la electricidad, para hallar finalmente la rentabilidad que supondría la inversión de esta adaptación en la central.

Con el fin de complementar y aplicar la herramienta de cálculo, se analizarán dos casos prácticos de una central de carbón, en los cuales se decide su suscripción dentro del contexto de los mecanismos de flexibilidad creados en los acuerdos internacionales.

Abstract

In order to mitigate the environmental impact produced by the greenhouse gases emissions and to reduce its generation, the majority of the United Nations members signed “The Kyoto Protocol” (Kyoto 1997). This protocol, made up by the United Nations Framework Convention on the Climate Change (UNFCCC), provides the established laws and measures to control and regulate those emissions.

The mechanisms approved by the UNFCCC, which are explained in this project, stimulate the emissions reduction and the sustainable development. As a result of the application of these measures, processes are provided with certified emission reduction credits. The process’s owners, the companies, are able to trade with these credits in order to meet Kyoto regulations.

The fact that the climate change is a global issue requires a global regulation to address its impacts. The emissions certificate trading is a global activity that helps countries meet these regulations, improving their environmental situation and allowing global and productive investments.

At the end of the project is included a tool which helps to calculate the emissions reduction and the benefits of different clean technologies investments. In order to evidence the advantages of these mechanisms and its positive results, are included two cases of study based in real projects.

Agradecimientos

Al finalizar un trabajo de estas dimensiones, lleno de dificultades como es el desarrollo de una *master thesis*, es inevitable que surja una muy humana satisfacción y orgullo por el trabajo bien hecho. Sin embargo, esto no hubiera sido posible sin mi familia, que con mucho esfuerzo han permitido que hoy este aquí presentando este proyecto como colofón a un año en el extranjero, viviendo una grandísima experiencia a nivel personal como profesional.

Agradecer el buen trato recibido en la universidad de acogida, el Instituto Politécnico do Porto, en especial al departamento de Electrotecnia y a todos los profesores que lo conforman.

Agradecer a la Ingeniera Teresa Alexandra Nogueira, directora del Master de Sistemas Eléctricos de Energía y, coordinadora de mi proyecto, la cual ha sabido focalizar, canalizar y estructurar mis ideas para finalmente plasmarlas en este trabajo.

Sin olvidarme de la que es mi segunda casa, la Escuela de Minas de Madrid, que durante 5 años me ha ido formando a base de exigencia y buen hacer, y que sin el conocimiento adquirido y la personalidad forjada dentro de la misma, no podría haber llevado a cabo esta tarea.

Por último, y de forma muy especial quiero dedicar este proyecto a mi abuelo Jesús, el primer ingeniero de la familia y la persona que sin lugar a dudas más orgullosa se sentiría de mi en este momento. Va por tanto dedicado para él este primer trabajo como el futuro ingeniero que ya empiezo a ser.

Índice

1. Introducción	1
1.1 Contexto actual	1
1.2 Objetivos del proyecto	2
1.3 Estructura del proyecto	3
2. Principales centrales de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles	5
2.1 Central convencional de carbón	6
2.1.1 Situación actual del carbón a escala mundial	6
2.1.2 Funcionamiento	8
2.2 Central de ciclo combinado	10
2.2.1 Funcionamiento	11
2.2.2 Diferencia entre las centrales de carbón convencionales y las de ciclo combinado	13
2.3 Centrales de cogeneración con biomasa	15
2.3.1 Tipos de combustibles	15
2.3.2 Problemática de la biomasa	18
2.3.3 Ventajas ambientales y sociales de la biomasa	19
2.3.4 Funcionamiento	21
2.4 Cogeneración con gasificación integrada	23
2.4.1 Ventajas técnicas y medioambientales	24
2.4.2 Funcionamiento	24

3. Tipos y clasificación de contaminantes e impactos ambientales producidos por la emisión acumulada de gases de efecto invernadero	27
3.1 Emisiones atmosféricas	28
3.1.1 Fuente de los contaminantes	28
3.1.2 Principales contaminantes	29
3.2 Efectos de las emisiones	29
3.2.1 Calentamiento global	30
3.2.2 Disminución de la capa de ozono	31
3.2.3 Acidificación	32
3.2.4 Eutrofización	33
3.2.5 Contaminación por materiales pesados (residuos industriales)	34
3.2.6 Niebla de invierno	35
3.2.7 Niebla de verano	36
4. Normativa, mecanismos de flexibilidad y comercio de emisiones de CO2	38
4.1 Mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kyoto	40
4.1.1 Mecanismo de Implementación Conjunta	40
4.1.2 Comercio de Derechos de Emisión	40
4.1.3 Mecanismo de Desarrollo Limpio	40
4.2 Mecanismos de JI y de MDL	41
4.3 Fondos de carbono	42
4.4 Asignación de derechos de emisión y comercio	42
4.4.1 Derechos de emisión	42
4.4.2 Asignación de los derechos	43
4.4.3 Control de la asignación de derechos	43
4.5 Comercio de derechos de emisión	44

4.5.1	Títulos comercializables	44
4.5.2	Alternativas del titular de los derechos	45
4.5.3	Sanción por tonelada emitida en exceso	46
4.6	Precio de los derechos de emisión	46
4.7	Periodo Post-Kyoto (2013-2020)	48
4.8	Resumen	49
5.	Mercado voluntario de bonos de CO₂	50
5.1	Historia reciente	51
5.2	Certificados de reducción de emisiones voluntarias	52
5.3	Estándares y precios del mercado voluntario	52
5.4	Compradores	54
5.5	Expectativas futuras del precio de los derechos de carbono en el mercado voluntario (2013-2020)	56
6.	El Mecanismo de Desarrollo Limpio y el ciclo de proyecto	57
6.1.	Beneficios para el inversor	58
6.2	Clasificación de los proyectos del MDL para la reducción de emisiones	58
6.3	Ciclo de proyecto	59
6.3.1	Primer paso: PIN	60
6.3.2	Segundo paso: Documento del diseño del proyecto (PDD)	60
6.3.3	Tercer paso: Carta del aval gubernamental	62
6.3.4	Cuarto paso: Validación	62
6.3.5	Quinto paso: Registro	62
6.3.6	Sexto paso: Negociación del contrato	63

6.3.7 Séptimo paso: Implementación y monitorización	64
6.3.8 Octavo paso: Verificación y certificación	64
6.3.9 Noveno paso: emisión de CER's	64
6.4 Financiación de un proyecto MDL	65
7. Herramienta para el cálculo de la reducción de emisiones en un proyecto de MDL	66
7.1 Desarrollo de la herramienta	67
7.1.1 Cálculo de la línea de base	68
7.1.2 Cálculo de la fase proyecto	71
7.1.3 Reducción de emisiones	72
7.2 Caso práctico	73
7.2.1 Planteamiento inicial	74
7.2.2 Desarrollo	75
7.3 Otros escenarios	82
7.4 Análisis de los resultados obtenidos	85
8. Conclusiones	86
8.1 Aspectos conclusivos	86
8.2 Perspectivas futuras de investigación	88
Bibliografía	90
ANEXOS	94

Gráficas

2.1 Emisiones producidas por la quema de combustibles fósiles	6
2.2 Recursos fósiles mundiales y distribución geográfica mundial del carbón	7
2.3 Tendencia de los precios del carbón, gas natural y petróleo en USA	7
2.4 Producción de carbón mundial	8
2.5 Diagrama de funcionamiento de una central de carbón convencional	9
2.6 Central convencional de carbón	10
2.7 Diagrama de funcionamiento de una central de ciclo combinado	11
2.8 Central de ciclo combinado	13
2.9 Evolución de un cultivo energético de chopos	17
2.10 Transporte por camión de biomasa	18
2.11 Diagrama de funcionamiento de una central de cogeneración con biomasa	21
2.12 Central de cogeneración con biomasa	23
2.13 Diagrama de funcionamiento de una GICC	25
2.14 Central de gasificación integrada de ciclo combinado	26
3.1 Calentamiento global	30
3.2 Disminución de la capa de ozono	31
3.3 Acidificación	32
3.4 Eutrofización	33
3.5 Residuos industriales	34
3.6 Niebla de inviernos	35
3.7 Niebla de verano	36
4.1 Reparto de emisiones para el 2008-2012	39
4.2 Evolución del precio de los CER's	48
5.1 Volúmenes y precios de EUA's, CER's y ERU's en el mercado voluntario	51
5.2 Crecimiento estimado del mercado	52
6.1 Ciclo de un proyecto MDL	59

6.2 Línea de base	61
7.1 Central térmica La Pereda, Santander, España	73
7.2 Cálculo de la Línea de Base	75
7.3 Cálculo de la Fase Proyecto	76
7.4 Resultado del análisis de sensibilidad	77
7.5 Cálculo de la reducción de emisiones	78
7.6 Ubicación de la central de carbón, Callao, Perú	83

Tablas

4.1 Países de anexo I	39
4.2 Equivalencias de cada gas en tCO ₂	43
5.1 Volúmenes y valores cotizados en el Mercado Voluntario	51
5.2 Precios y volúmenes por estándares voluntarios	54
5.3 Volumen y valor cotizados según las regiones de los compradores	54
5.4 Principales tipos de compradores en el Mercado Voluntario	55
5.5 Precios promedios para 2012-2020	56
7.1 Combustibles y propiedades	69
7.2 Plan de suministro del combustible de biomasa	78
7.3 Variación de la TIR según la cotización de los derechos de emisión	80
7.4 Datos y resultados obtenidos	81

-

Abreviaturas

GEI - Gases de Efecto Invernadero

JI - Joint Implementation

CE - Comercio de Emisiones

MDL - Mecanismo de Desarrollo Limpio

AAU - Assigned Amount Unit

EUA – European Union Allowance

ERU - Emission Reduction Unit

CER - Certified Emissions Reduction

RMU - Removal Unit

VER – Verified Emission Reduction

VCS – Verified Carbon Standard

CAR – Climate Action Reserve

Capítulo 1

Introducción

1.1 Contexto actual

Según las más recientes encuestas, una de las principales preocupaciones de la sociedad mundial es la aceleración del cambio climático por la acción del hombre, siendo uno de los grandes y principales temas polémicos y de debate en el ámbito político y económico.

Desde la revolución industrial, se produjo un incremento muy elevado de las emisiones de CO₂ y gases de los denominados de efecto invernadero, derivados de la acción y el desarrollo industrial.

El mayor número de emisiones viene derivado de la quema de combustibles fósiles, como el carbón o el petróleo, los cuales son los mayores productores de gases de efecto invernadero a la atmósfera, pero que debido a la demanda de energía de una sociedad que crece exponencialmente, hace que sea imposible prescindir de ellos.

Este hecho no ha pasado desapercibido para las instituciones mundiales, las cuales siendo conocedoras de los efectos y los impactos producidos por la emisión de estos gases de manera descontrolada y la repercusión nociva que tiene sobre la población mundial, vieron la necesidad de la aprobación de una legislación reguladora y controladora de los niveles de emisiones a nivel global.

En este escenario de acontecimientos nace el Protocolo de Kioto, acuerdo internacional firmado en 1997 en la ciudad nipona del mismo nombre, en el cual se propusieron una serie de medidas de control y mecanismos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, se aprobaron medidas de implementación e incentivo a las empresas para la reducción de emisiones, tanto en países desarrollados como en países en vías de desarrollo.

Estas medidas de incentivo para la renovación de los métodos de producción, dirigidos hacia una tecnología más limpia y con menos emisiones, es el objeto principal de estudio en este proyecto, desde un punto de vista técnico, legislativo y económico.

1.2 Objetivos del proyecto

A partir de estos nuevos acuerdos internacionales, se presenta un gran reto para la industria energética a partir de la quema de combustibles fósiles, pues se exige una adaptación de sus instalaciones y métodos de producción, los cuales se irán desgranando a lo largo del proyecto para conseguir un desarrollo sostenible sin perder competitividad en los mercados.

En la producción termoeléctrica a partir de la quema de hidrocarburos, es necesario un amplio estudio de la variable ambiental, desde el conocimiento del funcionamiento de los diferentes tipos de plantas, los combustibles utilizados, los tipos de contaminantes y sus efectos, así como el conocimiento de la legislación y el mercado de emisiones para buscar la mayor rentabilidad y sostenibilidad de la producción.

También se abordarán, además de los procesos de producción eléctrica a partir de combustibles fósiles, tanto las emisiones como el impacto ambiental producidos por la acumulación de las mismas, la legislación y los mercados de derechos de emisión.

Por otra parte, se estudiarán los diferentes mecanismos propuestos por los acuerdos internacionales, siendo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) el más interesante y el objeto de estudio en mayor profundidad en este proyecto, debido a que permite la interacción entre los países desarrollados y los países en vías de desarrollo, como es el caso de los países latinoamericanos o del sudeste asiático, que debido a su crecimiento en los últimos años, han despertado el interés de las empresas occidentales para realizar allí sus inversiones.

Por último, se desarrollará una herramienta de cálculo que nos permitirá analizar los beneficios obtenidos por la sustitución de un combustible fósil, no renovable, por otro renovable y sostenible.

En esta herramienta se calcularán, de forma estimada, las reducciones de las emisiones de CO₂ que supone dicha sustitución y se hallará el beneficio económico obtenido por la venta de las mismas. Por último, dicho beneficio será insertado en un balance económico de la para hallar la rentabilidad que supondría la inversión de esta adaptación en la central.

Con el fin de complementar y aplicar la herramienta de cálculo, se analizará un caso práctico de una central de carbón, la cual decide su adaptación para la quema de biomasa suscribiéndose a los mecanismos de flexibilidad creados en los acuerdos internacionales.

1.3 Estructura del proyecto

De forma esquemática el proyecto se estructura del siguiente modo:

En el capítulo 2, se analiza la situación actual y el funcionamiento de las diferentes plantas de producción de energía eléctrica a partir de la quema de combustible fósil.

En el capítulo 3, se explican los diferentes tipos de contaminantes, así como los impactos ambientales producidos por los efectos acumulados de los mismos.

En el capítulo 4, en el contexto de lo acordado en el protocolo de Kyoto, se analizan las medidas que atañen a la generación termoeléctrica y al comercio de emisiones.

En el capítulo 5, se define de forma detallada la constitución y el funcionamiento del mercado voluntario, la cotización de los derechos de carbono, los compradores y las expectativas futuras en los precios.

En el capítulo 6, se explica el ciclo de un proyecto dentro del Mecanismo del Desarrollo Limpio, los beneficios para el inversor y las posibilidades de financiación de los mismos.

En el capítulo 7, se desarrolla una herramienta de cálculo para la reducción de emisiones, acompañada con un ejemplo real práctico de la adaptación de una central de carbón convencional para poder producir energía a partir de la biomasa.

Por último, en el capítulo 8 se expondrán las conclusiones extraídas del análisis llevado a cabo durante todo el proyecto. También se hará una reflexión en cuanto a futuros estudios y ampliaciones que pudiera tener el mismo.

Capítulo 2

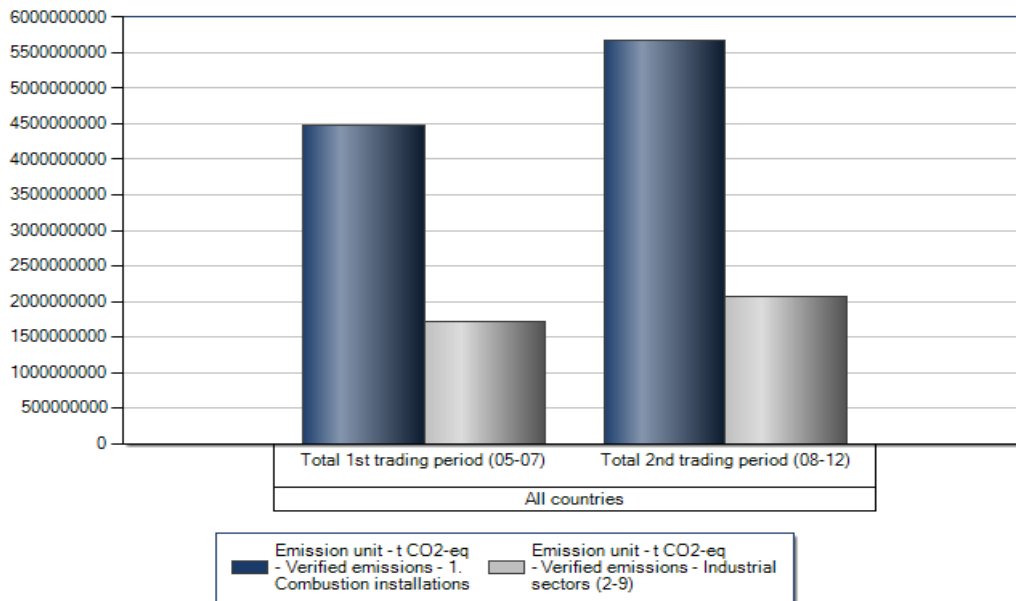
Principales centrales de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles

Para la planificación del aprovisionamiento futuro de electricidad juegan tres factores cuyas importancias relativas, condicionadas por diversas sensibilidades o percepciones, en diferentes períodos, determinan la solución que se adopte. Estos factores son la seguridad de abastecimiento, el problema ambiental y el precio final de la energía admisible para los consumidores.

En referencia al objeto de estudio de este trabajo, que es la problemática ambiental, cabe señalar que las mayores responsables de la producción de gases de efecto invernadero son las centrales térmicas convencionales, pues según las estadísticas generan el triple de la suma total de todas las emisiones producidas por el resto de actividades industriales

Estas centrales convencionales producen energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, como el carbón, el fuelóleo y el gas, utilizando tecnologías clásicas para la producción de electricidad.

En la gráfica 2.1 se puede observar cómo las centrales de producción de energía eléctrica a partir de la quema de combustibles fósiles son las responsables de la mayor parte de las emisiones producidas por la actividad humana.



Gráfica 2.1 Emisiones producidas por la quema de combustibles fósiles (Fuente: CMNUCC, 2013)

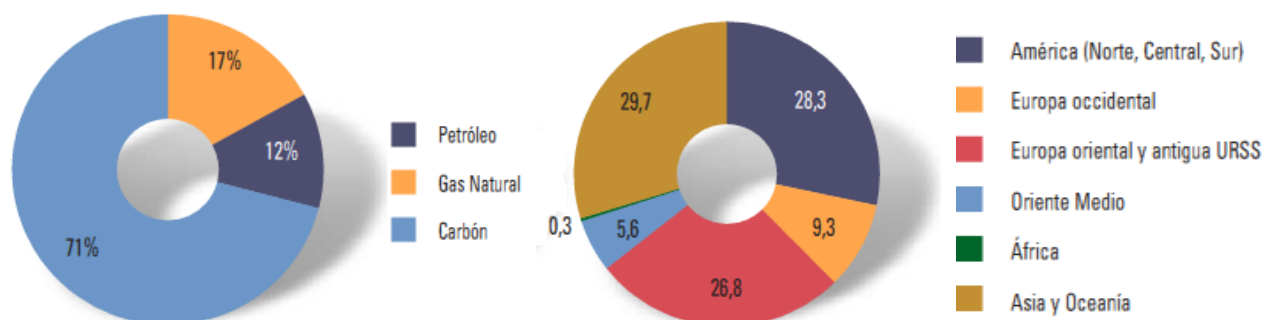
A continuación, se presentan los diferentes tipos de centrales térmicas y su funcionamiento. (UNFCCC, 2013)

2.1 Central convencional de carbón

2.1.1 Situación actual del carbón a escala mundial

Existen diferentes posibilidades para la generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles, donde el carbón ocupa una posición de privilegio, ya que es el más abundante y de abastecimiento seguro. Además, su precio es mucho más estable y previsible que el de los hidrocarburos, los cuales presentan fuertes fluctuaciones. Sin embargo, desde el punto de vista ambiental, tiene el inconveniente de los contaminantes que se liberan en la combustión, y su relativamente bajo rendimiento del ciclo utilizado en las centrales clásicas condiciona el ratio de producción de CO₂ por kWh producido.

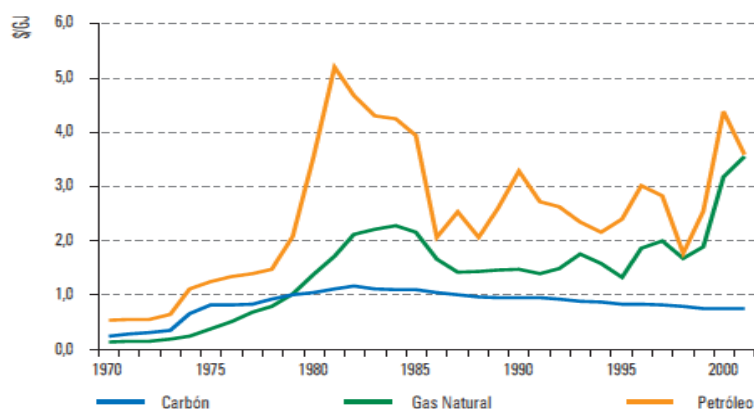
En la gráfica 2.2 se pueden observar las reservas de los recursos fósiles mundiales, así como la distribución geográfica mundial del carbón, comprobándose que es el más abundante.



Gráfica 2.2 Recursos fósiles mundiales y distribución geográfica mundial del carbón
(Fuente: Benesch,W.A, 2001)

En cuanto a la estabilidad de precios que se ha mencionado anteriormente, el carbón presenta una tendencia estable e incluso bajista, frente a las particulares características de los mercados de gas y petróleo, los cuales están dominados por un número muy reducido de países productores, lo cual implica que los precios experimenten fuertes oscilaciones, que además resulten difícilmente previsible.

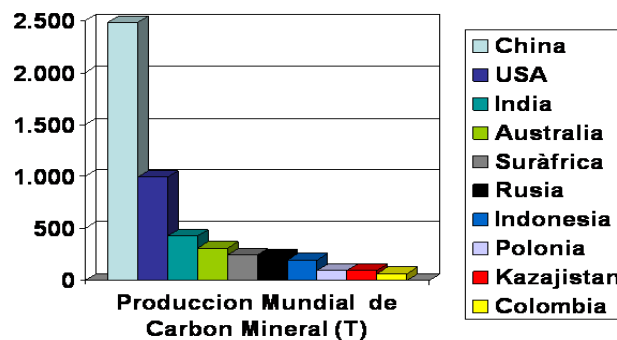
De forma añadida, en el caso del gas, se observa una tendencia alcista en el precio en los últimos años debido al fuerte aumento de la demanda. En la gráfica 2.3 se observa un ejemplo de la tendencia histórica de los precios del carbón, gas natural y petróleo en USA.



Gráfica 2.3 Tendencia de los precios de carbón, GN y petróleo en USA (Fuente: EIA-US DOE, 2002)

De esta forma, no es de extrañar que en la actualidad el carbón represente una importante fuente de energía para muchos países del mundo. Por ejemplo, Australia dispone de grandes reservas en su territorio nacional de carbón, y su combustión está aportando el 50% de las necesidades energéticas del país, y es además el principal exportador a países como Japón y Corea del Sur. Por otro lado, China es el mayor consumidor de carbón del mundo y también el mayor exportador. En otros países como en la India, actualmente el carbón aporta con el 60% de las necesidades energéticas del país.

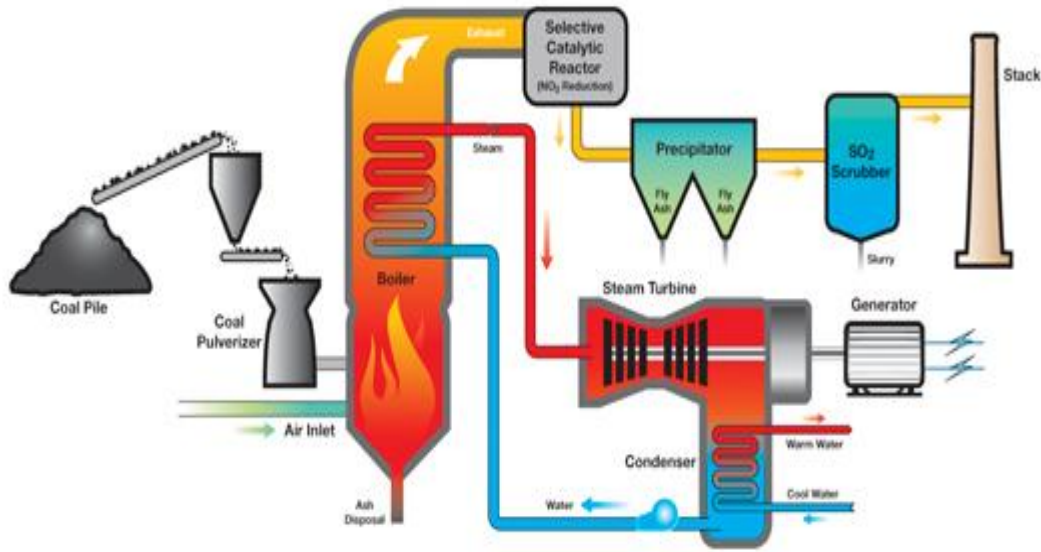
En Estados Unidos, donde las reservas de petróleo ya están cerca de agotarse, existen grandes reservas de carbón y dadas las circunstancias actuales, tenderán a incrementar su uso en los próximos años, del mismo modo que China e India, que están pensando en triplicar la actual capacidad de producir energía a partir del carbón para el año 2020.



Gráfica 2.4 Producción de carbón mundial (Fuente: IEA, 2006)

2.1.2 Funcionamiento

En las centrales convencionales de carbón, el mineral es almacenado en el parque cerca de la central, éste es conducido mediante una cinta transportadora hacia una tolva que alimenta al molino. Aquí el carbón es pulverizado finamente para aumentar la superficie de combustión y así mejorar la eficiencia. Una vez pulverizado, el carbón se inyecta en la caldera, mezclándose con aire caliente para su combustión.



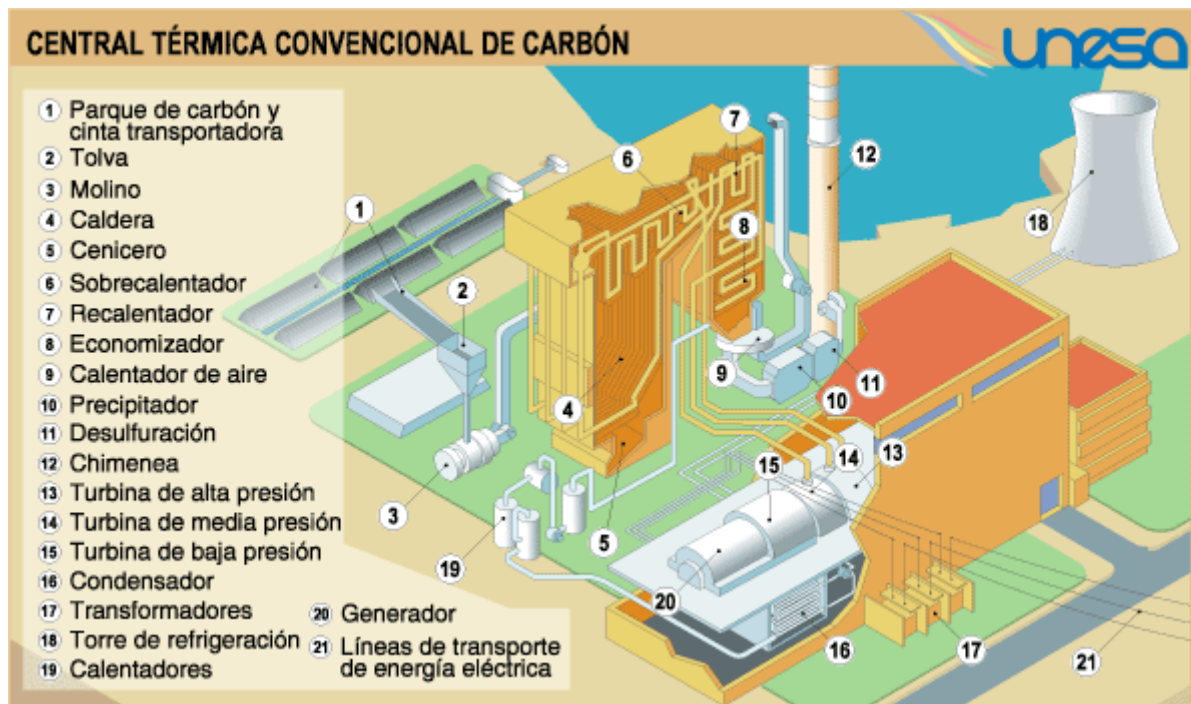
Grafica 2.5 Diagrama de funcionamiento de una central de carbón convencional (Fuente: EMERSON Industrial Automation, 2013)

La caldera está formada por numerosos tubos por donde circula agua, que es convertida en vapor a alta temperatura. Los residuos sólidos de esta combustión caen al cenicero para ser posteriormente transportados a un vertedero. Las partículas finas y los humos se hacen pasar por los precipitadores y los equipos de desulfuración, con el objeto de retener un elevado porcentaje de los contaminantes que, en caso contrario, llegarían a la atmósfera a través de la chimenea.

El vapor de agua generado en la caldera acciona los álabes de las turbinas de vapor, haciendo girar el eje de estas turbinas que se mueve solidariamente con el rotor del generador eléctrico. En el generador, la energía mecánica rotatoria es convertida en electricidad de media tensión y alta intensidad.

Después de accionar las turbinas, el vapor de agua pasa al condensador donde se transforma en líquido. El agua que refrigera el condensador proviene de un río o del mar, y puede operar en circuito cerrado, es decir, transfiriendo el calor extraído del condensador a la atmósfera mediante torres de refrigeración o, en circuito abierto, descargando dicho calor directamente a su origen.

En la gráfica 2.6 se observan los diferentes elementos mencionados en la explicación del funcionamiento de la central de carbón convencional. (UNESA, 2013)



Gráfica 2.6 Central convencional de carbón (FUENTE: UNESA, 2013)

2.2 Central de Ciclo Combinado

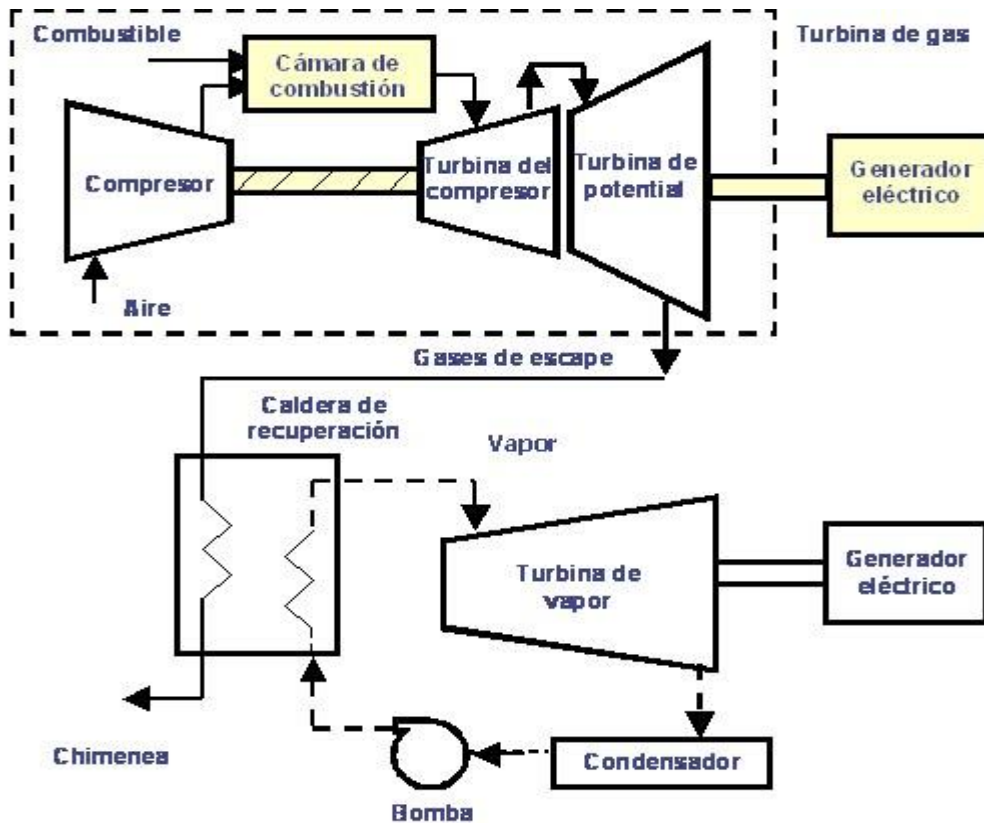
En los últimos años, los elevados precios del petróleo y el gas natural han hecho resurgir esta tecnología a gran escala.

Debido a sus características técnicas, el ciclo combinado permite adaptarse a las subidas y bajadas rápidas de carga y tiene tiempos de arranque cortos partiendo de posición parada. Tienen un mayor rendimiento, por lo que se reduce el nivel de consumo de energía primaria para satisfacer la demanda respecto a las centrales convencionales.

En términos de emisiones, los CCTG emiten menos por unidad de combustible y además no emiten dióxido de azufre y las emisiones de NOx inquemados también se disminuyen notablemente. También es reseñable el menor consumo de agua respecto a las centrales nucleares o las convencionales en torno al 35%.

2.2.1 Funcionamiento

La energía térmica del combustible es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos: el correspondiente a una turbina de gas (ciclo Brayton) y el convencional de agua/turbina vapor (ciclo Rankine).



Gráfica 2.7 Diagrama de funcionamiento de una Central de Ciclo Combinado (Fuente: SciELO 2009)

La turbina de gas consta de un compresor de aire, una cámara de combustión y una cámara de expansión. El compresor comprime el aire a alta presión para mezclarlo posteriormente en la cámara de combustión con el gas. En esta cámara, se produce la combustión del combustible en unas condiciones de temperatura y presión que permiten mejorar el rendimiento del proceso, con el menor impacto ambiental posible.

A continuación, los gases de combustión se conducen hasta la turbina de gas para su expansión. La energía se transforma, a través de los álabes, en energía mecánica de

rotación que se transmite a su eje. Parte de esta potencia es consumida en arrastrar el compresor y el resto mueve el generador eléctrico, que está acoplado a la turbina de gas para la producción de electricidad.

El rendimiento de la turbina aumenta con la temperatura de entrada de los gases, que alcanzan unos 1.300 °C, y que salen de la última etapa de expansión en la turbina a unos 600 °C. Por tanto, para aprovechar la energía que todavía tienen, se conducen a la caldera de recuperación para su utilización.

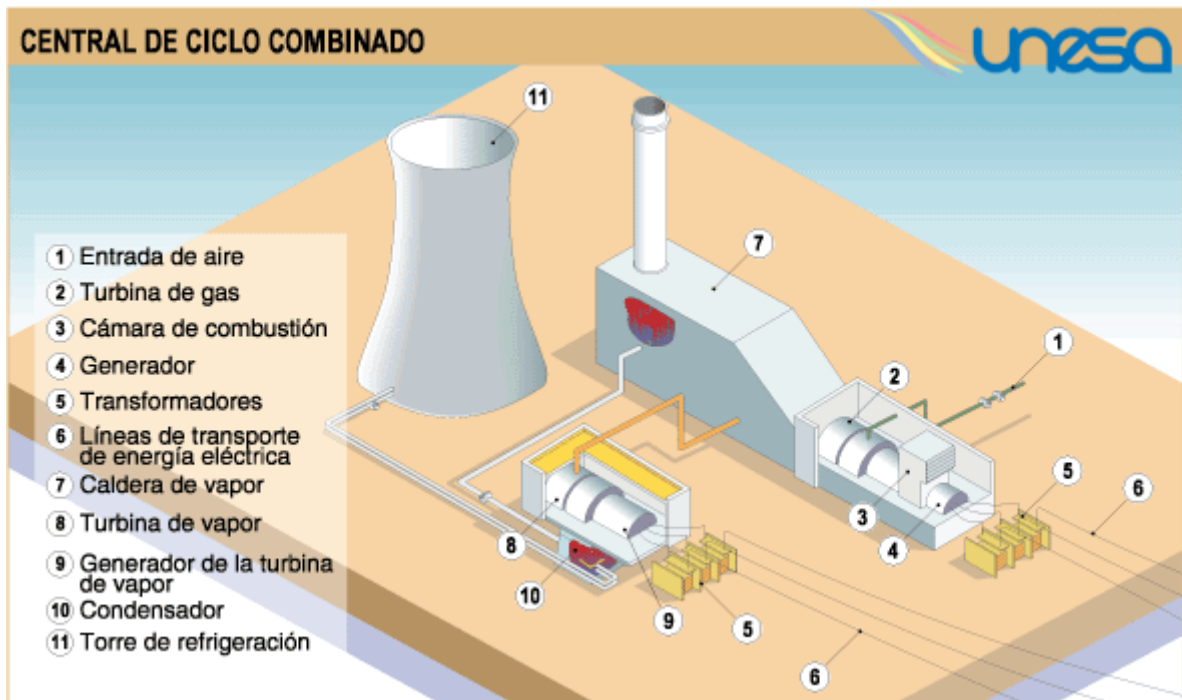
La caldera de recuperación tiene los mismos componentes que una caldera convencional (precalentador, economizador, etc.) y, en ella, los gases de escape de la turbina de gas transfieren su energía a un fluido, que en este caso es el agua que circula por el interior de los tubos para su transformación en vapor de agua.

A partir de este momento se pasa a un ciclo convencional de vapor/agua. Por consiguiente este vapor se expande en una turbina de vapor que acciona, a través de su eje, el rotor de un generador eléctrico que, a su vez, transforma la energía mecánica rotatoria en electricidad de media tensión y alta intensidad, de la misma forma que ocurre en la central de carbón convencional

A fin de disminuir las pérdidas de transporte, al igual que ocurre con la electricidad producida en el generador de la turbina de gas, se eleva su tensión en los transformadores para ser llevada a la red general mediante las líneas de transporte.

El vapor saliente de la turbina pasa al condensador para su licuación mediante agua fría que proviene de un río o del mar. El agua de refrigeración se puede devolver a un río o al mar (ciclo abierto), o bien se hace pasar a través de torres de refrigeración para su enfriamiento, en el caso de ser un sistema de ciclo cerrado.

En la gráfica 2.8 se observan los diferentes elementos mencionados en la explicación del funcionamiento de la central de ciclo combinado. (UNESA, 2013)



Gráfica 2.8 Central de ciclo combinado (FUENTE: UNESA, 2013)

2.2.2 Diferencias entre las centrales de carbón convencionales y las de ciclo combinado

CENTRALES TÉRMICAS CONVENCIONALES

- Utilizan como combustible el carbón, lignito, madera o fuel-oil.
- Se emplean turbinas de vapor para accionar los alternadores.
- Los contaminantes emitidos son principalmente óxidos de azufre, hollines ácidos, (cuya cantidad es variable en función del combustible utilizado) y dióxido de carbono.
- La eficiencia energética media alcanzada es aproximadamente un 37 %.
- Necesita depósitos para su almacenamiento y es necesario el tráfico de camiones o trenes para el aprovisionamiento.
- El tiempo de construcción es entre 5 y 7 años.

CENTRALES DE CICLO COMBINADO

- Utilizan gas natural como combustible.
- Utilizan, además de la turbina de vapor, una turbina de gas en la cabecera del proceso, lo que permite aumentar su rendimiento en comparación con las centrales térmicas convencionales, reduciendo el consumo de combustible por kWh producido, llegando a alcanzar rendimientos eléctricos próximos al 60%.
- Se reducen considerablemente las emisiones debido a la mayor eficiencia energética del ciclo, ya que al utilizar gas natural se emiten menos gases contaminantes a la atmósfera, consiguiendo una reducción del 50% en los niveles de CO₂, y en 10 veces los de NO_x, con relación a las centrales térmicas convencionales.
- La contaminación acústica es considerablemente inferior.
- Para la condensación del vapor, se requiere un tercio del agua necesaria en las centrales térmicas convencionales.
- Las centrales de ciclo combinado de gas natural son mucho más eficientes que una termoeléctrica convencional, situándose en torno a un 56%.
- Alta disponibilidad (6.500-7500 h/año).
- No necesita depósitos para su almacenamiento, ni una flota de camiones para el suministro ya que el combustible se suministra a través de un gaseoducto enterrado, por lo que se evita el impacto derivado de la circulación de camiones o trenes de aprovisionamiento.
- El tiempo de construcción es más corto (30 meses).
- Las inversiones iniciales requeridas son aproximadamente la mitad de las inversiones necesarias para las centrales térmicas convencionales, con lo que se reducen los costes financieros y los costes de electricidad producida.
- Requieren menor frecuencia de mantenimiento.
- Posible ubicación en lugares donde otro tipo de central no sería posible. Se requiere un gran esfuerzo de refrigeración pero se pueden utilizar tecnologías de

torres de refrigeración cerradas con un consumo de agua mínimo, resultando poco afectada la eficiencia global del sistema. (FEMP, 2012)

2.3 Centrales de cogeneración con biomasa

Entre las energías renovables destaca el uso de productos obtenidos a partir de materia orgánica para producir energía. Estos productos componen lo que se denomina comúnmente “biomasa”, definición que abarca un gran grupo de materiales de diversos orígenes y con características muy diferentes. Los residuos de aprovechamientos forestales y cultivos agrícolas, residuos de podas de jardines, residuos de industrias agroforestales, cultivos con fines energéticos, combustibles líquidos derivados de productos agrícolas, residuos de origen animal o humano, etc., todos pueden considerarse dentro de la citada definición.

Conviene tener muy presente esta diversidad cuando se quiere realizar una aproximación a una energía que comienza su amplio perfil desde la definición, ya que biomasa, sin la acepción energética, es la cantidad de materia viva presente en un medio o en un organismo

Como se verá más adelante, las instalaciones de producción energética con biomasa se abastecen de una amplia gama de biocombustibles, desde astillas hasta cardos y paja, pasando por huesos de aceituna y cáscaras de almendra.

2.3.1 Tipos de combustibles

Como se ha comentado, la heterogeneidad de recursos aprovechables es una característica intrínseca de los sistemas de producción de energía asociados a la biomasa. Ello aumenta su complejidad ya que cada proyecto necesita análisis específicos de disponibilidad,

extracción, transporte y distribución. De hecho, la forma de extraer y utilizar como combustible los restos de una actividad forestal es distinta al uso de los residuos de una industria forestal o al aprovechamiento energético de la cáscara de almendra o del alperujo generado al producir aceite de oliva.

Para entender mejor el origen y composición de cada uno de los residuos y materiales, susceptibles de ser utilizados en la producción de energía, conviene analizarlos uno a uno.

RESIDUOS FORESTALES

Se originan en los tratamientos y aprovechamientos de las masas vegetales, tanto para la defensa y mejora de éstas como para la obtención de materias primas para el sector forestal (madera, resinas, etc.).

Los residuos generados en las operaciones de limpieza, poda, corta de los montes pueden utilizarse para usos energéticos dadas sus excelentes características como combustibles. Con la maquinaria apropiada se puede astillar o empacar para mejorar las condiciones económicas del transporte al obtener un producto más manejable y de tamaño homogéneo.

En la actualidad, los inconvenientes asociados a estos residuos, como la dispersión, la ubicación en terrenos de difícil accesibilidad, la variedad de tamaños y composición, el aprovechamiento para otros fines (fábricas de tableros o industrias papeleras), las impurezas (piedra, arena, metales) o el elevado grado de humedad han impedido su utilización generalizada como biocombustibles sólidos.

Las podas de olivos, viñedos y árboles frutales constituyen su principal fuente de suministro.

RESIDUOS AGRÍCOLAS LEÑOSOS

Las podas de olivos, viñedos y árboles frutales constituyen su principal fuente de suministro.

Al igual que en el caso anterior, es necesario realizar un astillado o empacado previo a su transporte que unido a la estacionalidad de los cultivos aconseja la existencia de centros de acopio de biomasa donde centralizar su distribución.

RESIDUOS AGRÍCOLAS HERBÁCEOS

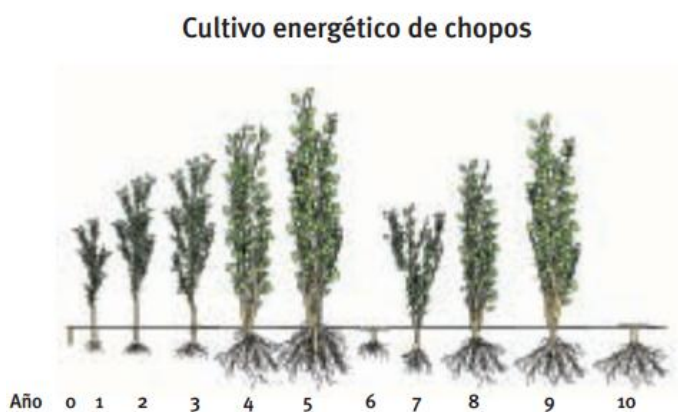
Se obtienen durante la cosecha de algunos cultivos, como los de cereales (paja) o maíz (cañote). También en este caso la disponibilidad del recurso depende de la época de recolección y de la variación de la producción agrícola.

RESIDUOS DE INDUSTRIAS FORESTALES Y AGRÍCOLAS

Las astillas, las cortezas o el serrín de las industrias de primera y segunda transformación de la madera y los huesos, cáscaras y otros residuos de la industria agroalimentaria (aceite de oliva, conservera, frutos secos...) son parte de los biocombustibles sólidos industriales. En estos casos la estacionalidad se debe a las variaciones de la actividad industrial que los genera.

CULTIVOS ENERGÉTICOS

Son cultivos de especies vegetales destinados específicamente a la producción de biomasa para uso energético. En España, aunque existen experiencias en diversos lugares asociadas a distintos proyectos, aún no han pasado del campo de la experimentación. Entre las distintas especies agrícolas herbáceas susceptibles de convertirse en cultivos energéticos destacan el cardo, el sorgo y la colza etíope. Además también pueden utilizarse especies forestales leñosas, como los chopos, en zonas de regadío, y los eucaliptos, en terrenos de secano



Gráfica 2.9 Evolución de un cultivo energético de chopos (Fuente: IDAE, 2013)

2.3.2 Problemática de la biomasa

La producción de electricidad precisa de sistemas aún más complejos dado el bajo poder calorífico de la biomasa, su alto porcentaje de humedad y su gran contenido en volátiles. Para ello se necesitan centrales con grandes calderas que conllevan inversiones elevadas y reducen su rendimiento. Todo ello, unido a la dificultad de aprovisionamiento de la biomasa, explica el poco peso de la biomasa eléctrica en el mundo.

La gran demanda de combustible de este tipo de plantas obliga a asegurar un abastecimiento continuo, que tiene la dualidad de encarecer su precio por la distancia a la que se debe buscar el suministro, pero también puede reducirlo al adquirir grandes cantidades

En general, los costes de inversión para instalaciones de biomasa son superiores a sus homólogos para instalaciones de combustibles convencionales. Esto se debe, no sólo a la falta de desarrollo de sistemas de producción en serie para algunos componentes, sino que también influyen las características especiales requeridas por los equipos para poder utilizar biomasa de forma eficiente.

En cambio, cuando nos referimos a los costes de operación o explotación de plantas de biomasa, su comparación frente a combustibles convencionales puede ser favorable o no según el tipo de aplicación.



Gráfica 2.10 Transporte por camión de biomasa (Fuente: IDAE, 2013)

La principal componente de los costes de explotación en este tipo de instalaciones es la compra de la biomasa. Los costes debidos al suministro de la biomasa varían según la cantidad demandada, la distancia de transporte y los posibles tratamientos para mejorar su calidad, como el secado, el astillado o la peletización. A ello hay que añadir la

disponibilidad del combustible, su estacionalidad y la variación de los precios, íntimamente ligados al comportamiento de las cosechas, en el caso de residuos agrícolas y de la industria agroalimentaria.

Los costes de inversión en el caso de la generación eléctrica tienen una clara división según se trate de instalaciones de generación eléctrica específicas de biomasa o instalaciones de co-combustión de biomasa y carbón en centrales térmicas convencionales e instalaciones específicas.

Los gastos de inversión asociados a los procesos de co-combustión se limitan a los equipos destinados a preparar la biomasa para su inyección a la caldera de carbón más los trabajos necesarios de adaptación de la caldera existente y sus auxiliares. El resto de los equipos forman parte de la instalación convencional.

La co-combustión facilita un mayor rendimiento en la generación (del 30% frente al 23% de las instalaciones específicas o industriales) y una mayor potencia instalada por central, pero también implica una mayor demanda de biomasa, que debe ser transportada desde distancias mayores con costes medios en torno a los 50 €/t.

2.3.3 Ventajas ambientales y sociales de la biomasa

Si normalmente a los sistemas de producción de energías renovables se les otorga un beneficio claro, la disminución de la carga contaminante provocada por los combustibles fósiles, en el caso de la biomasa existen otros beneficios como propiciar el desarrollo rural y proporcionar el tratamiento adecuado de residuos, en algunos casos contaminantes, o gestionar los residuos procedentes de podas y limpiezas de bosques limitando la propagación de incendios.

El aprovechamiento de la masa forestal residual como combustible para calderas de biomasa es una de las soluciones para facilitar el saneamiento de los bosques. En este último caso podrían incluirse los rastrojos y podas agrícolas, cuya quema tradicional en el campo conlleva un riesgo añadido de incendios, y que pueden encontrar un nuevo mercado en la producción de energía.

Respecto a las aplicaciones energéticas, las calderas modernas de biomasa no producen humos como las antiguas chimeneas de leña, y sus emisiones son comparables a los sistemas modernos de gasóleo C y gas. La composición de estas emisiones es básicamente parte del CO₂ captado por la planta origen de la biomasa y agua, con una baja presencia de compuestos de nitrógeno y con bajas o nulas cantidades de azufre, uno de los grandes problemas de otros combustibles.

La mayor ventaja es el balance neutro de las emisiones de CO₂, al cerrar el ciclo del carbono que comenzaron las plantas al absorberlo durante su crecimiento, ya que este CO₂ sólo proviene de la atmósfera en la que vivimos y necesita ser absorbido continuamente por las plantas si se desea mantener en funcionamiento la producción energética con biomasa.

Por otro lado genera ventajas de los trabajos de limpieza de residuos forestales con destino a la producción de biomasa:

- Favorece la regeneración natural de la masa principal.
- Facilita la repoblación artificial de la masa forestal.
- Posibilita el crecimiento del arbolado.
- Mejora la calidad del arbolado y de sus productos derivados.
- Disminuye considerablemente el peligro de plagas e incendios.
- Facilita el resto de las operaciones silvícolas.
- Incrementa la capacidad de aprovechamiento de productos forestales.
- Facilita los movimientos por el monte.
- Incrementa el hábitat de cierta fauna silvestre.
- Mejora estéticamente el monte.
- Aumenta la capacidad de acogida recreativa.

En cuanto a las ventas sociales, cabe destacar que durante estos últimos años la mejora de las técnicas de producción en el sector agroforestal ha disminuido las necesidades de una población estable, cercana a las áreas de producción. La disminución de los precios de

muchos productos rurales ha provocado un descenso en los ingresos de este sector, quedando en muchos casos como empleo marginal.

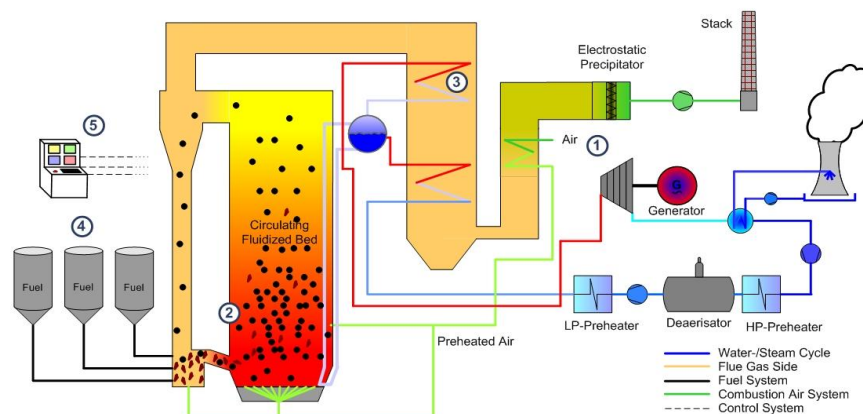
El fomento de la producción de biomasa para uso energético permite el desarrollo de una nueva actividad en las áreas rurales, sobre la base de un mercado con una demanda continua y sin fluctuaciones, que genera puestos de trabajo estables, bien remunerados y supone una nueva fuente de ingresos para las industrias locales.

Esta oferta de empleo permite fijar la población en los núcleos rurales evitando algunos de los problemas sociales derivados de la migración hacia las grandes ciudades, como son el abandono de las actividades del mundo rural, el abandono de nuestros pueblos y la aparición de zonas marginales y desempleo en las grandes ciudades.

El aumento de ingresos de las industrias locales y el aumento de la población dan lugar a la aparición de nuevas infraestructuras y servicios en áreas rurales, como son las carreteras, los centros hospitalarios y educativos, y los servicios a la población en general. (IDAE, 2013)

2.3.4 Funcionamiento de una central de biomasa

Una central de biomasa es una instalación que permite el aprovechamiento de la biomasa para la producción de electricidad, el combustible principal utilizado para producir la energía calorífica lo constituyen principalmente los residuos forestales, los cultivos de plantas energéticas, o los residuos agrícolas.



Gráfica 2.11 Diagrama de funcionamiento de una Central de cogeneración con biomasa (Fuente: INTELLIGON, 2013)

En primer lugar, el combustible principal de las instalaciones transportado y almacenado en la central. En ella se somete a un tratamiento de astillado para reducir su tamaño.

A continuación, pasa a un edificio de preparación del combustible, en donde generalmente se clasifica en función de su tamaño, para después ser llevados a los correspondientes silos de almacenamiento.

El combustible, una vez preparado, se lleva a la caldera para su combustión, y el calor producido hace que el agua que circula por las tuberías de la caldera se convierta en vapor de agua. Generalmente la caldera tiene una parrilla donde se quema el combustible grueso. El combustible fino se mezcla con el combustible de apoyo (generalmente un derivado del petróleo) procedente de su almacén, para ser quemado de la forma más eficiente posible.

El agua que circula por el interior de la caldera proviene del tanque de alimentación; antes de entrar allí, el agua ha pasado por un economizador, donde es precalentada mediante el intercambio de calor con los gases de combustión que salen de la propia caldera. Estos gases de combustión son sometidos a un proceso de recirculación por la caldera para reducir la cantidad de inquemados y así, aprovechar al máximo el poder energético y reducir las emisiones atmosféricas.

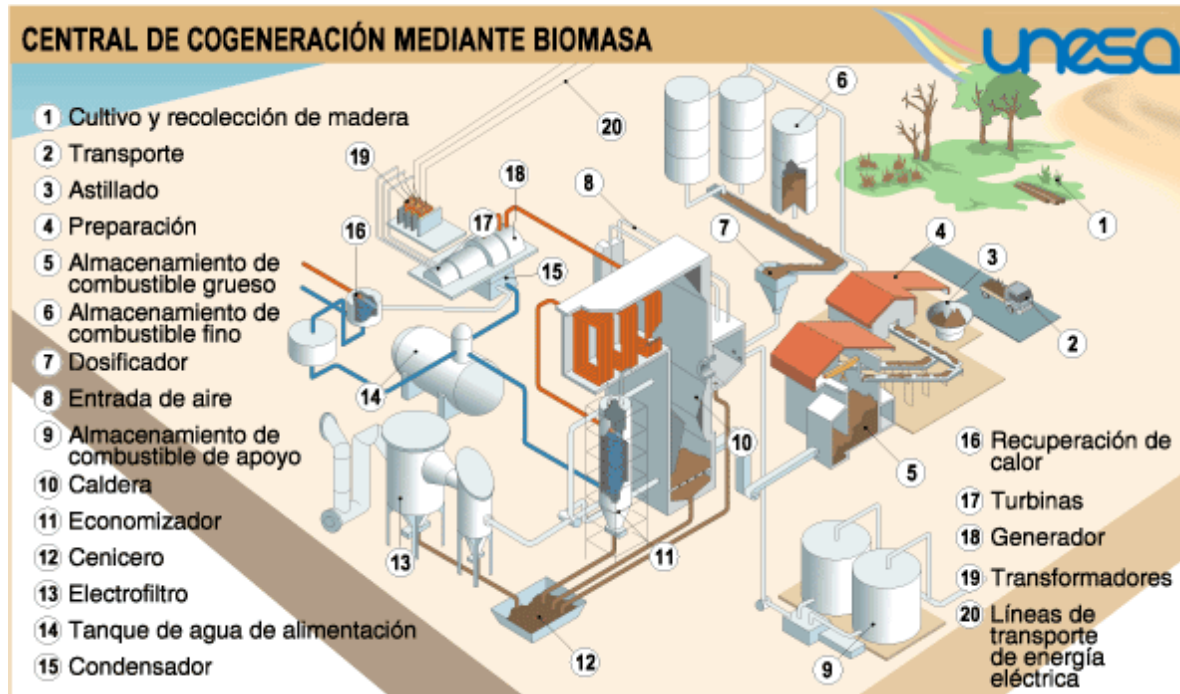
Asimismo, los gases de combustión son limpiados por los equipos de depuración, antes de ser vertidos a la atmósfera a través de una chimenea. Las partículas retenidas, junto con las cenizas de la combustión, son conducidas al cenicero para ser transportadas posteriormente a un vertedero.

Al igual que se hace en otras centrales térmicas convencionales, el vapor generado en la caldera se expande en la turbina de vapor, la cual acciona el generador donde se produce la energía eléctrica que, una vez elevada su tensión en los transformadores, se vierte a la red general.

El vapor de agua proveniente de la turbina es transformado en líquido en el condensador, y de ahí es enviado nuevamente al tanque de alimentación, cerrándose así el circuito principal del agua en la central.

Desde el punto de vista de cambio climático, se considera que los gases de invernadero emitidos en la producción de electricidad a partir de la biomasa no tienen impacto

negativo, ya que el CO₂ producido en la combustión es aproximadamente el mismo que la cantidad fijada por la masa vegetal durante su crecimiento. (UNESA, 2013)



Gráfica 2.12 Central de cogeneración con biomasa (FUENTE: UNESA, 2013)

2.4 Cogeneración con gasificación integrada

La gasificación del carbón y de otros combustibles sólidos y líquidos ha sido desarrollada en los últimos dieciocho años como una alternativa tecnológica ideal para la generación eficiente y limpia de electricidad, a partir de combustibles “sucios” (coque de petróleo, combustibles líquidos pesados de refinería, biomasa,...) en sistemas de cogeneración.

La disminución y control de emisiones contaminantes es una de las actividades más importantes que se ejecutan a escala mundial en todas y cada una de las ramas industriales. Esta tecnología cumple los reglamentos más estrictos del mundo en lo que a emisiones contaminantes se refiere y es de las pocas soluciones para los problemas que

presentan algunos combustibles que son difíciles de quemar con tecnologías convencionales, como el carbón mineral, el coque de petróleo e incluso los residuos líquidos de la refinación.

2.4.1 Ventajas técnicas y medioambientales

La elevada eficiencia y disponibilidad de combustibles de la tecnología GICC llevan aparejados de forma indirecta importantes beneficios medioambientales: baja emisión de CO₂ y otros contaminantes por KWh producido, menor consumo de recursos y posibilidades de emplear energías renovables mediante cogasificación.

A diferencia de las centrales térmicas clásicas, las plantas GICC utilizan un caudal de gas reducido y a presión, lo cual permite una mayor efectividad en el proceso de limpieza.

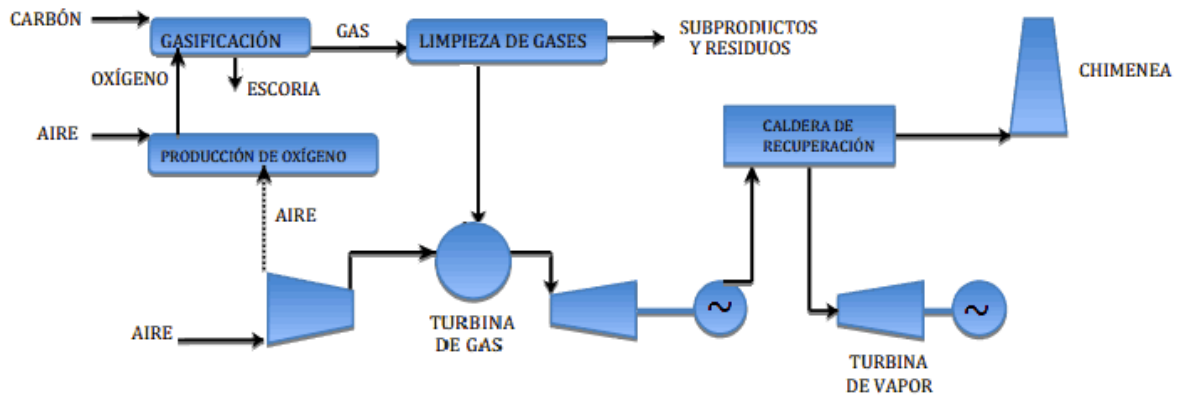
De esta forma, además de presentar un buen comportamiento en cuanto a emisión de contaminantes regulados, se puede hablar de un impacto contaminante global muy limitado ya que los residuos sólidos son subproductos comerciales, y tienen un consumo de agua bajo.

2.4.2 Funcionamiento

Los principales subsistemas que intervienen en una planta GICC, y que influyen en la eficiencia del proceso, en el coste y rentabilidad de la planta son:

- Gasificador: donde se produce la conversión del carbón a gas.
- Sistema de limpieza del gas: antes de entrar en la turbina de gas, se procede a un tratamiento de limpieza para eliminar los gases contaminantes y perjudiciales tanto para el medio ambiente como para la turbina.
- Productor de oxígeno: necesario para la gasificación.
- Turbina de gas.

- Caldera de recuperación.
- Caldera de vapor.



Gráfica 2.13 Diagrama de funcionamiento de una GICC (Fuente: Elaboración propia)

Como se ha explicado anteriormente, las centrales de gasificación de carbón y ciclo combinado integrado utilizan combustibles como el carbón o cok de petróleo que son gasificados, en primer lugar, en la propia central.

Tras la gasificación, el gas obtenido se expande posteriormente en una turbina de gas y, a continuación, aprovecha el calor residual para, mediante una caldera de recuperación, alimentar una turbina de vapor. La energía eléctrica final que se produce es, por lo tanto, la suma de la generada en el grupo tradicional y de la producida en la unidad de gas.

El proceso de generación es el siguiente: en primer lugar, el carbón es transportado y almacenado en el parque de carbón. Desde el parque, una cinta transportadora conduce el carbón a la planta de preparación del combustible, donde éste es pulverizado y secado mediante el nitrógeno procedente de la unidad de separación de aire. En esta unidad, el aire se limpia y enfría para obtener el oxígeno que se utiliza posteriormente en la gasificación del carbón. Asimismo, se extrae el nitrógeno que se emplea en aumentar el rendimiento del grupo de gas y en la planta de preparación del combustible.

El gasificador recibe, por un lado, el combustible pulverizado procedente de la planta de preparación y por otro, se le inyecta el oxígeno producido junto con vapor de agua, obteniéndose un gas sintético a muy alta temperatura (Syngas). Una vez enfriado el gas

sintético, las cenizas producidas se llevan al cenicero, para su tratamiento posterior y transporte al vertedero.

El gas obtenido en el gasificador, antes de ser quemado, pasa por la unidad de desulfuración, en la que se le quita el azufre; una vez limpio, es enviado al grupo de gas. Este grupo se compone de un compresor, que toma aire exterior y lo adapta a las condiciones necesarias para que la combustión sea óptima; una cámara de combustión, donde es quemado el gas; y la propia turbina de gas, en la que los gases de combustión se expanden y mueven un generador eléctrico.

En la caldera de recuperación, se aprovecha el calor residual de los gases de combustión procedentes de la turbina de gas antes de liberarlos a la atmósfera y se transforma en vapor el agua procedente del depósito. Este vapor es enviado a una turbina de vapor para su expansión. En la caldera del gasificador también se produce vapor de agua, aprovechando la alta temperatura a la que se genera el gas sintético.

Al igual que en el caso de la turbina de gas, la turbina de vapor convencional mueve un generador que produce energía eléctrica; ésta es enviada a continuación al parque de transformación y de éste, a la línea de transporte del sistema.

El vapor de agua procedente de la turbina de vapor es llevado al condensador para su transformación en líquido mediante el intercambio de calor con el agua del circuito auxiliar de refrigeración. El agua es enviada a la torre de refrigeración para que libere el calor recibido. (UNESA, 2013)



Gráfica 2.14 Central de gasificación integrada con ciclo combinado (Fuente: UNESA, 2013)

Capítulo 3

Tipos y clasificación de contaminantes e impactos ambientales producidos por la emisión acumulada de gases de efecto invernadero

En todo proceso de generación termoeléctrica, se genera una serie de impactos ambientales, desde la fase de proyecto hasta la fase de desmantelamiento de la planta.

Los impactos más peligrosos son los derivados de las emisiones atmosféricas, los cuales ocurren principalmente durante la fase de operación, donde se quema el combustible y se produce la mayor parte de dichas emisiones.

En este capítulo se desarrolla una clasificación de los diferentes tipos de contaminantes atmosféricos, según su procedencia y los efectos producidos por los mismos, comparándolos de manera porcentual y explicando los efectos nocivos para el ser humano derivados de su acumulación.

Todas las gráficas que aparecen a lo largo del capítulo han sido obtenidas de la información publicada en los boletines oficiales del Ministerio de Ciencia y Tecnología de España.

3.1 Emisiones atmosféricas

Consiste en la descarga del material particulado y los gases resultantes de los procesos de combustión, cuyas cantidades y composición varían según el tipo de combustible y tecnología empleados.

Un contaminante atmosférico es cualquier forma de materia sólida, líquida o gaseosa, que presente una concentración superior a la atmosférica. Los contaminantes emitidos por las centrales termoeléctricas son consecuencia directa de la quema de combustibles.

3.1.1 Fuentes de los contaminantes

Por lo general, sólo una pequeña fracción de los contaminantes emitidos a la atmósfera procede de fuentes naturales, entre las que cabe destacar los volcanes o las fallas geológicas.

Las actividades industriales, los automóviles, los procesos de fabricación, la combustión de combustibles y otras actividades producidas por la acción del hombre producen la mayoría de los contaminantes que se encuentran en la atmósfera. Éstos a su vez se pueden clasificar según provengan de fuentes fijas o fuentes móviles.

- Fuentes fijas: en las zonas alejadas a las ciudades. Se trata de actividades relacionadas con las minas, las refinерías y las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y nucleares.
- Fuentes móviles: en esta categoría se incluyen principalmente los vehículos de combustión interna.

3.1.2 Principales contaminantes

Son varias las sustancias cuya presencia en el aire puede ser nociva para la salud humana y el ambiente. Éstas son las principales:

- Partículas suspendidas (PS)
- Dióxido de Azufre (SO_2)
- Dióxido de carbono (CO_2)
- Monóxido de carbono (CO)
- Dióxido de nitrógeno (NO_2)
- Monóxido de nitrógeno (NO)
- Hidrocarburos (HC)
- Clorofluorocarbonatos (CFC)
- Metales pesados
- El ácido sulfúrico y el ácido nítrico, constituyentes de la lluvia ácida.
- Los compuestos oxidantes constituyen la llamada neblina fotoquímica o “smog”, entre los que destaca el ozono troposférico.

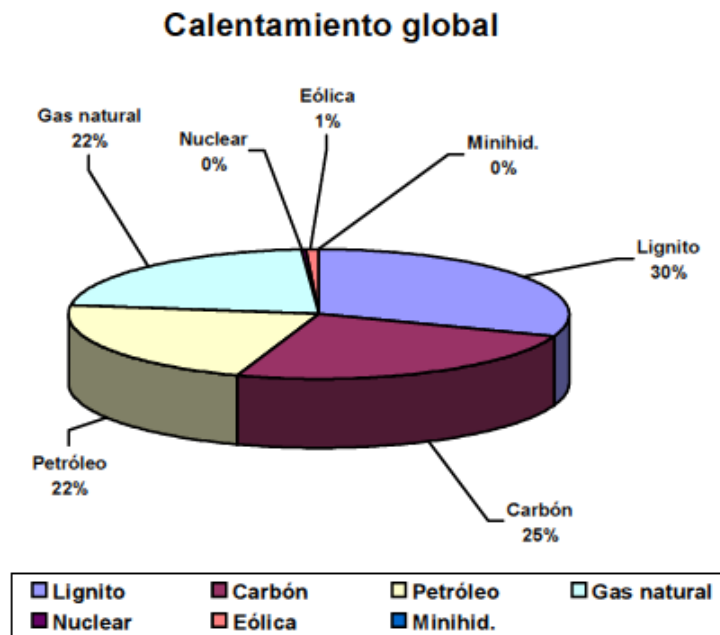
3.2. Efectos de las emisiones

Los efectos producidos por las emisiones son muy diversos, comprendidos entre un rango de influencia local o global. Esta clasificación es algo subjetiva puesto que las masas de aire producidas en los procesos termoeléctricos pueden abarcar radios de acción muy amplios, ya que la climatología es un factor muy importante pudiendo incluso generar problemas políticos debido a que la polución producida en un país puede moverse al vecino.

A continuación se explican los principales efectos producidos por las emisiones atmosféricas y la contribución de cada tipo de producción termoeléctrica en los diferentes efectos derivados de las emisiones de la generación de energía.

3.2.1 Calentamiento global

Es un proceso gradual de aumento de la temperatura de la Tierra, a consecuencia de la elevación de la concentración de gases de efecto invernadero producidos principalmente por los procesos industriales que conlleven en sus procedimientos la combustión de combustibles. Tiene como principales consecuencias la desaparición de los casquetes polares y el consecuente aumento del nivel del mar, el aumento de la sequedad del suelo y la alteración en el suministro de agua dulce. En la gráfica 3.1 se especifica la influencia de las emisiones producidas por los diferentes tipos de generación eléctrica en este efecto.

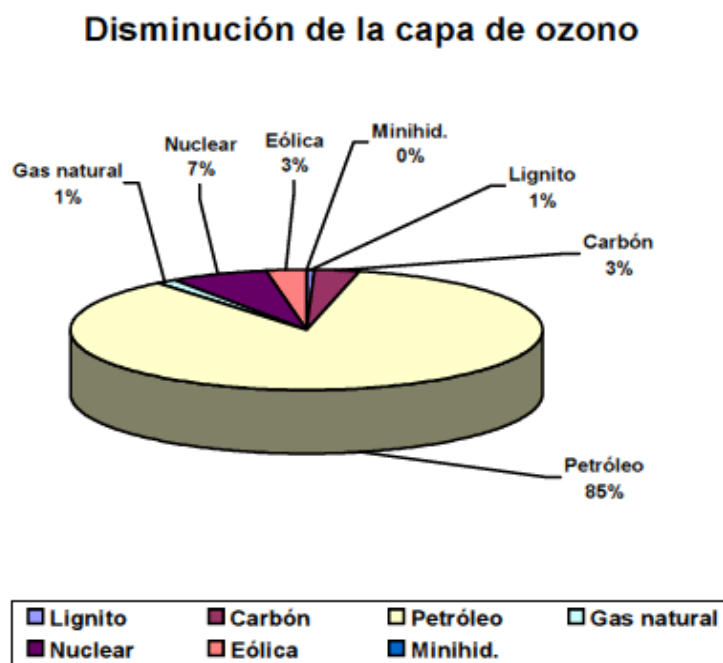


Gráfica 3.1 Calentamiento Global

Los sistemas térmicos clásicos basados en los combustibles fósiles- lignito, carbón, petróleo y gas natural- contribuyen al 99% del calentamiento global provocado por las tecnologías de generación de electricidad. La causa de ello estriba en sus emisiones de dióxido de carbono y metano provocado durante las fases de transporte y combustión.

3.2.2 Disminución de la capa de ozono

La disminución de la capa de ozono es el adelgazamiento y disminución de la concentración de la capa de ozono presente en la estratosfera, producido por el desajuste del balance ozono-oxígeno natural. El principal causante de estos efectos es el grupo de los llamados CFC (clorofluorocarbonatos), que se emplean principalmente como refrigerantes industriales. En la gráfica 3.2 se especifica la influencia de las emisiones producidas por los diferentes tipos de generación eléctrica en este efecto.

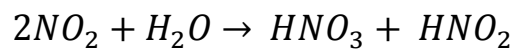
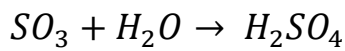
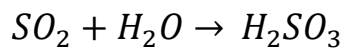


Gráfica 3.2 Disminución de la capa de ozono

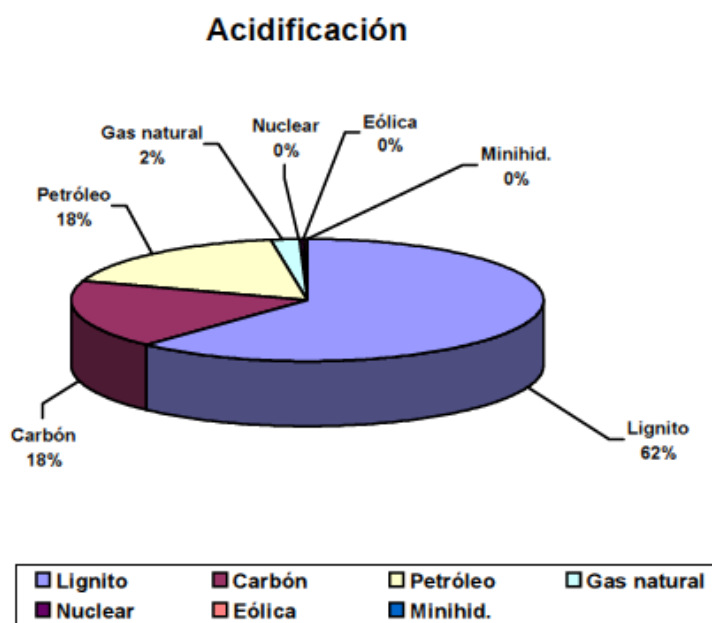
El sistema térmico basado en el petróleo es el principal responsable, entre las tecnologías de generación de electricidad, de la disminución de la capa de ozono a causa de sus emisiones de halones y clorofluorocarbonatos (CFC), dos sustancias utilizadas como retardadores de llama y aditivos del combustible.

3.2.3 Acidificación

Es el proceso de introducción de sustancias ácidas en el medio ambiente provocado por la emisión de óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre procedentes principalmente de la combustión de los combustibles fósiles en las centrales térmicas; éstos reaccionan con el agua presente en la atmósfera en forma de vapor, formándose compuestos ácidos que la lluvia precipita, llegando así a la superficie terrestre. Las reacciones que dan lugar a este fenómeno son:



Este fenómeno es comúnmente conocido como “Lluvia Ácida” y sus principales daños sobre el medio ambiente son la acidificación de los bosques, campos y cuerpos de agua dulce, principalmente en los lagos, generando una afectación total sobre la biosfera local. En la gráfica 3.3 se especifica la influencia de las emisiones producidas por los diferentes tipos de generación eléctrica en este efecto.

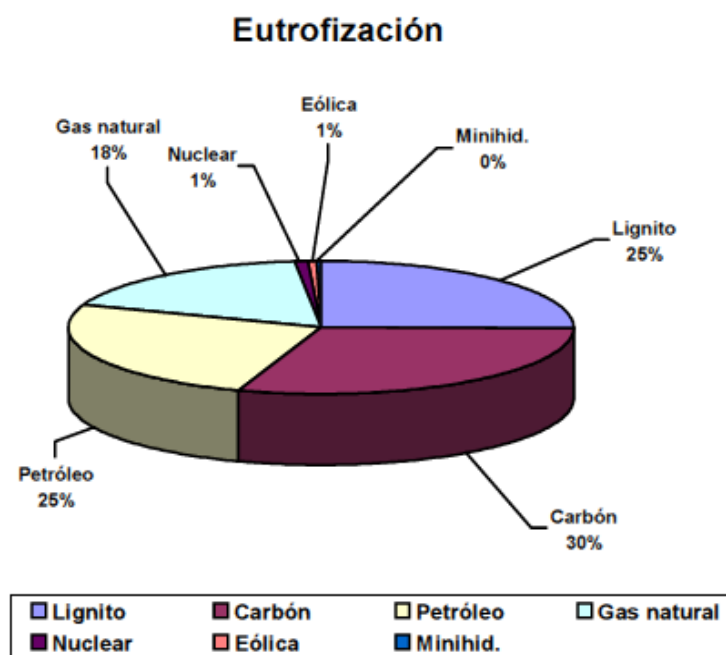


Gráfica 3.3 Acidificación

Los sistemas de producción de electricidad basados en el lignito, son los que más influyen en la acidificación debido al azufre que contienen y que emiten a la atmósfera principalmente en las fases de minera y combustión.

3.2.4 Eutrofización

Es el proceso por el cual debido al aumento de la temperatura y del contenido en dióxido de carbono aumenta la cantidad de nutrientes en las aguas, lo que provoca el aumento de las poblaciones de organismos en las aguas continentales, disminuyendo el oxígeno en las mismas. En la gráfica 3.4 se especifica la influencia de las emisiones producidas por los diferentes tipos de generación eléctrica en este efecto.



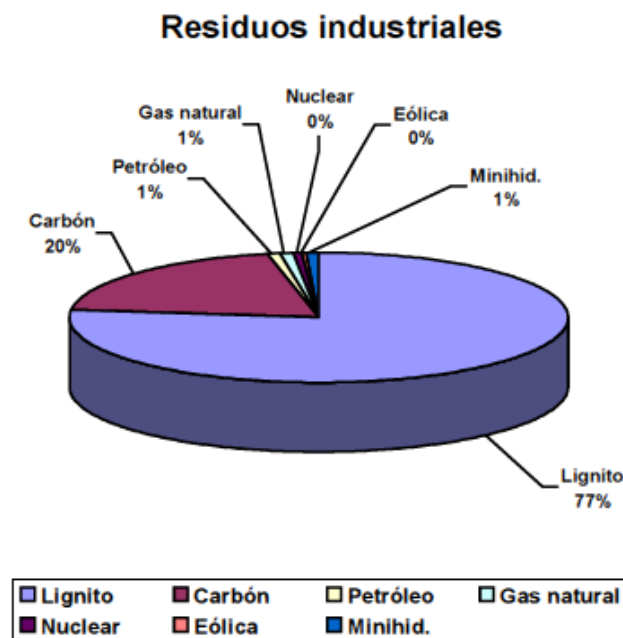
Gráfica 3.4 Eutrofización

Las tecnologías que contribuyen principalmente son los sistemas térmicos clásicos basados en los combustibles fósiles a causa de la emisión de fosfatos y nitratos al medio acuoso y atmosférico durante la fase de combustión.

3.2.5 Contaminación por materiales pesados (residuos industriales)

Son aquellos de un peso molecular superior a 5 g/cm^3 . Se trata de materiales muy tóxicos, bioacumulativos y persistentes en el agua, el aire y el suelo, por lo que tienen un alto nivel de peligrosidad para los seres vivos. Para el ser humano los más nocivos son el plomo, el cadmio y el mercurio.

En la gráfica 3.5 se especifica la influencia de las emisiones producidas por los diferentes tipos de generación eléctrica en este efecto.

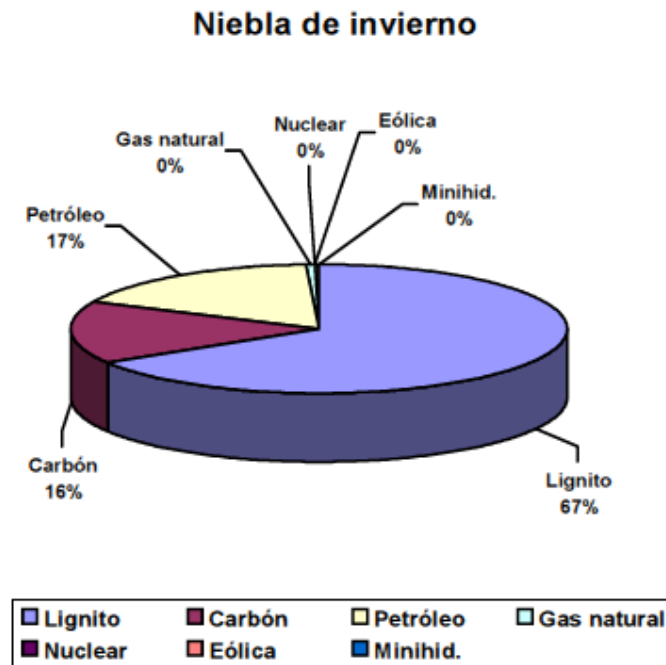


Gráfica 3.5 Residuos industriales

Los sistemas térmicos del carbón son los principales responsables de la contaminación por metales pesados procedentes de la tecnología de generación de electricidad, debido a las emisiones a la atmósfera de Cadmio (Cd), Plomo (Pb), Bario (Ba) y Plomo(Pb) al agua, procedentes de los procesos de combustión.

3.2.6 Niebla de invierno

Se produce debido a la alta concentración de óxido de azufre en el aire, ya que estos actúan como núcleos de condensación de vapor de agua, y produciéndose este fenómeno en zonas de humedad relativa alta y en temporadas de bajas temperaturas. En la gráfica 3.6 se especifica la influencia de las emisiones producidas por los diferentes tipos de generación eléctrica en este efecto.

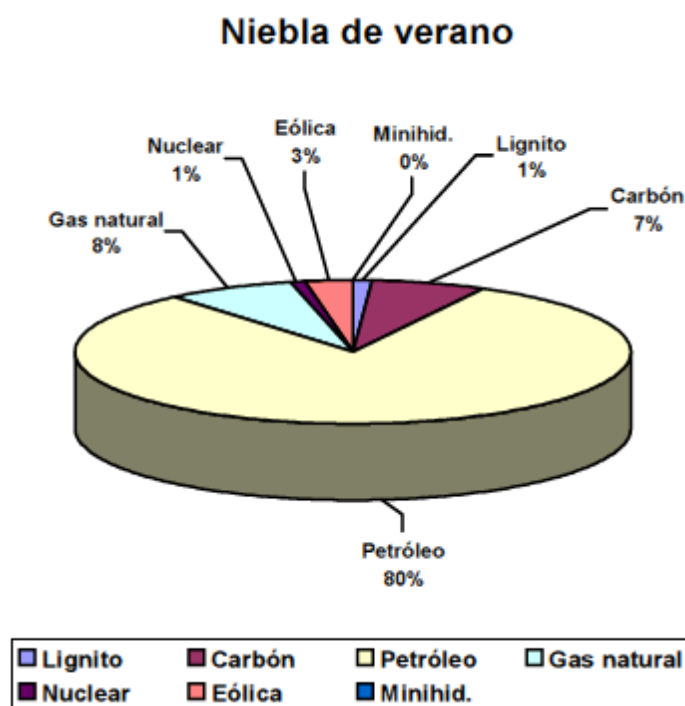


Gráfica 3.6 Niebla de invierno

Excepto el gas natural, los combustibles fósiles y especialmente el lignito, son los principales responsables de la niebla de invierno debido a la emisión conjunta a la atmósfera de óxido de azufre y partículas.

3.2.7 Niebla de verano

Es aquella provocada por las altas concentraciones de óxido de nitrógeno que, unido a las elevadas temperaturas de los meses de verano, producen altas concentraciones de ozono superficial. En la gráfica 3.7 se especifica la influencia de las emisiones producidas por los diferentes tipos de generación eléctrica en este efecto.



Gráfica 3.7 Niebla de Verano

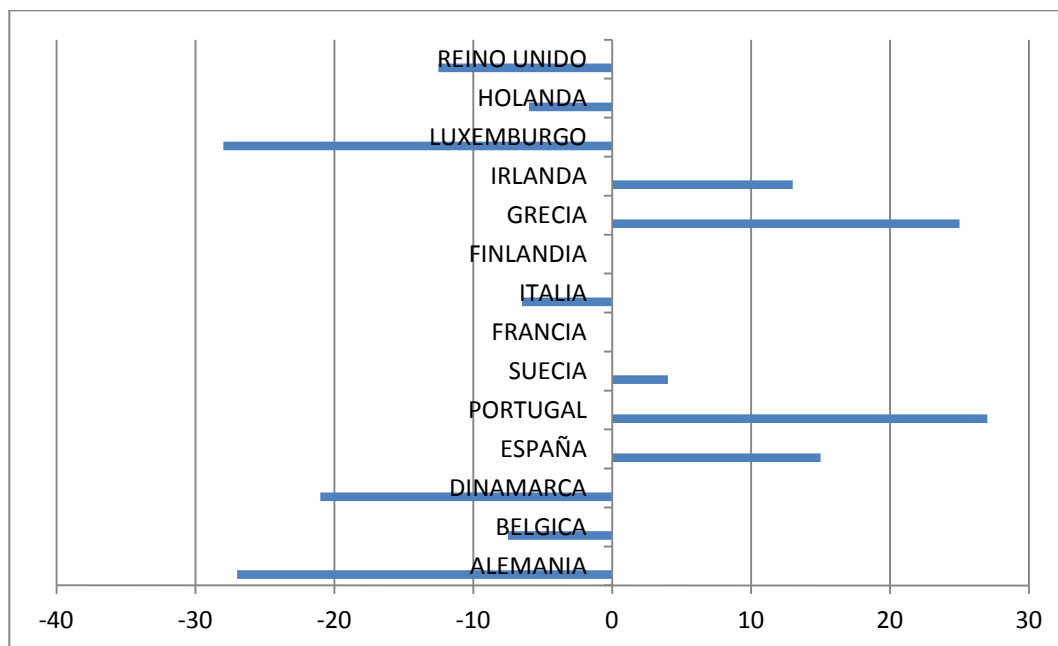
Las combustiones incompletas derivadas de la combustión del petróleo, así como sus emisiones son las principales responsables de la generación de la niebla fotoquímica o niebla de verán. (*IDAE, 2013*)

Capítulo 4

Normativa, mecanismos de flexibilidad y comercio de emisiones de CO_2

Por todo lo expuesto anteriormente, los países firmantes del Protocolo de Kyoto se comprometieron en los acuerdos firmados en la ciudad nipona, a reducir y limitar de manera individual y conjunta las emisiones de los gases de efecto invernadero. Para el periodo de 2008-2012 los límites establecidos se establecieron en un 5.2% respecto de las emisiones de principios de los años 90, año el cual se marcó como de referencia.

Sin embargo, la Unión Europea buscó objetivos más ambiciosos, comprometiéndose a llevar a cabo una reducción de emisiones del 8%. Para superar este exigente reto y conseguir al mismo tiempo un crecimiento sostenible y conjunto, los estados miembros acordaron un reparto proporcional de las emisiones. De esta forma a España le correspondió, debido a su menor nivel de desarrollo, el permiso para incrementar hasta un 15% las emisiones producidas para el periodo de tiempo de 2008-2012, o a Portugal un 27%, mientras que para otros países miembros se exigió la disminución de las emisiones para compensarlo debido a su mayor nivel de desarrollo. En la gráfica 4.1 se detallan los permisos o las restricciones para los países miembros. (CMNUCC, 1997)



Gráfica 4.1 Reparto de emisiones para 2008-2012 (Fuente: CMNUCC, 1997)

Por otro lado, el protocolo de Kyoto impulsó tres mecanismos denominados “Mecanismos de Flexibilidad”, cuyo objetivo es posibilitar a los países firmantes del acuerdo (detallados en la tabla 4.1), el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones sin perder competitividad y sostenibilidad.

Tabla 4.1 Países de Anexo I

ALEMANIA	CANADÁ	ESTONIA	JAPÓN	NORUEGA	REPÚBLICA CHECA
AUSTRALIA	CROACIA	FINLANDIA	LETONIA	NUEVA ZELANDA	ESLOVAQUIA
AUSTRIA	DINAMARCA	FRANCIA	LIECHTENSTEIN	PAÍSES BAJOS	RUMANÍA
BIELORRUSIA	ESLOVENIA	GRECIA	LITUANIA	POLONIA	SUECIA
BÉLGICA	ESPAÑA	HUNGRÍA	LUXEMBURGO	PORTUGAL	SUIZA
BULGARIA	EEUU	ITALIA	MÓNACO	REINO UNIDO	TURQUÍA

(Fuente: PROTOCOLO DE KYOTO, 1997)

4.1 Mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kyoto

4.1.1 Mecanismo de Implementación Conjunta (JI: Joint Implementation) – Artículo 17 del Protocolo de Kyoto

Se refiere a la posibilidad de que un país de Anexo I financie proyectos de reducción (o captura) de emisiones en otro país de Anexo I que se encuentre en transición hacia una economía de mercado, y tal reducción sea atribuida y contabilizada al primero. La financiación se realizará a través de la compra de ERUs (Emission Reduction Units) generadas por dichos proyectos.

4.1.2 Comercio de Derechos de Emisión (ET: Emissions Trading) – Artículo 6 del protocolo de Kyoto

Se refiere a la venta de derechos de emisión entre países del Anexo I. Este caso corresponde cuando los esfuerzos de reducir las emisiones por parte de un país Anexo I sobrepasan los requeridos por el compromiso; por ello, este país puede comerciar esos excedentes de derechos de emisión para que otro país también de Anexo I alcance sus objetivos de reducción.

4.1.3 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) – Artículo 12 del Protocolo de Kyoto

Permite a un país Anexo I invertir en proyectos de reducción o captación de emisiones en un país No Anexo I mediante la compra de CERs (Certificates of Emissions Reduction) generados por dichos proyectos. Esto implica:

- La fijación de una cuota total de emisiones permitidas.

- La asignación de cuotas individuales, es decir, la distribución de un número determinado de permisos de emisión para cada uno de los países emisores, preferiblemente a través de una subasta.
- La creación de un mercado donde se negocien dichos permisos de emisión con el fin de compensar las emisiones en defecto o en exceso de la cantidad de permisos asignados (AAUs) a cada parte del Protocolo de Kyoto.

Sin duda este es el mecanismo que más interesa desarrollar en este proyecto para el estudio de la gestión de la variable ambiental, ya que permite la interacción de países de Anexo I con países de No Anexo I, que se encuentren en proceso de desarrollo y con potencial económico muy alto como las potencias emergentes de Chile o Brasil. (*López Hualda, 2011*)

4.2 Mecanismos de JI y de MDL

Las emisiones evitadas procedentes de proyectos de JI o de MDL, representadas mediante ERUs o CERs respectivamente, pueden utilizarse por los países inversores para alcanzar sus compromisos de reducción de emisiones, estos permisos se añaden a los derechos de emisión asignados previamente.

Generalmente, el país inversor recibe estos créditos a un precio menor de lo que le hubiese costado realizar la misma reducción de emisiones en el ámbito nacional. Es decir, un país puede realizar en otro país una parte de las reducciones que tiene que hacer, en el que el coste de reducción es más bajo que el coste que tendría realizarla en su propio territorio, y cumplir así una parte sus compromisos de una forma más económica.

Por otro lado, los países receptores, se benefician de las inversiones en tecnología limpia (JI) o consiguen un desarrollo sostenible a través de la transferencia de tecnología respetuosa con el medioambiente (MDL).

4.3 Fondos de Carbono

Otra alternativa son los Fondos de Carbono, los cuales reciben aportaciones económicas de sus participantes para financiar proyectos de JI y MDL para generar derechos de emisión, es decir, los inversores son retribuidos, en proporción a sus participaciones, con créditos de emisión obtenidos en los proyectos financiados.

Estos fondos están abiertos a la iniciativa pública o privada, sus participantes pueden ser tanto gobiernos como compañías privadas emisoras de gases de efecto invernadero que necesitan adquirir derechos de emisión.

Mediante su participación en estos fondos financieros de inversión colectiva, países y empresas pueden conseguir créditos de emisión con menos costes de transacción y riesgos de los que tendrían si tuviesen que impulsar ellos mismos directamente los proyectos.

4.4 Asignación de derechos de emisión y comercio

4.4.1 Derechos de emisión

Un ‘derecho de emisión’ confiere a su titular el derecho a emitir a la atmósfera una tonelada equivalente de CO₂, durante un período de tiempo determinado.

Dado que no solo se emite CO₂ a la atmósfera, sino también otros GEI, determinados en la tabla 4.2, es necesario para poder cuantificarlos de forma conjunta, la creación de una misma unidad de medida, la tonelada equivalente de CO₂. Se determinó el CO₂ como referencia debido a que es el gas más común. (SRNAH., 2004).

Tabla 4.2 Equivalencias de cada gas en tCO₂

GEI	EQUIVALENCIA
Dióxido de Carbono	1 t CO ₂ = 1 t CO ₂
Metano	1 t CH ₄ = 21 t CO ₂
Óxido Nitroso	1 t N ₂ O = 310 T CO ₂
Hidrofluorocarbonos (varía según el HFC)	1 t HFC = 140-11700 tCO ₂
Perfluorocarbonos (PFC)	1 tCO ₂ = 6500-9200 tCO ₂
Hexafluoruro de Azufre	1 tSF ₆ = 23,900 tCO ₂

(Fuente: CMNUCC, 2004)

4.4.2 Asignación de los derechos

La asignación de los derechos de emisión correspondía a cada uno de los estados miembros de la UE, elaborándose así un Plan Nacional de Asignación' (PNA "National Allocation Plan") que determina el número total de derechos de emisión que preveía asignar a cada una de las instalaciones emisoras de GEI situadas dentro su territorio nacional.

A partir de 2013, se instauró un Plan de Asignación a nivel europeo para controlar la asignación de derechos de emisiones, suprimiéndose así los antiguos PNA nacionales.

4.4.3 Control de la asignación de derechos

Con el fin de impedir que los Estados miembros realicen una asignación excesiva de derechos de emisión en beneficio propio y de las empresas emisoras de GEI radicadas en su territorio, los PNA's eran examinados por la Comisión Europea. Tras la supresión de las mismas en 2013, la Comisión Europea controla el Plan de Asignación europeo mencionado anteriormente.

4.5 Comercio de derechos de emisión

La Unión Europea creó el primer mercado internacional de comercio de emisiones de CO₂ mediante la Directiva 2003/87/CE, por la que se estableció un régimen para el comercio de derechos de emisión de GEI en el interior de la Comunidad (*European Union Emissions Trading Scheme, EUETS*) para regular el comercio de derechos de emisión en el interior de la Unión Europea con el fin de fomentar la reducción de las emisiones de GEI en el periodo 2008-2012, de una forma económicamente eficiente y con el menor perjuicio posible para el desarrollo económico, contribuyendo a que se cumplan los objetivos comunitarios. (*DIRECTIVA 2003/87/CE, 2003*)

El comercio de derechos de emisión sólo es posible en la medida en que haya, por un lado, instalaciones cuyas emisiones superen los derechos de emisión asignados, y por otro lado, instalaciones cuyas emisiones sean inferiores a las que en teoría pueden realizar. De esta forma, las instalaciones afectadas pueden intercambiar los derechos de emisión previamente asignados a cada una de ellas.

Este mecanismo de mercado tiene la ventaja de que las empresas reducen considerablemente sus costes de adecuación a la normativa permitiendo conseguir los mismos objetivos medioambientales globales: Unas, porque tienen ingresos extras derivados de la venta de derechos lo cual recompensa económicamente su esfuerzo de reducción de emisiones y otras, porque evitan ser penalizadas por entregar un número de derechos de emisión menor a las emisiones realizadas. (*APER, 2013*)

4.5.1 Títulos comercializables

4.5.1.1 Permisos de emisión

Eran asignados gratuitamente hasta 2012 (a partir de 2013 no lo será) a las empresas que son emisoras de gases de efecto invernadero en función de los compromisos preestablecidos de reducción según el protocolo de Kyoto. El mercado más importante es el EU-ETS (*European Union Emission Trading Scheme*), donde se dispensan los EUA's (*European Union Allowances*).

4.5.1.2 Certificados de reducción de emisiones originados en proyectos

Los certificados generados por estos proyectos se llaman CERs (Certified Emission Reductions), mientras que los certificados para proyectos en Europa del Este son denominados ERU's (Emission Reducion Units).

4.5.1.3 Otros certificados

Otro elemento de flexibilidad que prevé el Protocolo de Kioto es la contabilización de la absorción de CO₂ mediante 'sumideros de carbono', vinculados a actividades de forestación y reforestación incluyendo tierras de cultivo. De esta forma, por cada tonelada de CO₂ absorbida se expide una 'Unidad De Absorción' (UDA o en inglés Removal Unit, RMU), que también pueden tenerse en cuenta a la hora de determinar el cumplimiento de las obligaciones.

Existe otra cláusula que permitiría incluir 'otras actividades' dentro de los sumideros de carbono, tales como la inyección de CO₂ en el suelo, De tal forma que al final del periodo de compromiso 2008-2012 cada país tiene que entregar tantos derechos de emisión como toneladas de CO₂ haya liberado a la atmósfera. (*RENADE, 2012*)

4.5.2 Alternativas del titular de los derechos

El titular puede optar por:

1. Venderlos, por ejemplo a otra instalación que vaya a necesitar más derechos de emisión debido a que en la empresa vendedora se han generado excedentes debido a un sobreesfuerzo por encima de lo acordado en la reducción de gases, algo lo cual premia dicha actividad.
2. Conservarlos, para utilizarlos en años siguientes con el fin de cubrir sus propias emisiones futuras, o especular con ellos en caso de que prevean un aumento futuro

de su precio. Esto es posible gracias a que la Directiva 2003/87/CE, contempla el ‘arrastre de derechos’ entre periodos subsiguientes al periodo 2008-2012. De esta forma, los títulos que fueron emitidos para el periodo 2008-2012 también son válidos para el periodo 2013-2020. (*López Hualda, 2012*)

4.5.3 Sanción por tonelada emitida en exceso

El titular de la instalación puede comprar en el mercado los derechos de emisión que le falten (sobrantes de otras instalaciones emisoras) para así evitar pagar una multa por entregar un número de derechos de emisión menor a las emisiones realizadas durante el año anterior.

La cuantía estipulada para estas sanciones asciende a 100 € por cada tonelada equivalente de CO₂ emitida en exceso (es decir, para la que el titular de la instalación no haya entregado el correspondiente derecho de emisión). Además, la empresa está obligada a comprar en el mercado los derechos de emisión que le falten para cubrir el déficit que posea a final de año.

4.6 Precio de los derechos de emisión

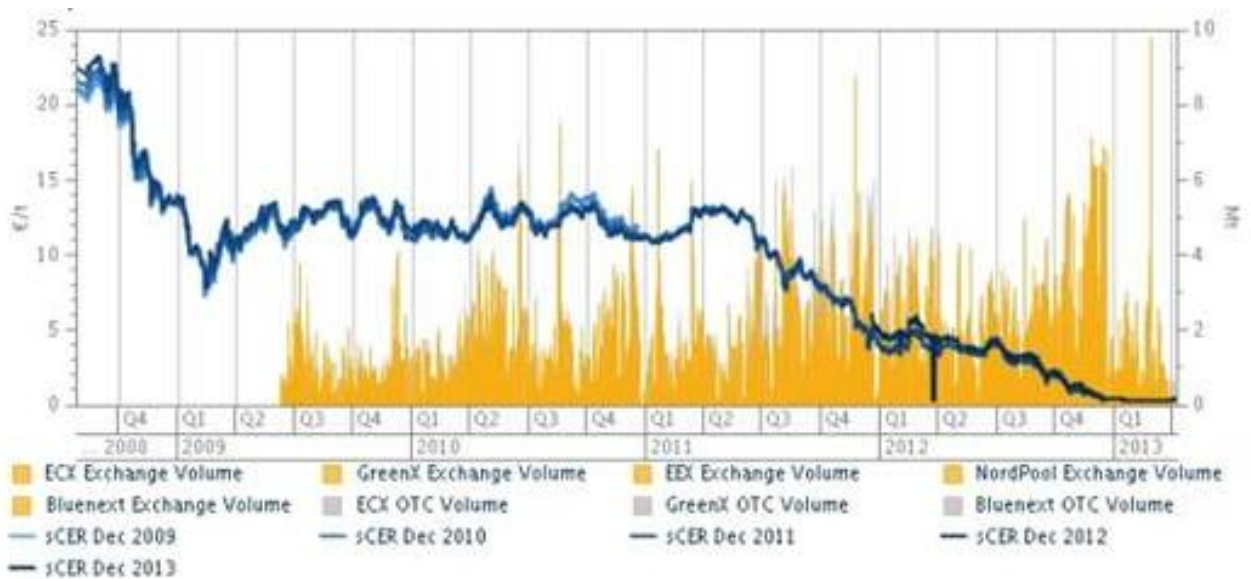
El precio de los bonos de carbono vendrá determinado en su mercado por la cantidad ofrecida y demandada, ambos elementos económicos vienen influenciados a su vez por otra serie de factores de manera directa o indirecta. La formación del precio del derecho de emisión responde a las mismas reglas de oferta y demanda que cualquier otro mercado, no existiendo un precio uniforme para las distintas clases de títulos/derechos comercializables/negociables de CO₂.

Observando la evolución de la cotización de los derechos de emisión se puede constatar que:

- Ante un aumento/disminución de la demanda y la previsión del mercado de que haya déficit/superávit de derechos de emisión, el mercado reacciona corrigiendo al alza/a la baja el precio de la tonelada de CO₂.
- Por otra parte, puesto que los derechos de emisión no pudieron trasladarse del periodo 2005-2007 al periodo 2008-2012 y ante la cercanía de su vencimiento, se produjo un desplome en el precio de la tonelada de CO₂ a finales del periodo 2005-2007.
- La oferta de títulos viene determinada y preestablecida por la cantidad total asignada por los distintos Estados miembros de la Unión Europea a sus instalaciones afectadas.
- El grado de generosidad o severidad de los organismos de asignación es un factor crítico, dado que crean una menor o mayor escasez de títulos de CO₂. El hecho de imponer un límite máximo respecto al número total de derechos asignados (compromisos de Kioto) es lo que da valor económico al derecho de emisión al crear escasez en el mercado. (*ProChile, 2012*)

Con las consecuencias de la crisis financiera todavía presente en los mercados financieros, el año 2012 se cerró considerándose como otro año turbulento para los precios de los bonos de carbono. La inestabilidad de precios de materias primas relacionada a la energía, incluso de los bonos de carbono, se incrementó junto con el anuncio del apagón nuclear de Alemania y Japón después de Fukushima y, de la caída de los Estados Unidos en el ranking de riesgo país. Este desequilibrio económico también se vió afectado por la crisis de deuda externa en Grecia. (*Ecosystems Marketplace, 2012*)

En la grafica 4.2 se observa la evolución desde 2008-2013 del precio de los CER's, periodo que se inicia con el comienzo de la crisis económica hasta abril de 2013.



Gráfica 4.2 Evolución del precio de los CERs (Fuente: CCMNUCC, 2013)

4.7 Periodo Post-Kyoto (2013-2020)

En diciembre de 2008 el Parlamento Europeo aprobó el ‘Paquete de Energía y Cambio Climático’, un conjunto de propuestas que pretenden sentar las bases para conseguir entre otros objetivos:

- Reducir las emisiones de GEI al menos en un 20% respecto 1990. A partir de 2013 aparecen importantes modificaciones respecto a la normativa de emisiones de CO₂. EEUU se comprometería a una reducción de hasta un 30% si se considerase que se realiza un esfuerzo global por la reducción de emisiones.
- Desaparecen las asignaciones por país para ser reemplazados por unos ‘techos de emisión sectoriales a escala comunitaria’. El motivo de este cambio es el de crear una mayor igualdad de condiciones entre todos los sectores afectados y todos los estados miembros.
- El volumen total de derechos de emisión que se ponen en circulación en 2013 es el mismo número de derechos que se asignaron en 2010, reduciéndose anual y linealmente un 1’74%, de tal forma que en 2020 se haya alcanzado una reducción

del 21% respecto al volumen de 2005. Este 1'74%, puede revisarse a medida que pasen los años.

- Los derechos de emisión dejan de asignarse de manera gratuita. (*Sendeco2, 201.*)

4.8 Resumen

Cada país recibía una “cuota o techo de emisiones”, en el período 2008-2012 en función de su objetivo y de sus emisiones de referencia que a su vez eran distribuidos por los Planes de Asignación Nacionales.

El comercio internacional de derechos de emisión, permite a una instalación que posea un excedente o prevea emitir por debajo de su objetivo, vender o comprar respectivamente.

Por otra parte, los Mecanismos de JI y MDL permiten obtener derechos de emisión extra, pudiéndose elevar de esta forma la cuota inicial de emisiones. De tal forma que por cada tonelada de CO₂ equivalente que se reduzca se expide una Unidad de Reducción de Emisiones, (ERU's) en el caso de la JI o una 'Reducción Certificada de Emisiones, (CER's) en el caso del MDL, tal y como se vió en el Apartado 4.2.

Existen otros certificados emitidos por otros métodos de flexibilidad como los RMU (*Removal Unit*), procedentes de actividades de forestación y reforestación incluyendo tierras de cultivo o como la inyección de CO₂ en el suelo, explicado en el apartado 4.5.1.3 que permiten obtener derechos de emisión adicionales.

Capítulo 5

Mercado voluntario de bonos de CO₂

El denominado “mercado voluntario de carbono” comprende todas las transacciones de créditos de carbono que no están bajo un reglamento referente al cumplimiento de metas de reducción de emisiones. Esto incluye tanto las transacciones de créditos creados especialmente para los mercados voluntarios (las llamadas VERs – Verified Emission Reductions) como las operaciones en las que se venden créditos de los mercados regulados (como los CERs del MDL) a compradores voluntarios.

5.1 Historia reciente

Hasta el año 2010, las transacciones realizadas en el Mercado Voluntario de Carbono podían ser divididas principalmente en dos tipos: las efectuadas en el marco del Chicago Climate Exchange (CCX), el principal programa norteamericano de reducción de emisiones, y las transacciones realizadas “over the counter” (OTC), es decir, las operaciones directas efectuadas entre dos partes mediante un intermediario.

En el año 2011, un 80% de todas transacciones en los mercados de carbono fue negociado por compradores voluntarios. Ese mismo año, el mercado voluntario tenía un volumen de 79 millones de toneladas que representa un incremento de 14% con respecto al año anterior. En cuanto al valor total del mercado, éste ha crecido un 35% al alcanzar \$573 millones, puesto que el precio promedio de un bono voluntario ha aumentado de \$6 a \$7.3 por tonelada.

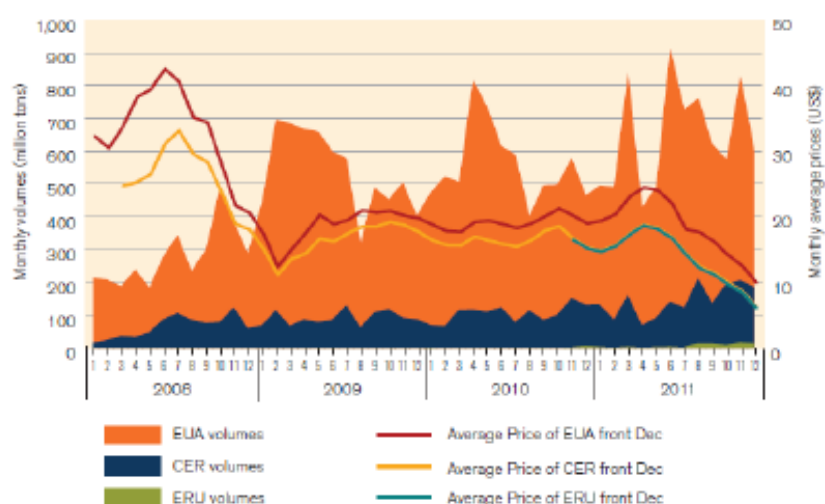
En 2011 el valor total del mercado voluntario es el segundo valor más alto jamás documentado, involucrando nuevos países, tipos de proyectos y compradores. En el mercado global, se alcanzó un crecimiento del 70% para el 2012, con un volumen de 227 millones de toneladas de CO₂e, que representaron 132 millones de toneladas más que en 2011. (World Bank 2012)

En la tabla 5.1 y en la gráfica 5.1 se resumen y se ilustra todos los datos anteriormente explicados donde se observa de una forma más aclaratoria el desarrollo de este emergente mercado:

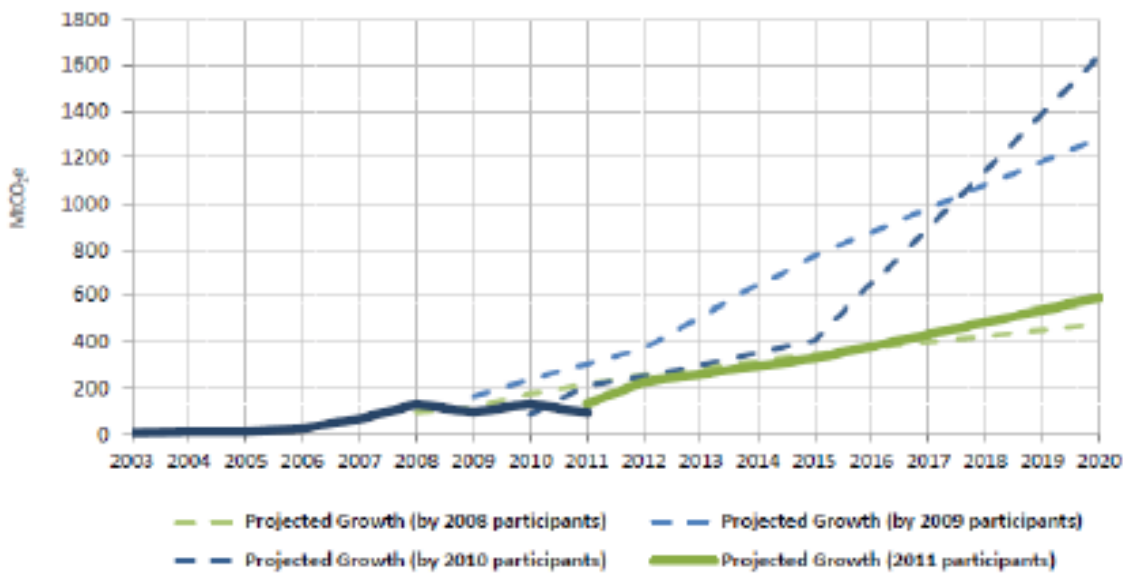
Tabla 5.1. Volúmenes y Valores Cotizados en el Mercado Voluntario

Mercados	Volumen (MtCO ₂ e)		Valor (millones de \$)	
	2010	2011	2010	2011
Mercado Voluntario OTC	128	93	422	572
Chicago Climate Exange (CCX)	2	-	0,2	-
Otros mercados	2	2	11	4
Total Mercado Voluntario	133	95	433	576
Total Mercado Regulado	8.702	10.094	158.777	175.451
Total Mercado Global	8.835	10.189	159.210	176.027

(Fuente: Bloomberg New Energy Finance, 2012)



Gráfica 5.1 Volúmenes y Precios de EUAs, CERs y ERUs en el Mercado Voluntario (Fuente: World Bank, 2012)



Gráfica 5.2 Crecimiento estimado del Mercado (Fuente: Ecosystems, 2012).

5.2. Certificados de reducción de emisiones voluntarias.

Son los certificados que se comercian en los mercados de carbono voluntarios. Estos mercados comprenden a todas las transacciones de créditos de carbono que no están gobernadas por un fin de disminución de emisiones de GEI's. Esto incluye tanto a las transacciones de créditos creados para los mercados voluntarios (VERs – *Verified Emission Reductions*) como a las operaciones en las que se venden créditos de los mercados regulados a compradores que buscan voluntariamente compensar sus emisiones. (*Oficina Comercial de ProChile, 2012*)

5.3 Estándares y precios del mercado voluntario

La mayoría de los bonos se comercia bajo de un estándar externo. Han emergido varios estándares según el tipo de proyecto y la región mundial. 75% de las transacciones totales corresponde a bonos bajo los 5 estándares más comunes. El más implementado es el

Verified Carbon Standard (VCS), seguido por el Climate Action Reserve (CAR) y por el Gold Standard.

El VCS es el estándar más común a nivel mundial y fue introducido para estandarizar y mejorar la credibilidad del mercado voluntario al crear créditos estandarizados creíbles y comerciables. Además, para evitar certificaciones dobles, dispone de una base de datos para todos sus proyectos. El VCS acepta las metodologías del UNFCCC para el MDL, las de la Reserva de Acción Climática (Climate Action Reserve, CAR) y las metodologías especialmente aprobadas por el VCS tras un proceso de doble aprobación. Las metodologías garantizan que haya una permanencia de la reducción obtenida por un cierto proyecto. (VCS, 2013)

El *Climate Action Reserve (CAR)* es un programa norteamericano dedicado a asegurar la integridad, transparencia y valor financiero del mercado de carbono en los Estados Unidos. Por el momento, solo es aplicable a ciertos proyectos en áreas específicas. El registro en este estándar funciona tras una aplicación online y la verificación por parte de una entidad independiente y acreditada. (Climate Action Reserve, 2013)

Gold Standard es una fundación sin fines de lucro que tiene como objetivo garantizar la calidad de los bonos de carbono en cuanto a las tres dimensiones del desarrollo sostenible, es decir, se preocupa de proyectos que adicionalmente consideren el impacto económico, social y medioambiental que ocasionarían con su implementación. Todos los proyectos presentados para una posterior certificación deben coincidir con las reglas de la CMNUCC para el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) o el Mecanismo de Implementación Conjunta (JI). (Gold Standard foundation, 2013)

En la tabla 5.2 se detallan los precios y volúmenes de los Estándares Voluntarios antes citados en los años 2010, 2011 y 2012.

Tabla 5.2 Precios y Volúmenes por Estándares Voluntarios

Mercados	Precio Medio (\$/tCO ₂ e)		Volumen (MtCO ₂ e)		Valor (millones de \$)	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Mercado Voluntario OTC	6	6,5	69	87	414	569
con Verified Carbon Standard (VCS)	5	4,4	28	43	142	191
con Gold Standard	11,3	10,4	6,5	8	73	86
con Climate Action Reserve (CAR)	6	7,3	13	9	79	65

(Fuente: Ecosystems Marketplace, 2012)

5.4 Compradores

Tal y como se explica en la tabla 5.3, casi la mitad de los compradores en el Mercado Voluntario proviene de Europa, quienes en el año 2011 compraron un volumen de 33MtCO₂e por un valor de \$204 millones. El volumen comercializado a países en desarrollo y específicamente a América Latina bajó un 32% en 2011 y un 7% de compradores fue localizado en países en desarrollo.

Tabla 5.3 Volumen y Valor cotizados según las regiones de los compradores.

Región	Volumen (MtCO ₂ e)	Valor (millones de \$)	Cuota de Mercado
Europa	33	204	47%
América del Norte	29	159	41%
Oceanía	3	22	4%
Asia	3	47	4%
América Latina	2	23	2%
África	0.9	10	1%

(Fuente: Bloomberg New Energy Finance, 2012)

Los sectores que más compran bonos de carbono son el sector de energía, financiero y la industria. Las motivaciones para empresas de comprometerse voluntariamente a la compensación de sus emisiones corresponden principalmente a comunicar su cumplimiento de valores límites de carbono. En la tabla 5.4 se detallan algunas de estas motivaciones.

Tabla 5.4 Principales tipos de compradores en el Mercado Voluntario

Región		Sector		Motivación	
Europa	63%	Mercado de Carbono	32%	Reventa	49%
América Latina	26%	Comercio Minorista/Mayorista	28%	Responsabilidad Social Empresarial	27%
América del Norte	7%	Sector Recreativo	11%	Relaciones Públicas	8%

(Fuente: Ecosystems Marketplace, 2012)

La mayoría de los compradores voluntarios (90%) son empresas comerciales. Un 40% de estos compradores voluntarios son compradores que tienen como objetivo la reventa o inversión. Solo 4% de compradores voluntarios proviene del sector estatal, de ONG's o compradores individuales. Aunque la reventa y la inversión no son el objetivo del mercado voluntario, ya que existe una carencia de regulaciones en este ámbito, se nota una tendencia creciente de bonos vendidos al público como objetos de inversión.

5.5 Expectativas futuras del precio de los derechos carbono en el mercado voluntario (2013-2020)

Varias variables influyen en el desarrollo de los precios en los mercados de carbono. Por ejemplo, el crecimiento de la economía, los precios de energía, el volumen total de certificados, los niveles de interés así como las decisiones políticas y el tiempo son determinantes durante la fase inicial de emisión. Los precios del mercado en la segunda fase se definen según el desarrollo de nuevas tecnologías, nuevas industrias, programas estatales del comercio de emisiones y según el desarrollo de otros mercados de CO₂.

Durante el 2012, se ha producido una fuerte caída en los precios de los CERs y EUAs en comparación con el año anterior (ver los dos últimos gráficos), Los bonos del Mercado Voluntario también se vieron afectados por este descenso de los precios. Por lo tanto, futuras expectativas prevén una nueva subida en los precios de todos los tipos de bonos. Como la Unión Europea va a reducir un 1.7% el volumen de los EUAs en 2013, se anticipa una nueva subida de los precios a partir de este hecho.

De todas formas, los precios de los bonos en el Mercado Voluntario tienden a ser más altos, pero al mismo tiempo, con más variabilidad, dependiendo de la región geográfica y del estándar voluntario empleado. En la tabla 5.5 se presentan los precios promedios para el 2012 y las expectativas de diversos analistas hasta el 2020. (*Oficina Comercial de ProChile, 2012*)

Tabla 5.5 Precios Promedios para 2012-2020

	EUAs	CERs	VCRs	CARs	Gold Standard
2012	Noviembre €8.3/tCO ₂ e (Bluenext)	Noviembre €1/tCO ₂ e (Bluenext)	Promedio \$3.7/tCO ₂ e (Ecosystem Marketplace)	Promedio \$8/tCO ₂ e (Ecosystem Marketplace)	Promedio €5.5/tCO ₂ e (Point Carbon)
2013-2020	11.5€/tCO ₂ e (Barclays)	3.3€/tCO ₂ e (Point Carbon)	-	-	-

(Fuentes: Bluenext, Ecosystem Marketplace, PointCarbon y Barclays, 2012)

Capítulo 6

El Mecanismo de Desarrollo Limpio y el ciclo de proyecto

Como se explicaba en el capítulo anterior, el Mecanismo de Desarrollo Limpio es uno de los mecanismos de flexibilidad dentro del Protocolo de Kyoto (PK) cuyos propósitos son:

- Asistencia a los países en desarrollo para que logren un desarrollo sostenible.
- Asistencia a los países industrializados, firmantes del PK, para lograr el cumplimiento de sus compromisos de limitación y reducción de emisiones.

El MDL promueve un desarrollo sostenible mediante:

- La transferencia de tecnología y recursos financieros a los países en vías de desarrollo.
- La utilización de tecnologías más limpias e innovadoras.
- El incremento en la eficiencia energética y producción de energía sostenible.
- La reducción de la contaminación ambiental.
- La reducción de la dependencia de combustibles fósiles.
- La contribución económica al país mediante el pago de impuestos.
- El desarrollo de capacidades humanas y tecnológicas.
- La contribución al desarrollo rural.

6.1 Beneficios para el inversor

Los CER son propiedad de la persona jurídica que hace la transacción en el mercado de carbono y los ingresos generados por su venta pueden ser utilizados en:

- Mejorar la TIR de las inversiones en proyectos.
- La incorporación de cambios en los procesos productivos mediante la innovación tecnológica y tecnología limpia puede generar beneficios económicos a las empresas a través de la utilización más eficiente de los recursos, reducción de los costos de recolección, transporte, tratamiento y disposición final de residuos.
- Mejora de la imagen corporativa de la empresa.

6.2 Clasificación de los proyectos del MDL para la reducción de emisiones

Los tipos de proyecto englobados en la MDL pueden clasificarse según su finalidad:

- Industria energética
- Distribución energética
- Demanda energética
- Industria manufacturera
- Industria química
- Construcción
- Transporte
- Minería
- Metalurgia extractiva
- Emisiones fugitivas en la producción y el consumo de halocarbonatos y hexafluoruro de azufre
- Uso de disolventes
- Manipulación y eliminación de residuos

- Reforestación
- Agricultura

Los proyectos también se pueden clasificar como grandes/normales o de pequeña escala de acuerdo a la cantidad de emisiones reducidas que generen. (CMNUCC, 2013)

6.3 Ciclo del proyecto

El ciclo de proyecto consta de 9 pasos que se deben seguir rigurosamente para la aceptación, validación e implementación del proyecto, los pasos siguen el orden mostrado en la gráfica 6.1 que se muestra a continuación:



Gráfica 6.1 Ciclo de un proyecto MDL

6.3.1 Primer paso: PIN

En este paso se identifica la idea del proyecto y se valora la elegibilidad del proyecto como MDL.

El PIN es un documento corto que da a conocer los aspectos generales, el potencial y la forma en que un proyecto puede contribuir a la captura o reducción de emisiones de GEI, a través de la adopción de una actividad de proyecto y tecnología.

A su vez sirve para buscar asesoría apropiada y facilitar las negociaciones entre los participantes potenciales en la búsqueda de financiación para el proyecto

6.3.2 Segundo Paso: Documento de Diseño del Proyecto (PDD)

El PDD es el documento básico y obligatorio que describe un proyecto MDL, ampliando la información proporcionada en el PIN. Debe contener por lo menos las siguientes especificaciones:

- Descripción general del proyecto.
- Metodología de la línea de base
- Periodo de acreditación.

Los periodos de acreditación varían según el tipo de proyecto, pudiendo ser:

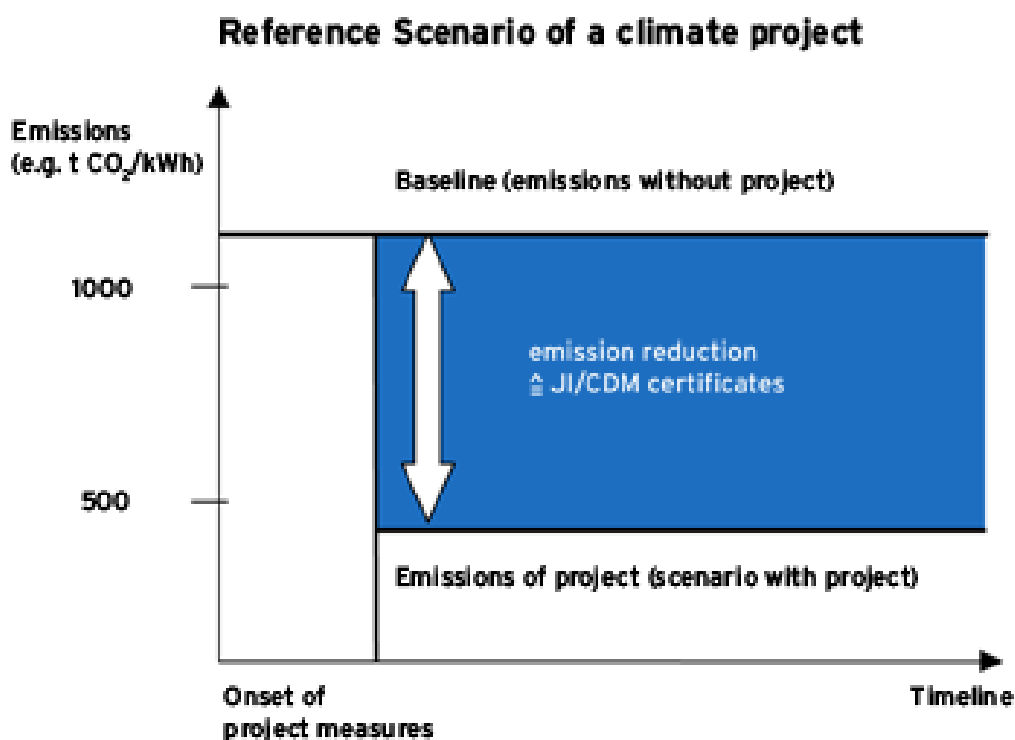
- Periodo de acreditación fijo: duración de diez años máximo sin opción a la renovación.
- Periodo de acreditación variable: plazos de siete años con opción a ser renovados hasta un máximo de 3 veces, es decir, un total de 21 años.

6.3.2.1 Documentos incluidos en el PDD

- Protocolo de monitoreo o vigilancia: Este comprende la compilación y archivo de los datos necesarios durante el periodo de acreditación para determinar la validez de la línea de base, estimar las emisiones del proyecto, y calcular la reducción de emisiones y posibles fugas del proyecto.
- Repercusiones ambientales: El proyecto debe analizar los impactos ambientales; si se produjesen efectos ambientales negativos, ha de indicarse los medios de mitigación de los mismos.

6.3.2.2 La línea de base (*Baseline*)

La línea de base es el escenario que representa las emisiones de GEI de una actividad específica que se producirían en la ausencia del proyecto MDL propuesto. La reducción de emisiones generadas por el proyecto es entonces la diferencia de las emisiones de la línea de base y las emisiones del proyecto. En la figura 6.2 se muestra gráficamente de este concepto.



Gráfica 6.2 Línea de Base. (Fuente: German Emissions Trading Authority, 2013)

La línea de base debe incluir los cálculos de emisiones de GEI generadas en los escenarios sin proyecto, y la comparación entre las emisiones de GEI de la línea de base y las emisiones de GEI del proyecto, para estimar la reducción de emisiones que se va a llevar a cabo.

6.3.3 Tercer paso: Carta de aval gubernamental

La carta de aval gubernamental es un documento firmado por la Autoridad Nacional Designada que hace constar la participación voluntaria del país y la contribución del proyecto al desarrollo sostenible del país; es diferente al resto de los permisos ambientales y demás permisos correspondiente a las leyes nacionales aplicables para el desarrollo de un proyecto.

6.3.4 Cuarto Paso: Validación

La validación es la evaluación independiente de un proyecto MDL, en la cual se demuestra su viabilidad ambiental, social y económica. La validación la debe realizar una empresa ajena a las participantes en los pasos anteriores y debe ser una de las aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL para revisar el PDD y cualquier documentación de soporte del proyecto.

6.3.5 Quinto Paso: Registro

El registro es la aceptación formal del proyecto, el cual es incluido en un sistema internacional en el que se encuentran todos los proyectos de reducción de emisiones que se implementarán. Los proyectos registrados y en procesos de registro pueden ser encontrados en el sitio web del MDL:

<http://cdm.unfccc.int/Projects/registered.html>

El procedimiento para la validación y registro evoluciona a medida que la JI del MDL continúa trabajando. Los últimos procedimientos se encuentran en: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Procedures/index.html>

6.3.6 Sexto Paso: Negociación del contrato

La venta de los CER se hace a través de un Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones (ERPA por sus siglas en inglés), en el cual se establece el tipo de negociación, los términos legales de cumplimiento, definición de la propiedad de los CER, quién y cómo se enfrentan los riesgos, las condiciones de compra y venta, la moneda de pago, fechas de pago y entrega de los CER, entre otros elementos.

6.3.6.1 Tipos de contrato

Contrato de pago por adelantado: en este tipo de contrato el comprador paga la totalidad de los CER que se emitirán en el plazo acordado, corriendo el riesgo de incumplimiento en cantidad y fecha de entrega por parte del vendedor, el cual se expone a pagar multas en caso de no cumplir con la cantidad y fecha de los CER previamente acordados.

Contrato forward a precio fijo: el comprador acuerda el pago anual de un precio fijo por los CER corriendo el riesgo de incumplir la cantidad y fecha de entrega por parte del vendedor, el cual no se preocupa por la fluctuación de precios en el mercado pero asume riesgo de cumplir con la cantidad de CER acordados, el cubrir sus costos con el ingreso ya prefijado.

Contrato forward a precio variable: el comprador se compromete a adquirir los CER en el periodo acordado, a un precio variable.

Contrato de prepago para mantener el precio: el comprador hace un pago anticipado por el periodo de contrato, paga el derecho de compra a futuro

Contrato *spot*: el vendedor entrega los CER emitidos anualmente y recibe el pago al precio de mercado, el riesgo es asumido por el vendedor.

6.3.7 Séptimo Paso: Implementación y monitorización

La implementación es la puesta en marcha o inicio de las operaciones del proyecto después de su registro y haciendo uso de la tecnología identificada.

La monitorización es la vigilancia y medición sistemática del rendimiento del proyecto, una vez su puesta en marcha, para medir y calcular la cantidad de reducción de emisiones que el proyecto genera. Este debe ser llevado a cabo según al plan de monitoreo registrado en el PDD. El informe de monitoreo es el documento fundamental en el que se basan los siguientes pasos del ciclo de un proyecto.

6.3.8 Octavo paso: Verificación y certificación

La verificación es la revisión periódica independiente y la determinación de las reducciones de emisiones monitoreadas que han ocurrido como resultado del proyecto MDL. A las reducciones de emisiones que han sido verificadas se les llama Emisiones Reducidas Verificadas (VERs). La verificación generalmente se hace una vez al año.

6.3.9 Noveno Paso: Emisión de CERs

La emisión o entrega de los CER para el periodo de acreditación acordado sucede después que la Junta Ejecutiva del MDL recibe el Reporte de Certificación de las VERs, las cuales se convierten en CER una vez que han sido emitidos por la Junta Ejecutiva del MDL.

6.4 Financiación de un proyecto MDL

El aspecto que distingue a los proyectos MDL de los proyectos tradicionales es que en los primeros se cuenta con dos corrientes bien diferenciadas de ingresos:

- Los derivados de la venta de productos convencionales
- Los derivados de la venta de CER. Es importante destacar que los ingresos procedentes de la venta de CER no financian un proyecto MDL; se consideran una contribución adicional.

Se pueden identificar tres modelos de financiación para proyectos:

- Financiación por promotores locales: Los promotores colocan recursos propios, que complementan generalmente con deuda interna o externa para poner el proyecto en operación. Su beneficio es la generación de ingresos adicionales por la venta de CER.
- Financiación por compradores de CER: Las empresas de los países industrializados que requieren los bonos de carbono pactan con los promotores locales su participación en el proyecto, ya sea aportando capital de riesgo, o concediendo préstamos o ayudas de tipo tecnológico, a cambio de recibir los CER generados por el proyecto.
- Socios Financieros: Son empresas privadas (corredores de bolsa o *brokers*, consultores técnicos, negociadores y comercializadores de CER o *traders*, etc.) u organismos externos para quienes los proyectos MDL constituyen una oportunidad de inversión. Los socios financieros cobran sus servicios de los ingresos generados por la venta de los CER. (SRAH, 2004)

Capítulo 7

Herramienta para el cálculo de la reducción de emisiones en un proyecto de MDL

Dentro de los beneficios para el inversor de un proyecto de MDL, además de la mejora de la imagen de la empresa, el más importante es el de la incorporación de cambios en los procesos productivos mediante la innovación tecnológica y tecnología limpia, generando beneficios económicos y aumentando la rentabilidad interna de las mismas, tal y como se explicaba en el capítulo 6.

Una de las múltiples posibilidades que ofrece este tipo de proyectos MDL, es la sustitución de combustible no renovable (en nuestro proyecto combustible fósil).

Para la verificación y ratificación de los beneficios producidos por estos proyectos, se ha desarrollado una herramienta de cálculo que permite establecer, de forma estimada y a partir de las toneladas de combustible utilizado en la línea de base y las usadas en la fase proyecto, las reducciones de emisiones conseguidas expresadas en toneladas equivalentes de carbono debido a la sustitución del combustible.

Con los datos de las reducciones de emisiones obtenidas, y según las cotizaciones de los bonos de carbono en los mercados, se podrán calcular los beneficios económicos que supondría la venta de los mismos.

Una vez obtenido el beneficio, éste será insertado dentro de un balance económico en el que se tendrán en cuenta aspectos como la variación de los precios de los combustibles, y

las cotizaciones del MWh de electricidad, para estudiar así la rentabilidad de la inversión.

Por último, se aplicará a un caso práctico en el que se estudia la posibilidad de, mediante el estudio de viabilidad económica, realizar una inversión para la adaptación de una central de carbón convencional, que quema hulla y lignito, a una planta que permita quemar biomasa para conseguir una reducción de las emisiones atmosféricas dentro del marco de proyecto de MDL.

7.1 Desarrollo de la herramienta

La herramienta matemática utilizada se compone de una tabla Excel que se divide a su vez en 4 ventanas:

- Línea de base
- Fase Proyecto
- Reducción de Emisiones
- Plan de Negocio

El objetivo de dicha herramienta es calcular principalmente la reducción de emisiones entre la línea de base y la fase proyecto.

Para el cálculo de dicha reducción suponemos que la energía suministrada por el combustible nuevo debe ser igual a la que suministraba el combustible sustituido, pues no debe alterar las exigencias de demanda de la red.

A partir de las toneladas de dióxido de carbono calculadas, y según el precio de venta, introducimos los beneficios en el balance económico, incrementando así el apartado de los beneficios, lo que se convertirá en un aumento de la tasa de rentabilidad.

7.1.1 Cálculo de la línea de base

En la ventana llamada “LINEA DE BASE” se puede calcular la antes explicada línea de base (baseline), en la cual obtenemos las emisiones producidas en el escenario previo al proyecto.

En la tabla 7.1 se dispone de los datos necesarios para el cálculo de las emisiones producidas por los diferentes tipos de combustibles tabulados en dicha herramienta y sus datos, los cuales deben ser suministrados por el vendedor de combustible y son los siguientes:

- Factor de emisión de CO₂ total
- Fracción de carbono fósil
- Factor de emisión de CO₂ fósil
- PCI en base húmeda
- Fracción de agua en el combustible
- Densidad

Para el desarrollo de nuestro caso práctico, los datos son obtenidos a partir de las fuentes oficiales del Ministerio de Ciencia y Tecnología de España para cada tipo de combustible contenido en la tabla de cálculo de emisiones.

Tabla 7.1 Combustibles y propiedades

COMBUSTIBLE	Factor de emisión de CO ₂ total (KJ/GJ)	Fracción Carbono Fósil	Factor de emisión de CO ₂ fósil (KJ/GJ)	PCI en base húmeda (GJ/t)	Fracción H ₂ O en el combustible	Densidad (kg/m ³)
Hulla	101	1	101	30.3	0.1	
Lignito negro	99.4	1	99	13.4	0.2	
Aglomerado de hulla	101	1	101	30.3	0.1	
Coque de petróleo	98	1	98	32.5	0.1	
Gasóleo C	73	1	73	42.4	0.0	870
Gas natural	56	1	56	48.6		0.79
Propano	64	1	64	46.2		0.52
Butano	66	1	66	44.8		0.56
GLP (mezcla)	65	1	65	45.5		0.53
Biogás Vertedero	NA	NA	0	13.4		1.34
Biogás EDAR/biometanización	NA	NA	0	17.7		1.22
Hidrógeno	NA	NA	0	120.1		0.08
Madera	NA	NA	0	14.4	0.2	
Carbón vegetal	NA	NA	0	31.4	0.1	
Residuos de madera	NA	NA	0	14.8	0.2	
Astillas	NA	NA	0	13.0	<0.40	
Pélet	NA	NA	0	18.0	<0.15	
Residuos agrícolas	NA	NA	0	15.9	0.1	
Neumáticos usados	85.0	0.8	64	31.4		

También será necesario introducir en las celdas habilitadas para tal efecto, las toneladas de combustible utilizadas, así como la fracción de eficiencia de la instalación (F), que por defecto marca 0.95, las cuales son variables según el tipo de combustible y planta.

Con estos datos se podrán calcular las Emisiones de CO₂ (t) y la Energía final requerida basadas en las formulas (7.1) (7.2) y (7.3):

$$E. \text{ primaria prod. (GJ)} = \text{ masa de comb.} \times \text{ PCI} \left(\frac{\text{GJ}}{\text{t}} \right) \quad (7.1)$$

$$E. \text{ primaria prod. (GJ)} = \text{ vol. de comb.} \times \text{ dens.} \times \text{ PCI} \left(\frac{\text{GJ}}{\text{t}} \right) \quad (7.2)$$

Multiplicamos ahora por el factor de eficiencia de la planta (F):

$$\text{Energía primaria prod. (GJ)} \times F = E. \text{ final requerida (GJ)} \quad (7.3)$$

En las celdas TOTAL obtendremos la suma, tanto de las emisiones totales, las toneladas de combustibles totales empleados, así como de la energía total requerida, la cual servirá como punto de partida para calcular las toneladas de combustible nuevo necesario para alcanzar tal cuota de producción energética.

Por último y más importante, se calculan las emisiones producidas por el combustible empleado, mediante la ecuación (7.4):

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ (t)} = \frac{\text{Energía primaria (GJ)}}{\text{PCI en base húmeda} \left(\frac{\text{GJ}}{\text{t}} \right)} \quad (7.4)$$

7.1.2 Cálculo de la fase proyecto

En el cálculo de la fase proyecto, partimos del resultado de la Energía Final requerida obtenida en la línea de base, pues con nuestro nuevo combustible deberemos alcanzar los mismos niveles de producción para satisfacer a la demanda energética.

En esta fase, debemos elegir los combustibles por los que serán sustituidos los antiguos; para ello, en la herramienta podemos hacer de manera porcentual en la columna de FRACCIÓN ATRIBUIBLE AL COMBUSTIBLE (FAC), indicando con valores entre 0-1 el tanto por ciento de cada combustible dentro del nuevo mix energético.

Con estos datos, como se indica en la ecuación (7.5), obtendremos la energía final por combustible, es decir, la energía aportada por cada uno en el mix energético de la fase proyecto.

$$\mathbf{En. final requerida (GJ) \times FAC = En. final por comb. (GJ)} \quad (7.5)$$

A partir de la energía final por combustible obtenida, la herramienta calcula mediante la ecuación (7.3) pero despejando la energía primaria por combustible.

$$\frac{\mathbf{Energía final prod.}}{\mathbf{F}} = \mathbf{Energía primaria por comb. (GJ)} \quad (7.3)$$

Una vez obtenida la energía primaria del combustible, la herramienta calcula los dos resultados de mayor interés de cara a la reducción de emisiones y el cálculo económico, como son las toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂eq) mediante la ecuación (7.4) y las toneladas de combustible consumido (7.6):

$$\mathbf{Emisiones\ CO_2\ (t) = \frac{Energia\ primaria\ (GJ)}{PCI\ en\ base\ húmeda\ (\frac{GJ}{t})}} \quad \mathbf{(7.4)}$$

$$\frac{Energia\ primaria\ (GJ)}{PCI\ (\frac{GJ}{t})} = \mathbf{toneladas\ de\ comb.\ nuevo} \quad \mathbf{(7.6)}$$

7.1.3 Reducción de emisiones

En esta tabla de cálculo, la herramienta calcula a partir de los datos obtenidos en la celda de emisiones, tanto en la fase proyecto como en la línea de base, la reducción de emisiones obtenida a partir de la sustitución de los combustibles antiguos por los nuevos, mediante la ecuación (7.7):

$$\mathbf{tCO_2\ en\ la\ Línea\ de\ Base - tCO_2\ en\ la\ Fase\ Proyecto = Reducción\ de\ emisiones\ (7.7)}$$

También calcula el beneficio esperado en euros (€) por la venta de los mismos, mediante la ecuación de cálculo (7.8):

$$\mathbf{Precio\ CE\ x\ \%VentaCE\ x\ RE + Precio\ ME\ x\ \%VentME\ x\ RE = Beneficio\ esperado\ (7.8)}$$

Donde:

- **Precio CE** corresponde al precio de venta en el comercio de emisiones establecido para los proyectos MDL.
- **%VentaCE** es el porcentaje de bonos de carbono vendidos en dicho mercado.

- **RE** son las emisiones reducidas calculadas previamente a partir de la ecuación 7.7.
- **Precio ME** corresponde al precio de venta en el mercado de emisiones fuera del establecido para los proyectos MDL.
- **%VentaME** es el porcentaje de bonos de carbono vendidos en el mercado de bono de emisiones.

De esta forma podremos adaptar nuestro plan de negocio a las fluctuaciones de los precios de los diferentes tipos de títulos comercializados.

7.2 Caso práctico

De forma concluyente e ilustrativa de todo lo desarrollado en este proyecto sobre la gestión de la variable ambiental, y basándonos en el modelo real de la adecuación de la central térmica de carbón convencional para la cogeneración de biomasa llevado a cabo en la central térmica de La Pereda en Santander, se va a desarrollar un análisis de riesgo mediante un plan de negocio para la evaluación de la viabilidad de una posible inversión para tal efecto, por parte de la empresa propietaria de la central, que en este caso es de capital ruso.



Gráfica 7.1 Central térmica La Pereda, Santander, España (Fuente: HUNOSA, 2013)

Debido a las exigencias del Protocolo de Kyoto para el periodo de 2013-2020 explicadas en el apartado 4.7, se producirá una reducción del 1.74% de las licencias de emisiones año a año a partir de 2013. Esto implica que cada año nuestra planta podrá emitir menos emisiones, por lo que si mantuviéramos la central funcionando con carbón como a día de hoy, la dos posibilidades que tendríamos para alcanzar las exigencias de emisiones serían las de, o bien producir menos electricidad, algo primeramente incuestionable, lo que además disminuiría los ingresos; o bien comprar derechos de emisión y/o pagar las sanciones correspondientes dentro del marco del comercio de emisiones, algo que aumentaría los gastos año a año debido a la disminución de los techos de emisión y que a largo plazo sería ruinoso.

Debido a que la posibilidad de no realizar la inversión a largo plazo no es rentable, la empresa decide valorar la inversión para la adaptación de la central de carbón convencional para la quema de biomasa, algo que nos daría múltiples ventajas, tanto ambientales como sociales, anteriormente abordadas en el apartado 2.3.3, y que gracias a los mecanismos de flexibilidad, en este caso el MDL, nos permitirá aumentar la rentabilidad del balance financiero de la central y mejorar la imagen de la empresa.

7.2.1 Planteamiento inicial

- LÍNEA DE BASE-

La planta de carbón convencional quema al año aproximadamente 150.000 toneladas de carbón, de las cuales 100.000 toneladas son de Hulla y 50.000 son de Lignito negro, con una eficiencia de planta estimada del 37%.

La herramienta de cálculo nos da unos resultados, según las ecuaciones 7.1 y 7.3, los cuales determinan que la planta es capaz de producir un total de 1.370.295 GJ por año (380.637,5 MWh) liberando (según la ecuación 7.4) 372.995,69 tCO₂ a la atmósfera.

En la imagen se muestran los resultados obtenidos en la herramienta Excel en la que se calculan estos datos de la Línea de base del proyecto. En los anexos se adjuntarán las tablas íntegras con las que se ha desarrollado el estudio de viabilidad.

	0,00	0,00	0
5	0,00	0,00	0
5	0,00	0,00	0
5	0,00	0,00	0
5	0,00	0,00	0
5	0,00	0,00	0
5	0,00	0,00	0
5	0,00	0,00	0
5	0,00	0,00	0
	372.995,69	1.370.295,00	380637,5

Gráfica 7.2 Cálculo de la Línea de Base

7.2.2 Desarrollo del análisis de la viabilidad del proyecto

El proyecto se desarrollará bajo las directrices del MDL. Se necesitará una inversión de 50.000.000 € para la instalación de silos de almacenaje, instalaciones para el tratamiento y la clasificación de la biomasa y, cintas para su transporte. El dinero para la inversión procederá de los recursos propios de la empresa, por lo que no habrá financiación a partir de deuda.

El plan de adaptación de la central se clasifica, dentro la clasificación de los proyectos de MDL, como de gran escala y de Industria Energética. La duración del proyecto será de 21 años, divididos en 3 periodos de 7 años que se irán renovando según nos acerquemos al vencimiento de los mismos.

La junta de administración de la empresa exigirá como mínimo tener una rentabilidad estimada del 9.5% para acometer la inversión sin suponer un riesgo para las finanzas de la empresa.

- FASE PROYECTO -

Lo primero de todo será asegurarse el abastecimiento de combustible biomasa; éste estará compuesto por un mix de combustible (50% Madera, 30% Astillas, 20% Residuos de Madera) lo que nos determinará el Factor Atribuible a cada combustible.

Según los cálculos realizados en la herramienta en la fase proyecto según las ecuaciones 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6, y suponiendo un rendimiento de la planta del 30% necesitaremos 325.291,93 toneladas de combustible y 0.00 toneladas emitidas, tal y como se observa en la imagen 7.3

0,90	0,00	0,00	0,00
0,90	0,00	0,00	0,00
0,30	2.283.825,00	158.159,63	0,00
0,30	0,00	0,00	0,00
0,30	913.530,00	61.725,00	0,00
0,30	1.370.295,00	105.407,31	0,00
0,30	0,00	0,00	0,00
0,30	0,00	0,00	0,00
0,30	0,00	0,00	0,00
		325.291,93	0,00

Gráfica 7.3 Cálculo de la fase proyecto

Para obtener el combustible, la empresa calculó en el análisis de riesgo el máximo precio que podría pagar para situarse por encima de la rentabilidad exigida por la junta de administración, obteniéndose un valor crítico de 53,56€/t.

MWh/año	380637	Precio del combustible	
combustible (€)	17424102,71	53,56450733 €/t	
	0	1	
beneficios			
venta de bonos de Co2		1.319.420,03	
venta de electricidad		22.838.250,00	2
total		24.157.670,03	2
Gastos			
M&O		2.911.876,88	
Administracion		50.000,00	
salarios		700.000,00	
combustible		17.424.102,71	1
total		21.085.979,04	
EBDITA		3.071.690,99	
AMORTIZACION		-2.380.952,38	-
EBIT		5.452.643,37	
BDI		3.816.850,36	
CASH FLOW		-50.000.000,00	6.197.802,74
INVERSION		-50.000.000,00	
TIR		9,43%	

Gráfica 7.4 Resultado del análisis de sensibilidad

La empresa negoció con varios proveedores de combustible para el suministro del mismo, acordando con cada uno de ellos la compra por 50 €/t con puesta en planta para los próximos 21 años a precio invariable, dejando que el riesgo sea para el vendedor del combustible y no para la empresa generadora de electricidad de haber una subida del precio.

Debido a la ya explicada anteriormente problemática del abastecimiento de biomasa en el apartado 2.3.2, se estableció un sistema de suministro para garantizar una provisión regular, donde el 80% de biomasa procede de los agricultores de la región, en un radio de 150 km de distancia, donde la materia prima procede de la poda de los frutales, chopos y abedules, así como residuos forestales.

Para el 20% restante, la empresa ha promovido la plantación de cultivos energéticos destinados en exclusiva a abastecer a nuestra planta. Los cultivos energéticos son cereales como tricale y sorgo, aunque también se usarán el chopo y el eucalipto.

Tabla 7.2 Plan de suministro del combustible de biomasa

PORCENTAJE	TIPO DE BIOMASA	ORIGEN
80%	- Frutales - Chopos - Abedules - Residuos forestales	Agricultores de la región, en un radio de 150km
20%	- Tricale - Sorgo - Chopo - Eucalipto	Cultivos energéticos, exclusivo aprovechamiento para la planta

- REDUCCIÓN DE EMISIONES -

Por otro lado, con la sustitución del carbón por la biomasa, conseguimos una reducción de emisiones de 372995.69 tCO₂(eq), resultado obtenido según la ecuación 7.7 en nuestra herramienta de cálculo.

CÁLCULO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES	
Emisiones del escenario base (t CO2-eq)	372995,69
Emisiones del escenario proyecto (t CO2-eq)	0,00
Reducción de emisiones (t CO2-eq)	372995,69

Gráfica 7.5 Cálculo de la reducción de emisiones (Fuente: Elaboración propia)

- PLAN DE NEGOCIO -

A. INGRESOS

Venta de electricidad

La planta generará, al igual que lo hacía con el carbón, 411.500 MWh al año, lo cual a una cotización estimada a partir de subvenciones estatales para la biomasa de 60€/MWh, nos reportará anualmente un beneficio de 22.838.250 € al año, valor que se irá incrementando todos los años un 0.8% debido al IPC anual para la electricidad.

$$411.500 \text{ MWh} \times 60 \text{ €/MWh} = 22.838.250 \text{ €}$$

Venta de los derechos de emisión obtenidos

En lo referente a la venta de los derechos de emisión obtenidos y certificados en nuestro proyecto, la empresa adoptará la medida de venta total de las emisiones obtenidas, es decir, no se guardará ningún derecho de emisión para años posteriores.

Según las estimaciones en los próximos años se espera un aumento estimado de la cotización de los CER's en el comercio de emisiones de 0.2 €/CER anual, debido a la reducción exigida del 1.74% para el periodo 2013-2020, situándose en el primer cuatrimestre de 2013 en 1.00 €/t.

Por otro lado, la empresa recibe una oferta de una empresa farmacéutica norteamericana para la venta mediante un contrato tipo *forward a precio fijo* del 60% de las toneladas equivalentes de carbono no emitidas a un valor de 5.00 €/t durante los próximos 21 años.

Se supone que estos “*commodities*” alcanzarán mayor valor en el futuro, por lo que presumiblemente esta empresa norteamericana hará negocio con una futura venta a mayor precio, pues la compra en el mercado voluntario no tiene como fin la reducción de emisiones, aun así la empresa considera que es mejor venderlos a día de hoy a un precio inferior a los que se alcanzará en años posteriores, garantizando de esta manera una estabilidad financiera mayor.

Para tomar la decisión de vender, la empresa realizó un análisis de sensibilidad y obtuvo los siguientes resultados.

Tabla 7.3 Variación de la TIR según la cotización de los derechos de emisión

		PRECIO EN EL COMERCIO DE EMISIONES									
		11,54%	1	3	5	7	9	11	13	15	17
PRECIO EN EL MERCADO VOLUNTARIO	1		9,94%	10,49%	11,02%	11,54%	12,06%	12,57%	13,08%	13,58%	14,07%
	3		10,75%	11,28%	11,80%	12,32%	12,83%	13,33%	13,83%	14,32%	14,81%
	5		11,54%	12,06%	12,57%	13,08%	13,58%	14,07%	14,56%	15,05%	15,53%
	7		12,32%	12,83%	13,33%	13,83%	14,32%	14,81%	15,29%	15,77%	16,24%
	9		13,08%	13,58%	14,07%	14,56%	15,05%	15,53%	16,01%	16,48%	16,95%
	10		13,46%	13,95%	14,44%	14,93%	15,41%	15,89%	16,36%	16,83%	17,30%
	12		14,20%	14,69%	15,17%	15,65%	16,13%	16,60%	17,07%	17,53%	18,00%
	14		14,93%	15,41%	15,89%	16,36%	16,83%	17,30%	17,76%	18,23%	18,69%
	16		15,65%	16,13%	16,60%	17,07%	17,53%	18,00%	18,46%	18,91%	19,37%

En ellos se observa como adoptando una estructura de venta fija del 60% de las emisiones en el mercado voluntario a 5.00 €/t y, por tanto el 40% restante en el comercio de emisiones y, a partir de la ecuación 7.8, se obtiene para cualquier valor de cotización del CER un valor por encima del requerido como rentabilidad mínima (9.5%) por parte de la junta de administración de la empresa, teniendo además una tendencia a aumentar dicha rentabilidad si las estimaciones alcistas de la cotización de los CER se cumplieren.

B. GASTOS

En concepto de gastos, la empresa pagará 700.000 € en salarios anuales, con un incremento del 2% por el IPC anual a lo largo de los años y 50.000€ en gastos de administración también con un incremento del 2% por el IPC.

En cuanto a gastos de Operación y Mantenimiento (O&M) consideramos que estos irán creciendo durante el paso de los años, situándose en el primer año un valor de 7.65 €/MWh producido aproximadamente, incrementándose un 5% cada año.

La tasa impositiva es del 30% y la amortización será lineal durante los 21 años de duración del proyecto de MDL, por lo que cada año se supondrán 2.380.952,38 € como gasto de amortización.

C. RENTABILIDAD OBTENIDA Y RESUMEN DE RESULTADOS

A partir de la realización de un balance económico de los próximos 21 años con todos los conceptos anteriormente citados, se obtiene una TIR del 11,54% un valor acogido muy positivamente por la junta de administración de la empresa, la cual da luz verde al proyecto.

A continuación se adjunta una tabla resumen en la que se recogen los principales datos y resultados obtenidos en el proyecto.

Tabla 7.4 Datos y resultados obtenidos

Tipo de proyecto	MDL, Industria energética, gran escala
Energía producida	411.500 MWh
Potencia instalada	50 MW
Inversión inicial	50.000.000€
Duración del proyecto	3 periodos de 7años. Total: 21 años
Rentabilidad obtenida	10.56%
Emisiones reducidas	55 €/t
Tipo impositivo	30%
Precio del combustible	55 €/t
Combustible consumido	301.428,82 t/año

D. REGISTRO EN EL CONTEXTO DE PROYECTO MDL

Con los datos y resultados anteriormente obtenidos, la empresa elabora el PIN, y el PDD, pasos 1 y 2 del ciclo de proyecto MDL (apartados 6.3.1 y 6.3.2).

A continuación la empresa solicita el aval gubernamental al gobierno de España para la su tramitación (apartado 6.3.3) y posteriormente someterse al juicio para la validación del proyecto, por parte de una empresa externa, dentro del contexto MDL, como se mencionaba en el apartado 6.3.4 y, proceder al posterior registro (apartado 6.3.5) del proyecto una vez aceptado en el registro internación de los proyectos MDL y JI en la CMNUCC.

La negociación del contrato de venta de los CER´s ya fue llevada a cabo por la empresa previamente a la aceptación, por lo que una vez oficializado el proyecto como valido, se hace oficial la venta del 60% de los CER´s a la empresa farmacéutica norteamericana con un contrato de venta tipo *forward a precio fijo* para los próximos 21 años (apartado 6.3.6) y el 40% en el comercio de emisiones (*ET: emissions trading*)

Posteriormente se procederá a la implementación de la tecnología aprobada y registrada, y al monitoreo continuo de las emisiones (apartado 6.3.7) para la verificación y certificación independiente y periódica de los CER´s (apartado 6.3.8), para que una vez acreditados y validados sean emitidos y vendidos a sus compradores (apartado 6.3.9).

7.3 Otros escenarios

La herramienta de cálculo elaborada nos permite, a través de su diseño para una gran variedad de combustibles, estudiar de forma estimada la viabilidad de otro tipo de proyectos. El caso anteriormente explicado, corresponde a un proyecto dentro del

Gracias a la instalación de estos equipos, la planta pasará a emitir menos, adaptándose así a las exigencias del periodo 2013-2020 de reducción de emisiones, que gracias al contexto MDL podrá financiar y recuperar parte de la inversión a partir de la venta de los derechos de emisión en los comercios internacionales de venta de bonos de carbono.

El proceso se clasifica dentro de los de gran escala y del tipo Industria Energética, con un periodo de acreditación de 10 años fijos.

Según los cálculos de la herramienta en fase proyecto, a partir de las ecuaciones 7.2 y 7.3, nuestra planta pasará a consumir 230.983,54 toneladas de combustible, emitiendo 628.644,80 toneladas de emisiones.

Por último, según la ecuación 7.7, obtendremos una reducción de emisiones de 1209959,20 toneladas.

- PLAN DE NEGOCIO -

En concepto de ingresos y, de forma análoga al caso anteriormente estudiado, mantendremos la misma estructura y precio de venta de CER's que en el caso anterior. La venta de la electricidad será más barata dado que al ser un combustible no renovable no está subvencionado, por lo que a modo estimativo supondremos que el MWh es vendido a 47€.

En concepto de gastos, el precio del combustible es mucho menor que la biomasa, situándose en un valor estimado de 27€/MWh, valor que igualmente irá aumentando por el IPC, que lo suponemos igual que en el caso de estudio anterior. (*REE, 2013*)

Supondremos unos salarios y costes de administración más bajos de 500.000 €/año y 30.000 €/año respectivamente, debido a que la mano de obra es más barata en estos países, lo cual hará aumentar nuestra rentabilidad y que tendrán una subida del IPC del 2% de forma análoga al anterior proyecto. Los gastos de O&M se situarán en 9€/MWh, valor que irá aumentando un 3.5% anual.

La tasa impositiva, al ser una empresa extranjera y en aras de hacer su inversión más atractiva, la situaremos a modo estimativo en torno al 10%.

Con todos estos datos, el análisis económico nos sitúa en una TIR del 16.05%, valor muy interesante que demuestra una vez más el interés de suscribirse al contexto MDL. (La tabla con el plan de negocio se adjunta en el anexo V)

7.4 Análisis de los resultados obtenidos

Como se comentaba al comienzo del tema 6, los proyectos MDL son globales, donde una empresa española puede invertir en un país sudamericano, como es el caso de Perú, o una empresa rusa puede invertir en tecnología limpia en un país como España, para así ayudarla a alcanzar los techos de emisión establecidos y la empresa obtener a la par beneficio.

A partir de la herramienta, se ha podido estimar de forma real en los dos escenarios diferentes explicados anteriormente, cómo la rentabilidad de las inversiones de las empresas se ve elevada en torno a un 1-5% y, desde un punto de vista medioambiental, cómo las emisiones de CO₂eq se ven reducidas por la sustitución del combustible antiguo, bien por biomasa en la central española o bien por gas natural en el caso desarrollado en Perú.

Cabe destacar el interés para los países de Anexo I en países de No Anexo I, los cuales normalmente son menos desarrollados. Este interés radica en que se obtienen generalmente mayores beneficios y mejores rentabilidades dado que los gastos (administración, coste del combustible, mano de obra, etc.) son menores al ser conceptos más baratos, y las tasas impositivas generalmente más bajas.

Capítulo 8

Conclusiones

8.1 Aspectos conclusivos

Tras la realización de este trabajo, de efectuar un profundo análisis y posterior clasificación de toda la información seleccionada, se decidió estructurar y sintetizar el mismo de forma que en los primeros capítulos se expone la realidad de la generación eléctrica a partir de energía fósil, situándola como el sector más contaminante dentro de los sectores de producción mundiales y a su vez, mostrando su condición de imprescindible para el desarrollo de la actividad humana.

Por lo anteriormente citado y por los evidentes resultados recogidos por investigaciones científicas llevadas a cabo durante años, en las que se demuestran los graves problemas ambientales y sociales que origina el efecto acumulado de las emisiones producidas por el sector energético, la energía producida por la quema de combustibles fósiles es señalada como la principal responsable de la aceleración del cambio climático.

En este contexto se crea la Convención de las Naciones Unidas del Cambio Climático, cuya asamblea más importante y trascendental se traslada a 1997 a la ciudad nipona de Kyoto, donde se firmó el tratado del mismo nombre, en la cual se firmaron los acuerdos más importantes de la historia para la reducción y el control de emisiones de la actividad humana.

Entre la complejidad y las entelequias legislativas aprobadas en dicha convención, se crearon una serie de mecanismos, llamados de flexibilidad, a partir de los cuales se establecieron medidas de implementación e incentivo para aquellas empresas generadoras de energía eléctrica a partir de combustibles no renovables, con el fin de la adaptación y transformación de mecanismos y tecnologías por otras más respetuosas con el medio ambiente, sin que por ello se perjudicase el desarrollo y el crecimiento de dichas empresas.

Dentro de los mecanismos citados en el párrafo anterior y debidamente explicados en el desarrollo del trabajo, el proyecto se centra, al contemplarlo como el más interesante, en el Mecanismo de Desarrollo Libre, expuesto en el capítulo 6 del trabajo, pues permite la colaboración entre países de todo el mundo, fueran o no, firmantes del acuerdo en 1997.

La importancia de este hecho radica en la posibilidad de que los países desarrollados firmantes del acuerdo puedan colaborar con los países emergentes de hoy en día, como por ejemplo los países Sudamérica o el Suroeste Asiático.

Las grandes herramientas dinamizadoras que permiten que funcionen realmente dichos mecanismos son el comercio de emisiones y el mercado voluntario de emisiones, siendo el primero destinado a la venta de derechos de emisión, con fines únicamente de reducción de emisiones, y el segundo, en el cual puede intervenir cualquier tipo de persona u organización gracias al derecho de emisión excedente, bien debido a la disminución de la producción o bien debido a una reducción de las emisiones por encima de lo exigido en el proyecto.

Los derechos generados en el proyecto que no son vendidos en el comercio de emisiones, pasan a considerarse un VER, un “commodity” debidamente verificado, al igual que en otros muchos productos derivados de la industria, que podrán ser vendidos en las bolsas y plazas de comercio de todo el mundo destinadas a tal efecto.

Como anteriormente se ha explicado, en los dos diferentes escenarios de proyecto, el interés por registrar los proyectos destinados a la producción de electricidad de forma más limpia, a partir de la sustitución de combustibles, es muy elevado dado que la rentabilidad de la inversión es favorable.

Gracias a la herramienta de cálculo, se pueden realizar estudios estimados fiables a partir de datos obtenidos por las diferentes fuentes oficiales públicas en cuanto al ahorro en emisiones que suponen las inversiones en proyectos de este tipo y los beneficios económicos que conllevan.

No obstante, los análisis económicos reales son mucho más complejos (pues generalmente las empresas no hacen públicos los datos reales), pero nos acerca, mediante una evaluación muy aproximada, a la realidad de los proyectos que a día de hoy se desarrollan en el mundo.

8.2 Perspectivas futuras de investigación

Dado el gran número de proyectos que se desarrollan a día de hoy, que se están estudiando para ser puestos en marcha algún día, y el sinfín de empresas y países que desde el comienzo de la instauración del Protocolo de Kyoto en 1997 se han ido sumando a la apuesta firme por la reducción de emisiones en la búsqueda de un desarrollo económico sostenible y respetuoso con el medio ambiente, este trabajo podrá servir de ayuda y base para el estudio de otro tipo de proyectos y tecnologías para la reducción de emisiones de un modo estimado y fiable.

Gracias a la herramienta de cálculo, todos los proyectos dentro del contexto CMUNCC que se basen en la sustitución de combustibles por otros menos contaminantes, podrán calcular la reducción de emisiones de una forma rápida e intuitiva.

El abanico de posibilidades de estudio es amplio y sin lugar a dudas muy interesante, pues la lucha contra la aceleración del cambio climático es un asunto que ya hoy es vital, pero que a buen seguro con el paso del tiempo será más trascendental si cabe.

Bibliografía

[1] Acciona Energía (<http://www.acciona-energia.es/>)

[2] Alberto López Hualda *Emisiones De CO2 En El Sector Industrial Presente Y Futuro En España*

[3] Asociación Española de la Industria Eléctrica (www.unesa.es)

[4] Benesch, W.A. *Planning new coal-fired power plants*. VGB PowerTech, junio 2001

[5] Centrales de Ciclo Combinado en España, FEDERACION ESPAÑOLA DE MUNICIPIOS Y PROVINCIAS.

[6] Climate Action Reserve (<http://www.climateactionreserve.org/>)

[7] Decisión 2010/2/UE de la Comisión, por la que se determinan de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, una lista de los sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono.

[8] ‘Directiva 2003/87/CE. Comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la UE. Guía básica, 50 preguntas y respuestas’. Manuel Bustos. Associació de Productors d’Energies Renovables - APPA. (<http://www.appa.es>)

[9] Directiva 2003/87/CE del parlamento europeo y del consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.

[10] “Ecosystems Marketplace and Bloomberg New Energy Finance (2012): Developing Dimension – The State of the Voluntary Carbon Markets 2012”

[11] ‘El sistema eléctrico español’, 2003-2010. Red Eléctrica de España. (<http://www.ree.es>).

[12] Energy Information Administration. Annual Energy Review, 2001. EIA-US DOE, noviembre 2002.

[13] German Emissions Trading Authority, 2013

[14] Guía para la presentación y formulación de proyectos MDL. Secretaria de Recursos Naturales y Ambiente de Honduras, 2004.

[15] Información detallada sobre el Mercado Voluntario (Español) (<http://finanzascarbono.org>)

[16] Información sobre el mercado EU ETS en la Asociación Europea del Medio Ambiente (European Environmental Association, EEA)

[17] Instituto Nacional de Estadística de España. (<http://www.ine.es>). Octubre, 2011.

[18] INTELLIGON, Dynamic Process-Simulation. IFE SYSTEMS (www.intelligon.de)

[19] La Fundación Gold Standard (<http://www.cdmgoldstandard.org/>)

[20] LEY 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

[21] LEY 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto

invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo.

[22] Ministerio de Ciencia y Tecnología de España, Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía y Asociación de Productores de Energías Renovables.

[23] Ministerio de Industria, Energía y Turismo (<http://www.minetur.gob.es>)

[24] Ministerio del Medio Ambiente de Perú (<http://cambioclimatico.minam.gob.pe>)

[25] Oficina Comercial de ProChile en Berlín, *Estudio de Mercado Bonos de Carbono, Noviembre 2011*.

[26] Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

[27] Providing critical insights into energy and environmental markets (www.pointcarbon)

[28] Red Eléctrica de España. (<http://www.ree.es>). Septiembre, 2011.

[29] Registro Nacional de Derechos de Emisión de GEIs. (www.renade.es). Junio, 2011

[30] SciELO, Scientific Electronic Library Online (<http://www.scielo.cl/>)

[31] Sistema Electrónico de Negociación de Derechos de Emisión de CO₂. (<http://www.sendeco2.com>). Junio, 2011.

[32] United Nations framework convention on Climate Change
(www.unfccc.int/2860.php)

[33] Verified Carbon Standard, VCS: (<http://v-c-s.org/>)

[34] World Bank (2012): States and Trends of the Carbon Market Report 2012.

Anexos

Índice de Anexos

Anexo I: Cálculo de la Línea de Base de nuestro proyecto

Anexo II: Cálculo de la fase proyecto

Anexo III: Cálculo de la reducción de emisiones

Anexo IV: Plan de Negocio

Anexo V: Plan de Negocio para el caso práctico de la central de carbón en Perú

COMBUSTIBLE	Factor de emisión de CO2 total (kg/GJ)	Fracción Carbono Fósil	Factor de emisión de CO2 fósil (kg/GJ)	PCI en base húmeda (GJ/t)	Fracción H2O en el combustible	Densidad (kg/m3)	Toneladas de combustible consumido	m3 de combustible consumido	Energía Primaria (GJ)
Hulla	101	1	101	30,3	0,1		100.000,00		3.034.000,00
Lignito negro	99,4	1	99	13,4	0,2		50.000,00		669.500,00
Aglomerados de hulla	101	1	101	30,3	0,1				0,00
Coque de	98	1	98	32,5	0,1				0,00
Gasóleo C	73	1	73	42,4	0,0	870			0,00
Gas natural	56	1	56	48,6		0,79			0,00
Propano	64	1	64	46,2		0,52			0,00
Butano	66	1	66	44,8		0,56			0,00
GLP (mezcla)	65	1	65	45,5		0,53			0,00
Biogás Vertedero	NA	NA	0	13,4		1,34			0,00
Biogás EDAR/biometanización	NA	NA	0	17,7		1,22			0,00
Hidrógeno	NA	NA	0	120,1		0,08			0,00
Madera	NA	NA	0	14,4	0,2				0,00
Carbón vegetal	NA	NA	0	31,4	0,1				0,00
Residuos de madera	NA	NA	0	14,8	0,2				0,00
Astillas	NA	NA	0	13,0	<0,40				0,00
Pélet	NA	NA	0	18,0	<0,15				0,00
Residuos agrícolas	NA	NA	0	15,9	0,1				0,00
Neumáticos usados	85,0	0,8	64	31,4					0,00
TOTAL							150.000,00		

ANEXO I: Cálculo de la Línea de Base de nuestro proyecto

Combustible	Fracción de energía atribuible al combustible	Energía final requerida por combustible (GJ)	Factor de emisión de CO2 total (kg/GJ)	Fracción Carbono Fósil	Factor de emisión de CO2 fósil (kg/GJ)	PCI en base húmeda (GJ/t)	Fracción H2O en el combustible	Densidad (kg/m3)	Fracción Eficiencia de la instalación de combustión
Hulla	0	0	101	1	101	30,3	0,1		
Lignito negro	0	0	99,4	1	99	13,4	0,2		
Aglomerados de hulla		0	101	1	101	30,3	0,1		
Coque de petróleo		0	98	1	98	32,5	0,1		
Gasóleo C		0	73	1	73	42,4	0,0	870	
Gas natural		0	56	1	56	48,6		0,79	
Propano		0	64	1	64	46,2		0,52	
Butano		0	66	1	66	44,8		0,56	
GLP (mezcla)		0	65	1	65	45,5		0,53	
Biogás Vertedero		0	NA	NA	0	13,4		1,34	
Biogás EDAR/biometanización		0	NA	NA	0	17,7		1,22	
Hidrógeno		0	NA	NA	0	120,1		0,08	
Madera	0,5	740.700	NA	NA	0	14,4	0,2		
Carbón vegetal		0	NA	NA	0	31,4	0,1		
Residuos de madera	0,2	296.280	NA	NA	0	14,8	0,2		
Astillas	0,3	444.420	NA	NA	0	13,0	<0,40		
Pélet		0	NA	NA	0	18,0	<0,15		
Residuos agrícolas		0	NA	NA	0	15,9	0,1		
Neumáticos usados		0	85,0	0,8	64	31,4			
Comprobación (4)		1 0							

ANEXO II: Cálculo de la fase proyecto

EXCEL PFC - Microsoft Excel

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Cortar Copiar Copiar formato Pegar Portapapeles

Calibri 11 Fuente

Ajustar texto Alineación Combinar y centrar

Porcentaje Número

H21 f_x {=TABLA(E9;E10)}

	A	B	C	D	E	F	G	
1								
2			CÁLCULO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES					
3								
4			Emisiones del escenario base (t CO2-eq)		372995,69			
5			Emisiones del escenario proyecto (t CO2-eq)		0,00			
6			Reducción de emisiones (t CO2-eq)		372995,69			
7								

ANEXO III: Cálculo de la reducción de emisiones

ANEXO IV: Plan de Negocio

MWh/año	380637,5	Precio del combustible 50 €/t	WACC
combustible (€)	16264596,69		€/MWh

TIR	11,54%
------------	---------------

VAN	-27.684.9
------------	------------------

amortizacion	2.380.952,38 €
vida util	21
inversion inicial en la p	50.000.000,00 €

	0	1	2	3	4	
beneficios						
venta de bonos de Co2		1.246.118,92 €	1.275.439,37 €	1.304.759,81 €	1.334.080,26 €	1.363.400,7
venta de electricidad		22.838.250,00 €	23.020.956,00 €	23.205.123,65 €	23.390.764,64 €	23.577.890,7
total		24.084.368,92 €	24.296.395,37 €	24.509.883,46 €	24.724.844,89 €	24.941.291,4
Gastos						
M&O		2.911.876,88 €	3.057.470,72 €	3.210.344,25 €	3.370.861,47 €	3.539.404,5
Administracion		50.000,00 €	50.000,00 €	51.000,00 €	52.020,00 €	53.060,4
salarios		700.000,00 €	714.000,00 €	728.280,00 €	742.845,60 €	757.702,5
combustible		16.264.596,69 €	16.394.713,46 €	16.525.871,17 €	16.658.078,14 €	16.791.342,7
total		19.926.473,56 €	20.216.184,18 €	20.515.495,42 €	20.823.805,20 €	21.141.510,2
EBDITA		4.157.895,36 €	4.080.211,19 €	3.994.388,04 €	3.901.039,69 €	3.799.781,2
AMORTIZACION		-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €	-2.380.952,3
EBIT		6.538.847,74 €	6.461.163,57 €	6.375.340,42 €	6.281.992,07 €	6.180.733,6
BDI		4.577.193,42 €	4.522.814,50 €	4.462.738,29 €	4.397.394,45 €	4.326.513,5
CASH FLOW	-50.000.000,00 €	6.958.145,80 €	6.903.766,88 €	6.843.690,67 €	6.778.346,83 €	6.707.465,5

	8	9	10	11	12
beneficios					
venta de bonos de Co2	1.451.362,04 €	1.480.682,48 €	1.510.002,93 €	1.539.323,37 €	1.568.643,82 €
venta de electricidad	24.148.299,16 €	24.341.485,55 €	24.536.217,44 €	24.732.507,18 €	24.930.367,23 €
total	25.599.661,20 €	25.822.168,04 €	26.046.220,36 €	26.271.830,55 €	26.499.011,05 €
Gastos					
M&O	4.097.303,18 €	4.302.168,34 €	4.517.276,76 €	4.743.140,60 €	4.980.297,63 €
Administracion	56.308,12 €	57.434,28 €	58.582,97 €	59.754,63 €	60.949,72 €
salarios	804.079,97 €	820.161,57 €	836.564,80 €	853.296,09 €	870.362,02 €
combustible	17.197.567,52 €	17.335.148,06 €	17.473.829,25 €	17.613.619,88 €	17.754.528,84 €
total	22.155.258,79 €	22.514.912,25 €	22.886.253,77 €	23.269.811,20 €	23.666.138,20 €
EBDITA	3.444.402,40 €	3.307.255,78 €	3.159.966,59 €	3.002.019,35 €	2.832.872,85 €
AMORTIZACION	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €
EBIT	5.825.354,78 €	5.688.208,16 €	5.540.918,97 €	5.382.971,73 €	5.213.825,23 €
BDI	4.077.748,35 €	3.981.745,71 €	3.878.643,28 €	3.768.080,21 €	3.649.677,66 €
CASH FLOW	6.458.700,73 €	6.362.698,09 €	6.259.595,66 €	6.149.032,59 €	6.030.630,04 €

	15	16	17	18	19
beneficios					
venta de bonos de Co2	1.656.605,15 €	1.685.925,60 €	1.715.246,04 €	1.744.566,49 €	1.773.886,93 €
venta de electricidad	25.533.495,44 €	25.737.763,41 €	25.943.665,51 €	26.151.214,84 €	26.360.424,56 €
total	27.190.100,60 €	27.423.689,00 €	27.658.911,56 €	27.895.781,33 €	28.134.311,49 €
Gastos					
M&O	5.765.317,04 €	6.053.582,89 €	6.356.262,03 €	6.674.075,14 €	7.007.778,89 €
Administracion	64.680,33 €	65.973,94 €	67.293,42 €	68.639,29 €	70.012,07 €
salarios	923.635,13 €	942.107,84 €	960.949,99 €	980.168,99 €	999.772,37 €
combustible	18.184.055,49 €	18.329.527,94 €	18.476.164,16 €	18.623.973,47 €	18.772.965,26 €
total	24.937.688,00 €	25.391.192,60 €	25.860.669,61 €	26.346.856,89 €	26.850.528,60 €
EBDITA	2.252.412,60 €	2.032.496,40 €	1.798.241,95 €	1.548.924,44 €	1.283.782,89 €
AMORTIZACION	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €	-2.380.952,38 €
EBIT	4.633.364,98 €	4.413.448,78 €	4.179.194,33 €	3.929.876,82 €	3.664.735,27 €
BDI	3.243.355,49 €	3.089.414,15 €	2.925.436,03 €	2.750.913,77 €	2.565.314,69 €
CASH FLOW	5.624.307,87 €	5.470.366,53 €	5.306.388,41 €	5.131.866,15 €	4.946.267,07 €

ANEXO V: Plan de Negocio para el caso práctico de la central de carbón

MWh/año	1870966,667	Precio del combustible	WACC
combustible (€)	50516100	27 €/MWh	€/MWh

TIR	16,05%
------------	---------------

amortizacion	7.428.571,43 €
vida util	21
inversion inicial en la planta	156.000.000,00 €

	0	1	2	3
beneficios				
venta de bonos de Co2		1.246.118,92 €	1.275.439,37 €	1.304.759,81 €
venta de electricidad		87.935.433,33 €	88.638.916,80 €	89.348.028,13 €
total		89.181.552,25 €	89.914.356,17 €	90.652.787,95 €
Gastos				
M&O		16.838.700,00 €	17.428.054,50 €	18.038.036,41 €
Administracion		30.000,00 €	30.000,00 €	30.600,00 €
salarios		500.000,00 €	510.000,00 €	520.200,00 €
combustible		50.516.100,00 €	50.920.228,80 €	51.327.590,63 €
total		67.884.800,00 €	68.888.283,30 €	69.916.427,04 €
EBDITA		21.296.752,25 €	21.026.072,87 €	20.736.360,91 €
AMORTIZACION		-7.428.571,43 €	-7.428.571,43 €	-7.428.571,43 €
EBIT		28.725.323,68 €	28.454.644,29 €	28.164.932,34 €
BDI		25.852.791,31 €	25.609.179,87 €	25.348.439,10 €
CASH FLOW	-156.000.000,00 €	33.281.362,74 €	33.037.751,29 €	32.777.010,53 €

	5	6	7	8	
beneficios					
venta de bonos de Co2	1.363.400,70 €	1.392.721,15 €	1.422.041,59 €	1.451.362,04 €	1.480.682,58 €
venta de electricidad	90.783.314,86 €	91.509.581,38 €	92.241.658,03 €	92.979.591,29 €	93.723.867,85 €
total	92.146.715,56 €	92.902.302,52 €	93.663.699,62 €	94.430.953,33 €	95.204.550,43 €
Gastos					
M&O	19.322.795,55 €	19.999.093,39 €	20.699.061,66 €	21.423.528,82 €	22.173.007,00 €
Administracion	31.836,24 €	32.472,96 €	33.122,42 €	33.784,87 €	34.447,33 €
salarios	541.216,08 €	552.040,40 €	563.081,21 €	574.342,83 €	585.604,45 €
combustible	52.152.117,05 €	52.569.333,98 €	52.989.888,65 €	53.413.807,76 €	53.841.322,10 €
total	72.047.964,92 €	73.152.940,74 €	74.285.153,95 €	75.445.464,29 €	76.634.381,93 €
EBDITA	20.098.750,64 €	19.749.361,78 €	19.378.545,67 €	18.985.489,04 €	18.569.168,50 €
AMORTIZACION	-7.428.571,43 €	-7.428.571,43 €	-7.428.571,43 €	-7.428.571,43 €	-7.428.571,43 €
EBIT	27.527.322,07 €	27.177.933,21 €	26.807.117,10 €	26.414.060,47 €	25.997.597,07 €
BDI	24.774.589,86 €	24.460.139,89 €	24.126.405,39 €	23.772.654,42 €	23.398.025,64 €
CASH FLOW	32.203.161,29 €	31.888.711,32 €	31.554.976,82 €	31.201.225,85 €	30.826.123,17 €