



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Departamento Electrónica, Tecnología de Computadoras
y Proyectos

PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA:
APLICACIONES DE LOS TURBOEXPANDERS
PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

TESIS DOCTORAL

Presentada por: D. Ginés Delgado Calín

Directora: Dra. Ana Nieto Morote

2015

Dedicatoria

Gracias. A todos los que me han ayudado, precisamente por eso.

A mi familia, porque sin ellos todo lo que he hecho en mi vida no tendría sentido.

A mis hijas María, Cristina y Paloma.

Y a mi compañera en el camino, mi esposa, porque solo no hubiera podido.

Resumen

El modelo energético mundial y el español evolucionan para satisfacer el incremento de la demanda intentando evitar los efectos ambientales a través de la eficiencia, las energías renovables y el uso del gas natural como combustible fósil de transición. Algunos autores predicen la era dorada del gas natural pues soluciona el hueco térmico tanto para uso doméstico como para generación eléctrica sin un gran impacto ambiental por las emisiones que produce y su uso en los ciclos combinados que tienen un alto rendimiento.

Esta tendencia de altos consumos de gas natural necesita una red gasista de transporte y distribución donde se desperdicia una gran cantidad de energía. Esta tesis doctoral aborda el estudio de la utilización de turbinas de expansión acopladas a un generador eléctrico en las estaciones de regulación de presión del gas natural donde las válvulas expanden el caudal que fluye y consumen así parte de la energía que se gastó previamente para comprimirlo y transportarlo.

Se estudia en profundidad la tecnología de los turboexpansores como una herramienta de eficiencia energética del gran consumidor de gas natural calculando su potencial en España y en el mundo. Se estudia en detalle el potencial en los ciclos combinados y su viabilidad en distintos casos de estudio. Los cálculos se realizan en base a las conclusiones obtenidas de una revisión en profundidad del estado del arte en esta aplicación. Se muestran los distintos casos donde se puede aplicar, realizando un análisis específico del consumo de gas natural en España, calculando todo su potencial. Se realizan varios estudios de viabilidad en los ciclos combinados dependiendo de su grado de funcionamiento. Finalmente, y usando una estimación que se deduce de las ecuaciones que definen los cálculos de potencia eléctrica a partir del caudal de gas natural se realiza un análisis del potencial a nivel mundial en base al consumo de cada nación.

Se concluye después de investigar en detalle esta aplicación que insertando turboexpanders en los gaseoductos se pueden generar hasta un 1,8% de la electricidad mundial evitando así las emisiones de CO₂ asociadas al uso de combustibles fósiles.

Abstract

Worldwide (and in the Spain) the energy sector evolves in order to satisfy the growing demand electric but at the same time trying to mitigate the environmental impact through the energy efficiency, renewables and using natural gas like the transition fuel . Some authors name this scenario like the golden age of natural gas since this fossil fuel solves the thermal generation for domestic purposes and also a flexible and high efficient electric generation at the combined cycle power plants.

Natural gas is consumed in huge volumes in large consumers like CCGTs. Gas system waste a lot of energy compressing and expanding to transport the fuel. In this doctoral thesis the usage of turboexpanders with a generator is studied like a more efficient alternative to the gas regulation stations where the gas is expanded in valves.

State of the Art at turboexpanders technology is reviewed and case studies are exposed. Combined cycle power plants have been study in detail like a case where turboexpanders have economic feasibility depending on the usage factor.

Spanish gas natural grid and yearly consumption is study to assess the application of the turboexpanders to recover energy lost in the transport. From the equations that define power in function of the flow of natural gas an estimator is used to assess the worldwide power potential generation based on the nation's yearly consumption. It is concluded that inserting turboexpanders in the gas pipes it can be generated at least 1.8% of the world electricity consumption without CO₂ emissions.

INDICE

	Pág.
Resumen	v
Abstract	vii
Lista de figuras	xii
Lista de tablas	xv
Capítulo 1. Introducción	
1.1 Justificación y objetivos	1
1.2 Desarrollo sostenible	2
1.3 Estructura de los capítulos de la tesis	3
Capítulo 2. El gas natural en el contexto energético mundial	
2.1 Contexto energético actual y previsiones futuras.	5
2.1.1 Perspectiva mundial	5
2.1.2 Análisis del sistema energético español	13
2.1.2.1 El gas natural en España	18
2.1.2.2 El sistema eléctrico español	23
2.2 El transporte del gas natural	26
2.2.1 Los flujos internacionales del gas natural	26
2.2.2 El sistema gasista	28
Bibliografía del capítulo 2	33
Capítulo 3. La tecnología de los turboexpanders	
3.1 Turboexpanders. Definición y aplicaciones	35
3.1.1 Definición de turboexpander	35
3.1.2 Aplicaciones de turboexpanders	42
3.1.3 Componentes y características principales de los turboexpanders	45
3.1.3.1 Control de flujo variable	45
3.1.3.2 Rueda de expansión	46
3.1.3.3 Eje y cojinetes	46
3.1.3.4 Caja reductora de velocidad	49
3.1.3.5 Generador y sistemas de control	50
3.1.3.6 Fiabilidad y mantenimiento	51

3.2	Análisis de la aplicación para generación eléctrica	52
3.2.1	Análisis de las referencias bibliográficas	52
3.2.2	Metodología de clasificación de las referencias	55
3.2.3	Análisis detallado de las referencias bibliográficas	59
3.3	Estudio de las aplicaciones comerciales del turboexpander en generación eléctrica	92
3.3.1	Fabricantes	92
3.3.2	Análisis detallado de los fabricantes	95
3.3.3	Instalaciones	110
3.4	Conclusiones	118
3.4.1	Disposiciones de las instalaciones y escenarios de aplicabilidad del turboexpander	118
3.4.1.1	Disposiciones de las instalaciones de turboexpanders	118
3.4.1.2	Escenarios de aplicabilidad del turboexpander	119
3.4.1.2.1	Estación de regulación y medida a puerta de ciudades	120
3.4.1.2.2	Industrias: Siderurgia, Cerámica y Ciclo Combinado	122
3.4.2	Conclusiones desde el punto de vista tecnológico	124
3.4.3	Conclusiones acerca de los fabricantes de turboexpanders	125
	Bibliografía del capítulo 3	127

Capítulo 4. Estudio de implantación de los turboexpanders en España

4.1	Análisis del potencial del turboexpander en el sistema gasista español	131
4.1.1	Infraestructura	132
4.1.2	Demanda	133
4.1.3	Perfil del consumo del gas natural en España	137
4.1.3.1	Análisis del consumo industrial	138
4.1.3.2	Análisis del consumo doméstico	139
4.1.4	Estacionalidad	141
4.1.5	Resultados	141
4.2	Estudio de potencial viabilidad de generación eléctrica con turboexpanders en ciclos combinados en España	142
4.3	Estudio de aplicación de turboexpanders en ciclos combinados. Caso de estudio	156
4.3.1	Análisis teórico del aumento de rendimiento del ciclo combinado instalando turboexpanders	156
4.3.2	Estudio de viabilidad de un ciclo combinado. Caso de estudio	158
4.3.2.1	Ingeniería básica del turboexpander para diseño	158

4.3.2.2 Estudio de viabilidad basado en la producción de los últimos años	164
4.4. Estudios de viabilidad económica para ciclos combinados	170
4.4.1 Escenario 1: Primer caso de ciclo combinado (1 turboexpander por cada grupo) basado en bajo funcionamiento	170
4.4.1.1 Instalación de 400 MW	173
4.4.1.2 Instalación de 800 MW	175
4.3.2.3 Instalación de 1200 MW	176
4.4.2 Escenario 2: ciclo combinado con 1 solo turboexpander con predicciones futuras	178
4. 5 Emisiones de CO ₂	179
4.6 Otros casos de estudio aplicación de turboexpanders en industrias	181
4.7 Estimación del potencial de generación con turboexpanders a nivel mundial	185
4.8 Factores que influyen en la viabilidad del turboexpander en España	191
4.8.1 Precio de venta de electricidad	191
4.8.2 Precio del gas natural	192
4.8.3 Factores tecnológicos	193
4.8.4 Factores que afectan al uso del ciclo combinado	195
4.8.5 Factores que afectan a la predicción futura	197
4.8.6 Factores que impiden o dificultan la viabilidad del turboexpander	201
Bibliografía del capítulo 4	205

Capítulo 5. Conclusiones

5.1 Conclusiones del capítulo 2	207
5.2 Conclusiones del capítulo 3	208
5.3 Conclusiones del capítulo 4	210
5.4 Conclusiones generales	214
5.4.1 Conclusiones numéricas del potencial del turboexpander en España	216
5.4.2 Conclusiones numéricas del potencial del turboexpander a nivel mundial	220
Bibliografía	221

Lista de figuras

	Pág.
Fig.2.1. Incremento de la población mundial	6
Fig.2.2. Incremento de la demanda de energía primaria	7
Fig.2.3. Consumos de energía por sector y por combustible	7
Fig.2.4. Fuentes de energía	8
Fig.2.5. Energía eléctrica y fuentes de energía primaria para producir electricidad	8
Fig.2.6. Tendencia de emisiones de CO ₂	9
Fig.2.7. Costes de instalación de energía eléctrica en EEUU	10
Fig.2.8. Tendencia de consumo de gas natural	11
Fig.2.9. Fuentes de gas natural (gaseoducto/ GNL)	11
Fig.2.10. Opciones tecnológicas para reducir emisiones de CO ₂	12
Fig.2.11. Predicción de generación eléctrica en diferentes casos	13
Fig.2.12. Evolución de la dependencia energética española	14
Fig.2.13. Emisiones de GEI por actividades en 2012.	16
Fig.2.14. Evolución de las emisiones de GEI en España (1990-2012)	16
Fig.2.15. Potencia instalada en España a 31 de Diciembre del 2014	20
Fig.2.16. Cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular 2013-2014	20
Fig. 2.17. Utilización de los CCGT en el sistema eléctrico español	20
Fig.2.18. Evolución de la demanda eléctrica peninsular	21
Fig.2.19. Importaciones de gas natural por áreas geográficas en 2013 en España	22
Fig.2.20. Flujos de gas natural a nivel mundial	26
Fig.2.21. Red de gaseoductos en Europa y países del Este	27
Fig.2.22. Red de gaseoductos Europa- África y Asia	27
Fig.2.23. Red gasista de EEUU	28
Fig.2.24. Cadena del gas natural	29
Fig.2.25. Red de transporte y distribución de gas natural	30
Fig.2.26. Infraestructuras de gas natural en España.	31
Fig.2.27. Red de transporte y distribución del gas natural.	31
Fig.3.1. Instalación de un turboexpander axial con generador acoplado	36
Fig.3.2. Turboexpander de Atlas Copco	36
Fig.3.3. Comparación válvula de expansión con turboexpander	36
Fig.3.4. Comparación termodinámica entre válvula y turboexpander	37
Fig.3.5. Diagrama expansión turbina/válvula	38
Fig.3.6. Grupo turboexpander-generador	40
Fig.3.7. Esquema de funcionamiento de turboexpander en una ERM	40
Fig.3.8. Rotor de una turboexpander radial	41
Fig.3.9. Caja reductora acoplada a turboexpander	41
Fig.3.10. Turboexpander real	42

Fig.3.11. Eficiencia de un turboexpander	42
Fig.3.12. Turboexpander-compresor	43
Fig.3.13. Conjunto de control de velocidad de flujo	45
Fig.3.14. Rueda de expansión	46
Fig.3.15. Alabes-Rueda	46
Fig.3.16. Control carga axial	47
Fig.3.17. Turboexpander – generador	49
Fig.3.18. Configuración multietapa	50
Fig.3.19. Instalación Enbridge I	55
Fig.3.20. Esquema de funcionamiento de un turboexpander de Energy	67
Fig.3.21. Instalación Enbridge II	77
Fig.3.22. Instalación Enbridge III	85
Fig.3.23. Patente turboexpander	88
Fig.3.24. Carcasa de un turboexpander con IGVs instalados	96
Fig.3.25. Productos Cryostar	98
Fig.3.26. Turboexpander CPRG ElectraTherm	100
Fig.3.28. Estación de regulación de presión con turboexpander	118
Fig.3.29. Estación de regulación de presión con turboexpanders en serie	119
Fig.3.30. Estación de regulación de presión con turboexpanders en paralelo	119
Fig.4.1. Infraestructuras gasistas en España	133
Fig.4.2. Consumos de gas en España y Europa 2000-13	136
Fig.4.3. Estacionalidad del consumo de gas por sectores en España	141
Fig.4.4. Cálculo de la potencia en KW de turboexpander en función del caudal y del salto de presión.	143
Fig.4.5. Producción de los turboexpanders con y sin factor de carga GWh/año	153
Fig.4.6 10 años de TEX en España – Energía generable en GWh/año	154
Fig.4.7. Ingresos en MM € con TEX en España en los últimos 10 años	154
Fig.4.8. Ingresos anuales y acum.con y sin factor de carga en turboexpanders	154
Fig.4.9. Balance de energía CCGT	156
Fig.4.10. Balance de energía CCGT II	158
Fig.4.11. Datos operacionales	157
Fig.4.12. Eficiencia isoentrópica – caudal	160
Fig.4.13. Potencia – caudal	160
Fig.4.14. Cálculos de diseño de Atlas Copco	161
Fig.4.15. Rendimiento y potencia en función del caudal de gas natural	161
Fig.4.16. Calculo de potencia en KW en función de caudal y presión	162
Fig.4.17. Turboexpander 240 MS	162
Fig.4.18. Perfil Turboexpander 240 MS	163
Fig.4.19. Alzado Turboexpander 240 MS	163
Fig.4.20. Planta Turboexpander 240 MS	164

Fig.4.21. Sensibilidad de TEX a variaciones de suministro & diseño	166
Fig.4.22. VAN del caso siderurgia	184
Fig.4.23. Evolución de energía mensual y precios finales mercado diario	192
Fig.4.24. Precios del gas natural importado en España	193
Fig.4.25. Comparación de costes del turboexpander con otras tecnologías	194
Fig.4.26. Evolución de la demanda de energía	197
Fig.4.27. Generación con ciclo combinado en España.	198
Fig.4.28. Estructura de la cobertura	199
Fig.4.29. Proyecciones de precios del CO ₂	201

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2.1. Consumo de Gas natural por Comunidades Autónomas	19
Tabla 2.2. Evolución de la demanda de gas para generación eléctrica	19
Tabla 2.3. Importación de gas natural por países en 2013 España	23
Tabla 2.4. Factura de gas natural en España en 2013 (MM€)	23
Tabla 2.5. Potencia instalada y generada por tecnología	24
Tabla 2.6. Países productores, importadores y exportadores de gas natural	26
Tabla 3.1. Comparación regulador con turboexpander	37
Tabla 3.2. Contenidos relevantes de referencias bibliográficas	56
Tabla 3.3. Relevancia de la referencia bibliográfica	56
Tabla 3.4. Referencias bibliográficas	56
Tabla 3.5. 1º parte estudio económico de Yasun Farayand	72
Tabla 3.6. 2º parte estudio económico de Yasun Farayand	73
Tabla 3.7. Resultados de simulación con el software HysisProcess 2.2	87
Tabla 3.8. Fabricantes de turboexpanders	92
Tabla 3.9. Criterio de clasificación de fabricantes	93
Tabla 3.10. Listado Fabricantes de turboexpanders	93
Tabla 3.11. Turboexpander Honeywell	104
Tabla 3.12. Modelos RD Dynamics	106
Tabla 3.13. Instalaciones de turboexpanders	111
Tabla 3.14. Lista de instalaciones por país	113
Tabla 3.15. Referencias de instalaciones de Atlas Copco	114
Tabla 3.16. Referencias de instalaciones de Turbogaz	116
Tabla 3.17. Referencias en España de Abantia	117
Tabla 3.18. Referencias de Spilling	117
Tabla 3.19. Características de ERM de ciudades según caudales	121
Tabla 3.20. Posibilidades de generación según caudales	121
Tabla 3.21. Características de ERM instaladas en industrias	123
Tabla 3.22. Estimación de energía eléctrica en función de caudales de gas de industrias	124
Tabla 4.1. Evolución demanda gas natural en España	134
Tabla 4.2. Evolución generación con Turboexpanders basado en consumo anual de gas natural	134
Tabla 4.3. Cálculo generación con Turboexpanders basado en tipo de consumo anual de gas natural	135
Tabla 4.4. Primeros 6 países consumidores de gas en Europa en bcm/año	136
Tabla 4.5. Perfil de consumo de gas natural en España	137
Tabla 4.6. Potencial turboexpanders en ciudades españolas	140
Tabla 4.7. Listado de Centrales de ciclo combinado en España	144

Tabla 4.8. Producción anual de cada CC de España 2010-14	146
Tabla 4.9. Generación potencial con turboexpanders en los CCCC	147
Tabla 4.10. Generación anual con turboexpanders en base a generación de CC	148
Tabla 4.11. Lista ordenada de Ciclos combinados en últimos 5 años en base a Potencial Turboexpander	149
Tabla 4.12. Ingresos generados por el turboexpanders por venta de electricidad generable	152
Tabla 4.13. 10 años de turboexpanders – energía e ingresos	155
Tabla 4.14. Estudio caso real CCCC nº 1	165
Tabla 4.15. Estudio caso real CCCC nº 2	165
Tabla 4.16. Comparativa de 4 ofertantes de turboexpanders para un ciclo combinado	167
Tabla 4.17. Tabla comparativa de generación según cálculo	168
Tabla 4.18. Comparativa de cálculos basados en gas o en producción eléctrica anual caso 1	169
Tabla 4.19. Comparativa de cálculos basados en gas o en producción eléctrica anual caso 2	170
Tabla 4.20. Beneficios casos Ciclo Combinado 400,800 y 1200 MW	170
Tabla 4.21. Beneficio total por venta de 1 MWh	173
Tabla 4.22. Flujos de caja y costes anuales e índices económicos	173
Tabla 4.23. Resultados recuperación inversión para 1 MWh	173
Tabla 4.24. Valores TIR	174
Tabla 4.25. Beneficio total por venta de 2 MWh	175
Tabla 4.26. Flujos de caja y costes anuales	175
Tabla 4.27. Resultados recuperación inversión para 2 MWh	175
Tabla 4.28. Valores TIR para 2 MWh	176
Tabla 4.29. Tabla beneficio total por venta de 3 MWh	176
Tabla 4.30. Flujos de caja y costes anuales de 3 MWh	177
Tabla 4.31. Resultados recuperación inversión para 3 MWh	177
Tabla 4.32. Valores TIR para 3 MWh	177
Tabla 4.33. Predicción de TEX en un CC de bajo uso	178
Tabla 4.34. Predicción de TEX en un CC de uso moderado	179
Tabla 4.35. Factores de conversión energía final-primaria	180
Tabla 4.36. Beneficio emisiones CO ₂	181
Tabla 4.37. Potencial TEX a nivel mundial	186
Tabla 4.38. Electricidad mundial	186
Tabla 4.39. Países con mayor potencial generador con turboexpanders	188
Tabla 4.40. Países con potencial generador con turboexpanders	189
Tabla 4.41. Potencia instalada de centrales de carbón y su edad	196
Tabla 4.42. Potencia instalada y generación anual en centrales carbón	196
Tabla 4.43. Serie histórica de la generación con renovables	199

Tabla 5.1 Ranking de empresas por generación en Ciclo Combinado años 2010-14	216
Tabla 5.2. Centrales de CC con mayor generación en el periodo 2010-2014	217
Tabla 5.3 Ranking de empresas en base a la potencia media por grupo en periodo 2010-14	218
Tabla 5.4. 25 Centrales de ciclo combinado con generación entre 2000 y 5000 GWh/5 años	218
Tabla 5.5. Ciclos combinados con menos de 2.000 GWh acumulados en periodo 2010-14	219

Capítulo 1

Introducción

En el contexto energético actual, la eficiencia energética es uno de los vectores más importantes para resolver el problema de suministro. Esta tesis aborda el estudio de una tecnología que aplicada al transporte del gas natural a escala mundial aportaría una solución para mejorar la eficiencia de dicho transporte con un mínimo impacto medioambiental.

1.1. Justificación y objetivos

Los turboexpanders acoplados a un generador eléctrico se perfilan como una tecnología a implantar para aumentar la eficiencia energética del transporte y distribución de la red gasista, así como para mejorar la eficiencia de instalaciones industriales que consuman grandes cantidades de gas natural o tengan grandes saltos de presión. El turboexpander es viable pues se presenta como una tecnología consolidada a nivel internacional, económicamente competitivo y escalable para distintas potencias.

Al igual que el agua fluye por los ríos y esa energía se puede recuperar en algunos saltos mediante turbinas hidráulicas, la energía que fluye en el transporte del gas natural se podría recuperar instalando turbinas de expansión o turboexpanders.

Las estaciones de regulación de gas tienen como función reducir y estabilizar su presión, manteniéndola constante a su salida, dentro de unos límites previamente determinados, independientemente de la presión de entrada y de los caudales circulantes. Por tanto, en las estaciones de regulación se desperdicia una gran cantidad de energía, ya que la presión del gas natural se reduce mediante válvulas.

El objetivo de este trabajo es mostrar la viabilidad de la aplicación de las turbinas de expansión o turboexpanders para la recuperación de la energía del transporte del gas natural en energía eléctrica, aprovechando los saltos de presión necesarios en la red de distribución del gas natural para su correcto funcionamiento.

La generación de electricidad a partir del salto de presión del gas natural en una turbina de expansión con un generador acoplado ha demostrado tener en los últimos años un funcionamiento exitoso para la generación de electricidad en instalaciones con potencias en el rango de 750 a 7.000 kW.

En España, en los últimos 15 años, se ha desarrollado una importante red de transporte de gas natural y se han instalado más de 50 ciclos combinados, siendo estas instalaciones un buen ejemplo como caso de estudio extrapolable después al estudio de cualquier otra localización.

El turboexpander se presenta en un contexto energético que evoluciona a un consumo masivo de gas natural, y por tanto es una herramienta eficiente de generación eléctrica sin emitir CO₂ y sin prácticamente impacto ambiental.

La eficiencia energética debe aplicarse a todos los ámbitos y actividades humanas, y el transporte y distribución de gas natural no debe estar exento.

Existe la tecnología y la oportunidad de hacerlo mejor, es nuestra responsabilidad (la de los ingenieros) hacer llegar toda la tecnología a todas las aplicaciones posibles para poder conseguir así un desarrollo más sostenible.

Por tanto los objetivos de la presente tesis son:

- Objetivo 1. Análisis del contexto energético mundial entendiendo los problemas y oportunidades actuales y futuros para poder situar dentro del sector energético el consumo y transporte de gas natural.
- Objetivo 2. Análisis de la aplicación de los turboexpanders como tecnología de regulación de presión en el sistema de gas natural acoplado a un generador eléctrico recuperando energía.
- Objetivo 3. Estudio del potencial de implantación del turboexpander en el sistema gasista español revisando su viabilidad técnica y económica.

1.2. Desarrollo sostenible

Esta tesis doctoral está orientada a conseguir la mejora de eficiencia energética aplicando una tecnología, el turboexpander, en el transporte del gas natural. Es, por tanto, el desarrollo sostenible una de las ideas fundamentales en la que se fundamenta esta tesis doctoral.

En la “Declaración sobre el derecho al desarrollo” que aprobó la Asamblea General de las Naciones Unidas en diciembre de 1986, se indica que “el desarrollo es un proceso global económico, social, cultural y político, que tiende a la mejora constante del bienestar de toda la población y de todos los individuos sobre la base de su participación

activa, libre y significativa en este desarrollo y en la distribución justa de los beneficios que de él se derivan”.

El concepto de “desarrollo sostenible” fue formulado explícitamente en el informe presentado por la Comisión de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas en 1987, –conocido como el Informe Brundtland–, que lo define como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades”. El desarrollo sostenible descansa sobre la aceptación de que el desarrollo es posible y necesario; de que debe hacerse sostenible, perdurable y viable en el tiempo, y de que la sostenibilidad debe ser triple:

1. Sostenibilidad social.
2. Sostenibilidad medioambiental.
3. Sostenibilidad económica.

La Declaración de Río, adoptada en el seno de la Conferencia de Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo en 1992 y ratificada 10 años más tarde en la Cumbre de Johannesburgo, situó el desarrollo sostenible como un elemento central y le otorgó una amplia trascendencia política, al establecerlo como marco conceptual de orientación de políticas y estrategias para el desarrollo mundial. En la actualidad el desarrollo sostenible puede considerarse como un verdadero principio jurídico, que se va incorporando gradualmente en la legislación a todos los niveles.

Los factores que condicionan la sostenibilidad del modelo energético mundial y, en particular, del modelo español, son básicamente tres:

1. La disponibilidad de recursos para hacer frente a la demanda de energía.
2. El impacto ambiental ocasionado por los medios utilizados para su suministro y consumo.
3. La enorme falta de equidad en el acceso a la energía, que constituye un elemento imprescindible para el desarrollo humano en la actualidad.

1.3. Estructura de los capítulos de la tesis

Para mostrar el logro de los objetivos, anteriormente indicados, se plantea la siguiente estructura del trabajo por capítulos:

Capítulo 1. Se realiza una introducción al trabajo y se establecen los objetivos del mismo.

Capítulo 2. Se realiza un análisis del contexto energético actual y las previsiones futuras. En este análisis se resaltan las dificultades que tenemos a nivel global para satisfacer la creciente demanda de energía de la humanidad y a la vez reducir o controlar el impacto ambiental que se produce.

Dentro de este contexto se visualiza el sistema gasista, pues el gas natural es la cuarta parte de toda la energía consumida a nivel mundial y desde los yacimientos al consumidor comprende toda una cadena de transporte

donde también se consume una energía que es el objeto de esta tesis identificar una tecnología capaz de recuperarla de forma eficiente y limpia.

Capítulo 3. Se aborda el estudio de la tecnología del turboexpander en todos sus aspectos. Para ello se realiza un estudio detallado de las referencias disponibles. Contestando así preguntas como: ¿Qué son, cómo funcionan?, ¿Quién investiga en ellos?, ¿Dónde están instalados?, etc... De forma que podamos concluir sobre su madurez tecnológica, sus ventajas e inconvenientes y poder abordar posteriormente cualquier estudio de implantación.

Capítulo 4. Se realiza un estudio de implantación calculando el potencial técnicamente viable de la tecnología del turboexpander en su actual desarrollo. Este análisis se consigue verificando las condiciones de las infraestructuras gasistas en España en cuanto a las presiones y caudales de consumo. Se revisa también la importancia de los perfiles de consumo y la estacionalidad del mismo que pueden condicionar el caudal y por tanto la potencia generable.

Este mismo análisis se realiza a nivel mundial utilizando los datos del consumo anual de cada estado.

Finalmente, y basado en los datos de precio de venta de electricidad, se realizan análisis de viabilidad económica de dos escenarios industriales, la industria siderúrgica y el ciclo combinado, como ejemplos de grandes consumidores de gas natural en alta presión y alto caudal.

Capítulo 5. Se presentan las conclusiones, destacando los factores principales que condicionan la aplicación de los turboexpander para generación eléctrica en la expansión del gas natural en su transporte.

Estos factores tecnológicos y de mercado muestran a la tecnología del turboexpander como una solución eficiente capaz de solucionar un porcentaje del problema energético mundial.

Capítulo 2

El gas natural en el contexto energético mundial

El sector energético mundial está en continuo cambio debido a factores tales como el crecimiento de la población, el aumento del consumo, las necesidades de mejorar la eficiencia energética, la volatilidad de los precios de las fuentes de energía, etc. En este contexto, el gas natural está jugando un papel muy destacado puesto que se sitúa como la tercera fuente energética, tras el petróleo y el carbón. En este capítulo se mostrará cuál ha sido la evolución del consumo de gas natural y sobre todo cuáles son las perspectivas de futuro de esta fuente de energía.

2.1. Contexto energético actual y previsiones futuras

2.1.1. Perspectiva mundial

El cambio continuo es norma en la industria y en el sector energético. El mix energético va evolucionando, la demanda cambia y emergen nuevas formas de energía, como el gas no convencional y las energías renovables. La economía mundial se expande y contrae debido a las guerras y los desastres naturales. Los cambios legislativos se van sucediendo con el objeto de afrontar el impacto medioambiental o asegurar el suministro de energía. Estos factores junto a factores sociales, culturales y económicos influyen en el contexto energético, por eso, cualquier análisis del mismo debe considerarse como una visión aproximada y cualquier predicción futura está condicionada por una serie de factores y variables que pueden evolucionar de forma distinta a la prevista. Sin embargo, podemos observar los datos históricos para mostrar

lo que ha ocurrido en los últimos años y en base a la información disponible actualmente hacer la mejor estimación posible.

Muchos son los cambios que han ocurrido recientemente en el contexto energético mundial entre los que destacan:

- El cambio producido en Estados Unidos que ha pasado de ser importador a exportador energético (petróleo y gas).
- La creciente demanda de energía en Asia, liderada por China e India no solo por su gran población sino también por su desarrollo económico.
- La agenda de los diferentes organismos internacionales liderados por la ONU en cuanto al cambio climático se refiere y que afecta a las políticas energéticas de los países que están convencidos de cambiar de modelo energético.

El mix energético, es decir, la combinación de los combustibles y tecnologías que se usan para satisfacer la demanda, está evolucionando. Los combustibles fósiles siguen proporcionando la mayor parte de la energía mundial pero las energías renovables y los combustibles no convencionales junto con el gas natural crecen rápidamente sustituyendo y frenando el crecimiento del carbón debido a que las economías asiáticas crecen más lentamente y a que las emisiones de CO₂ se quieren evitar.

Los factores más relevantes que nos permiten entender el contexto actual y sus previsiones son los siguientes:

1. **Incremento de la población.** La población del planeta debido a la mejora en las condiciones de vida, a pesar de los desequilibrios, sigue creciendo a la vez que crece la esperanza de vida. Este, sin duda, es un factor que demanda más recursos no solamente energéticos sino también comida, agua y suelo. De acuerdo con los datos del BP Energy Outlook 2015, como se muestra en la Figura 2.1, la población mundial se incrementará en los próximos 20 años en un 24% pasando de los 7.000 millones actuales hasta los 8.700 en el año 2035.

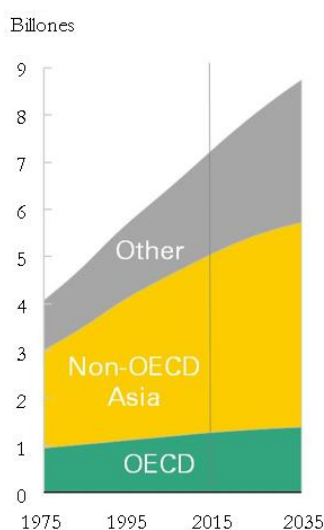


Figura 2.1. Incremento de la población mundial [9]

2. Crecimiento de la demanda energética. La demanda energética, expresada en billones de toe (1toe=11,63MWh), mantiene su tendencia creciente aunque ha reducido su velocidad de crecimiento hasta asentarse en un 1,4% anual, como se muestra en la Figura 2.2. Sin embargo, la predicción de la IEA (Agencia Internacional de la Energía) es de un crecimiento de la demanda de un 1% a partir de 2025.

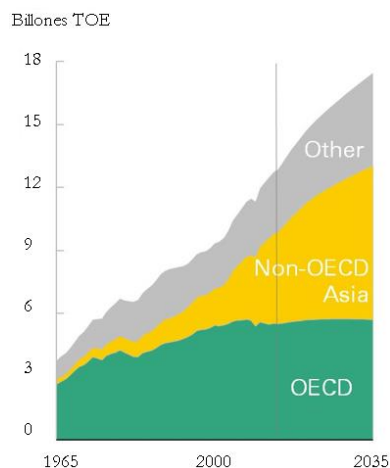


Figura 2.2. Incremento de la demanda de energía primaria en Billones de TOE [9]

De la demanda total de energía, en la Figura 2.3 se observa que el sector industrial frena su crecimiento de consumo energético, siendo el sector doméstico el que mantiene la tasa de crecimiento. En cuanto al tipo de energía, el carbón y el petróleo finalmente frenan su crecimiento siendo el gas natural, la hidráulica y las energías renovables las que mayor crecimiento consiguen objetivando así el cambio de modelo en los próximos años para moderar así las emisiones totales de CO₂ a nivel mundial.

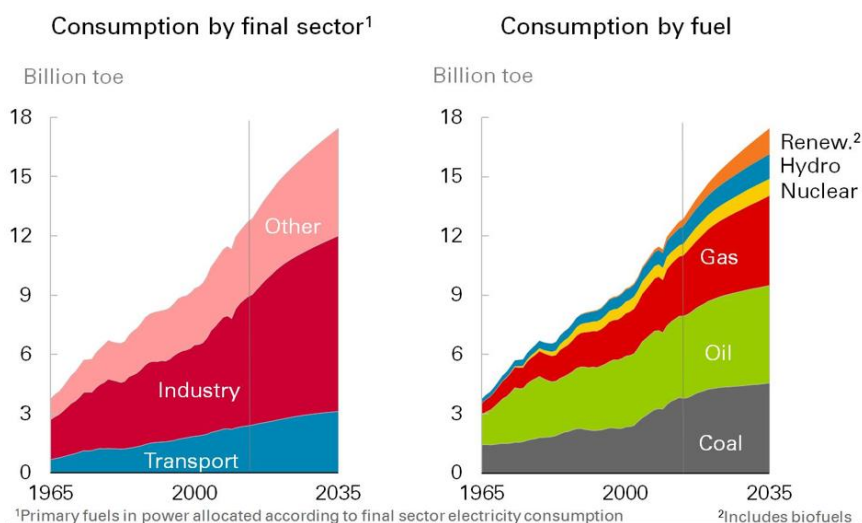


Figura 2.3. Consumos de energía por sector y por combustible [9]

En la Figura 2.4 se observa como el petróleo y el carbón claramente disminuyen su peso como fuente de suministro de energía primaria¹, siendo el gas natural con un porcentaje actual del 25% y las energías renovables las que crecen, manteniendo su aportación la energía hidráulica y la nuclear, aunque esta tendencia global no se reproduce por igual en todos los lugares. Los países de la OCDE² son los que lideran la disminución en el consumo de petróleo y carbón.

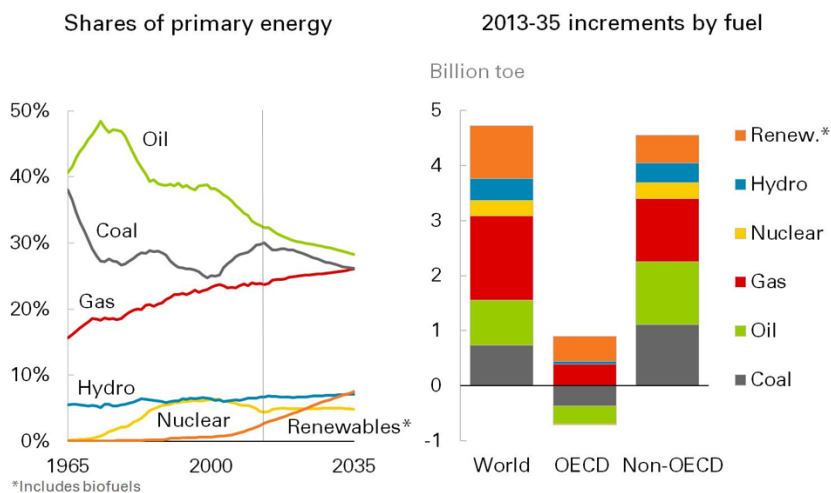


Figura 2.4. Fuentes de energía [9]

Para la energía eléctrica, según los datos mostrados en la Figura 2.5, que supone actualmente el 42% de la energía mundial, el carbón sigue siendo el combustible predominante con el que producir electricidad pero son el gas natural y las energías renovables las que ganan tasa y cubren el crecimiento de la demanda.

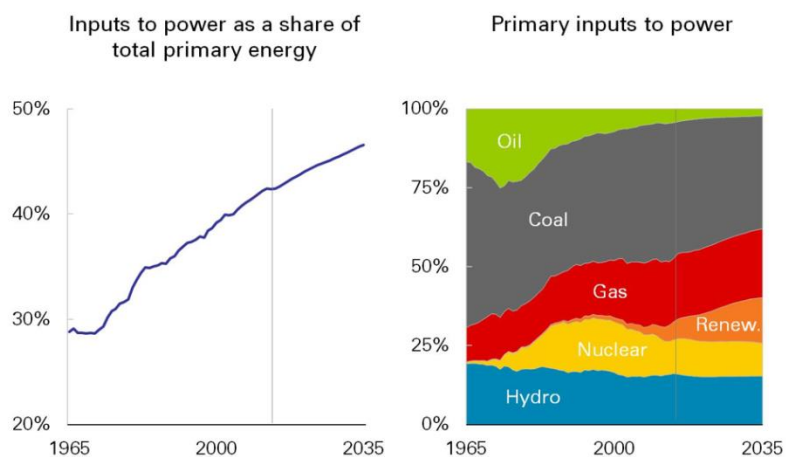


Figura 2.5. Energía eléctrica y fuentes de energía primaria para producir electricidad [9]

¹ Energía primaria: Forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada.

² OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Compuesta por 34 estados que proporcionan al mundo el 70% del mercado mundial y cerca del 80% del Producto Nacional Bruto mundial

3. **Eficiencia energética.** La Figura 2.6 muestra como se produce la separación entre el crecimiento económico representado por el GDP, Gross Domestic Product (Producto Interior Bruto en inglés), el crecimiento de la demanda energética y las emisiones de CO₂ asociadas. Esta correlación no solo se debe al cambio en el mix energético, sustituyendo unos combustible por otros (carbón y petróleo, por renovables y gas natural que hacen disminuir las emisiones de CO₂), sino que tiene un efecto más significativo en la reducción de la eficiencia energética lo que significa una disminución de la intensidad energética. Es decir, a pesar de que la demanda energética crece debido al crecimiento económico, la intensidad energética decrece. La intensidad energética de un país, calculada como la relación entre su consumo energético y su producto interior bruto, es un indicador de la eficiencia energética de su economía, es decir, se necesita menos energía para producir riqueza.

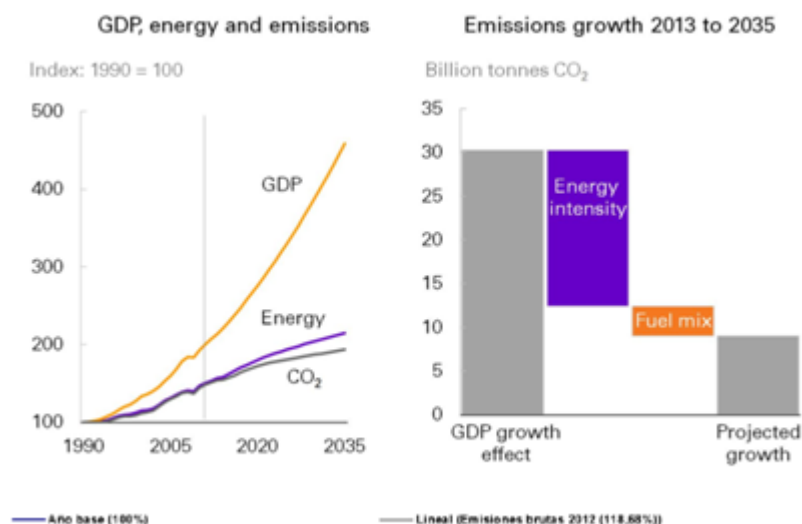


Figura 2.6. Tendencia de emisiones de CO₂. [9]

4. **Precios del mercado.** Uno de los factores que impulsó el desarrollo de otras tecnologías y el uso y extracción de otros combustibles fueron las constantes subidas del precio del petróleo. Es decir, el precio tanto de las materias primas como del precio de venta de la energía es un incentivo o un freno, ya que determinan la rentabilidad económica de las industrias. Un ejemplo de esta relación es que la existencia de una gran cantidad de gas natural en el mercado hace bajar su precio, lo cual inicialmente es bueno para el medio ambiente pues la producción eléctrica es más rentable consumiendo gas, pero al haber una gran disponibilidad de carbón, esto provoca una bajada del precio del carbón y entonces se produce el efecto contrario. Igualmente, si hay mucho gas disponible y a bajo precio, esto supone una amenaza para las energías renovables ya que al ser tecnologías emergentes o en desarrollo no son competitivas y necesitan del subsidio de los gobiernos para mantener una competitividad en los mercados.

Un factor fundamental para poder mantener la introducción de las renovables es su reducción de costes, ya que los subsidios gubernamentales no son sostenibles a largo plazo pues los precios de la energía lastran al resto de la economía. También, el desarrollo de la red eléctrica puede convertirse en un freno al igual que lo puede ser la solución de la intermitencia de las energías renovables. Quizás, el almacenamiento de energía es la solución esperada ya que si se consigue, puede cambiar la tendencia haciendo que las energías renovables tengan un desarrollo más rápido. En la Figura 2.7 se observa una tendencia comparada por tecnologías en EEUU de los costes de nuevas instalaciones de generación.

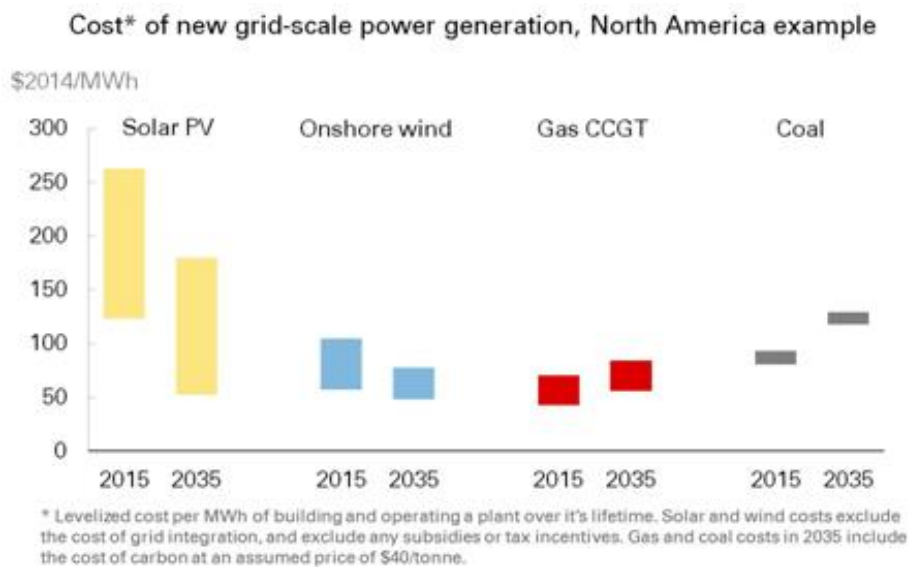


Figura 2.7. Costes de instalación de energía eléctrica en USA [9]

5. **El gas natural.** El gas natural representa un cuarto de toda la energía consumida a nivel mundial. La tendencia de crecimiento globalmente es significativa, como se muestra en la Figura 2.8, y si bien pudiera verse afectada como todas las predicciones por nuevos factores, su crecimiento no es reciente sino que su tendencia es sostenida desde los años 90, y se ha establecido en un 1.9% de incremento anual hasta llegar en 2035 a 490 bcf/d (billions cubic feed /day), siendo los motores de este incremento en su consumo el sector eléctrico, la industria y también el transporte.

Otro de los factores que hace atractivo el gas natural es la seguridad del suministro. Ya que la diversificación de los yacimientos geográficamente y su almacenamiento licuado LNG, como se muestra en la Figura 2.9, permite mantener reservas estratégicas que evitan la interrupción del suministro. Estos factores de seguridad son importantes para la economía pues permiten predecir y generar confianza, al contrario que la incertidumbre que genera la especulación en los mercados a futuro.

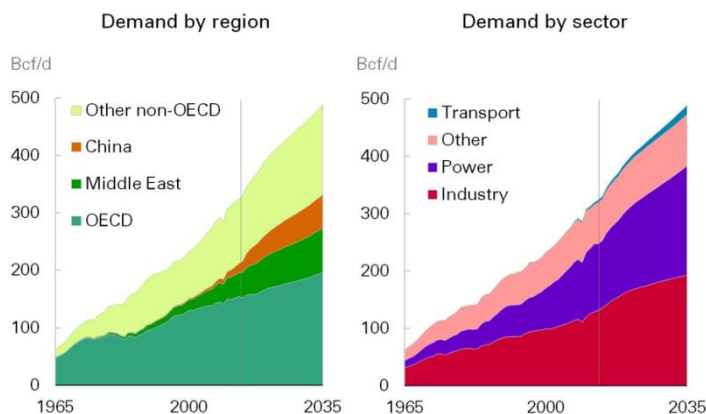


Figura 2.8. Tendencia de consumo de gas natural [9]

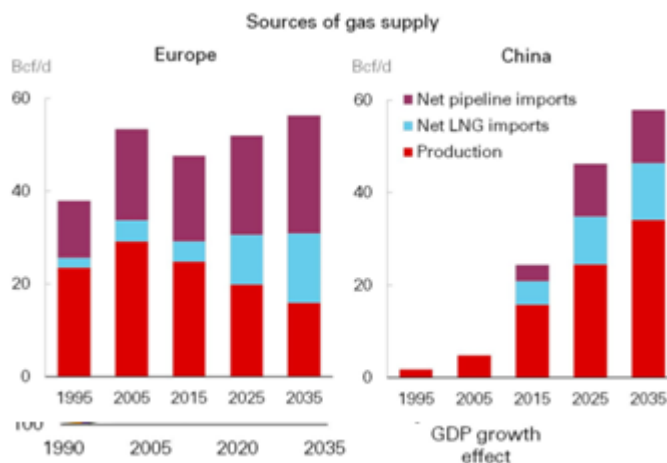


Figura 2.9. Fuentes de gas natural (gaseoducto/GNL) [9]

Las actuales predicciones se pueden ver alteradas por numerosas incertidumbres entre las que destacan las siguientes:

1. **China.** Si el crecimiento previsto en China e India es menor del previsto, esto haría que frenara la demanda de energía de un 1,4% a un 1% anual.

Esto es lo más probable que ocurra pues nunca se han observado crecimientos tan grandes y sostenidos en el tiempo en la historia. Para mostrar la importancia de este factor, destacar que esto significa que la diferencia en este crecimiento esperado equivale a todo el consumo energético de Europa. De todas formas, hay autores que prevén que después de Asia viene África como motor de crecimiento, aunque sería más a largo plazo 30 a 50 años.

La electrificación de China es una incertidumbre y tiene mucho peso a nivel mundial (un 30%). Un error de $\pm 20\%$ en la predicción de crecimiento de demanda eléctrica en China significaría un 2,7% del total mundial, lo que equivale a 2 años a nivel mundial o todo un mercado como el de Japón.

2. **Cambio climático.** Si los gobiernos, basándose en los informes del IPPC (Intergovernmental Panel on Climate Change) de la ONU y de la comunidad científica sobre cambio climático deciden desarrollar políticas más restrictivas respecto a las emisiones de CO₂, esto conllevaría una serie de cambios en las medidas financieras, legislativas y tecnológicas, como se muestra en la Figura 2.10. Uno de los posibles cambios es el que propone BP en la que habría que tomar una serie de medidas para frenar el uso de carbón y petróleo para poder tener las mismas emisiones dentro de 20 años sin incrementarse aunque crezca la demanda energética.

La Figura 2.10 muestra qué efecto tendría en las emisiones de CO₂ la implementación de este tipo de medidas en el sector industrial, el transporte y la producción de electricidad. El cambio climático es un factor socio-cultural y político y por tanto es muy volátil, pues conlleva una serie de medidas que afectarían la economía, el desarrollo, los hábitos y desarrollo de tecnologías y es difícil de consensuar, pues obliga a que internacionalmente se alineen y prioricen los intereses mundiales sobre los intereses locales. Es lo que se conoce como el riesgo o factor geopolítico, ya que los países productores de los combustibles o de la tecnología pueden influir en estas decisiones influyendo en los precios, en la legislación, haciendo variar así la velocidad de implementación de estas medidas.

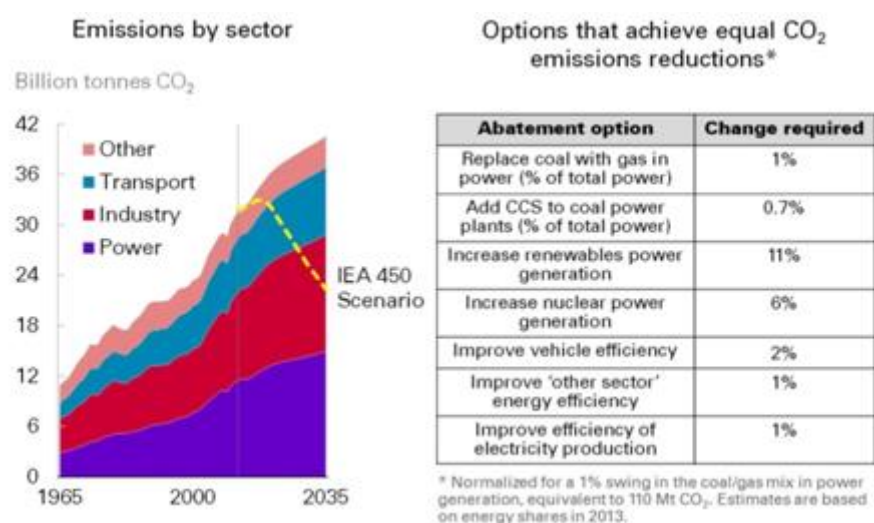


Figura 2.10. Opciones tecnológicas para reducir emisiones de CO₂ [9]

Los últimos informes del IPPC sobre cambio climático predicen que a este ritmo en 2040 el planeta se habrá calentado 3,6°C y pone como objetivo que se frene la emisión de CO₂ para conseguir que solo alcance los 2°C de calentamiento global. Esto significa un límite de 1.000 gigatonnes de CO₂ por año.

3. **Disponibilidad de petróleo y gas y costes de materias primas.** Una de las conclusiones que se obtienen de los informes sobre las reservas de petróleo y gas, es que el petróleo tiene una tasa de 40,5 años y el gas natural de 63,3 años. Esto significaba que con el régimen de producción y consumo anual actuales y sin

descubrir nuevos yacimientos se tardarían esos años en consumir las reservas conocidas. Estos números no tienen en cuenta la producción no convencional y datan de 2007. Actualmente estas cifras varían continuamente debido al uso de la técnica del fracking y han hecho variar las predicciones.

En la Figura 2.11 se observan hasta 6 casos distintos de predicción hasta 2040 por parte de un departamento del DOE (Departamento de Energía) de EEUU en el que el gas natural crece un 31% en el caso base, hay otro escenario con bajo crecimiento económico, otro con bajos precios del petróleo, otro escenario con precios altos del petróleo, otro escenario con altos precios de gas y petróleo y finalmente un escenario de alto crecimiento económico.

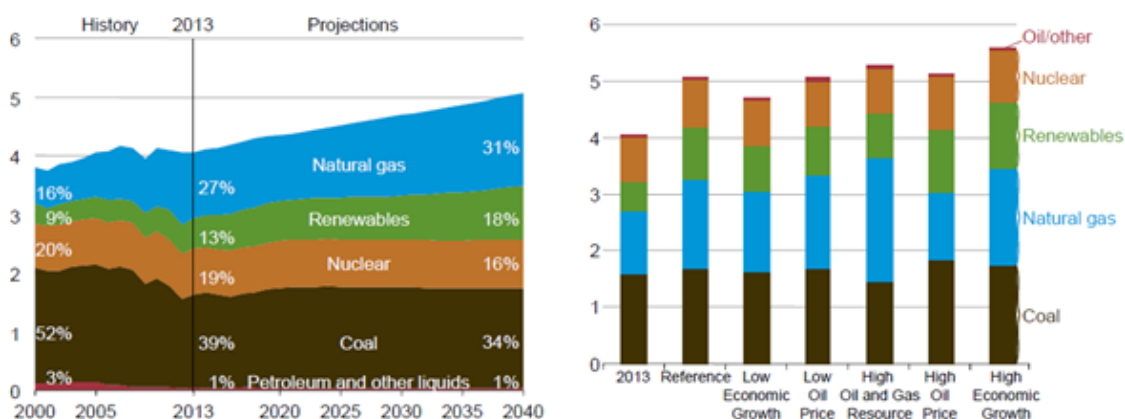


Figura 2.11. Predicción de generación eléctrica en diferentes casos [2]

En todos ellos el gas natural tiene una presencia muy notable en el escenario mundial.

La IEA predice que de aquí al 2040 hay que instalar 7.200 Gw para sustituir al 40% de la flota de centrales eléctricas que quedarán obsoletas, 200 centrales nucleares de las 434 actualmente operativas se cerraran para entonces.

Las centrales de carbón también serán sustituidas por las energías renovables y las centrales de ciclo combinado y por tanto el gas natural se le considera un combustible fósil que ayuda a la transición energética produciendo electricidad con bajas emisiones.

2.1.2. Análisis del sistema energético español

Cualquier planteamiento de estrategia energética se desarrolla alrededor de la satisfacción de tres exigencias simultáneas:

- Seguridad de suministro. Tanto los Estados como las Compañías deben asegurar la existencia de infraestructuras, relaciones contractuales e incluso equilibrios diplomáticos que reduzcan la vulnerabilidad del suministro energético al mínimo aceptable y que contengan las necesarias redundancias y respaldos.

-
- Sostenibilidad medioambiental. Se debe minimizar el impacto ambiental asociado a la generación energética, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).
 - Eficiencia económica. Dado el impacto de la energía sobre la competitividad del conjunto de la economía, debe asegurarse su generación al mínimo coste posible.

En el caso de España, estos objetivos se ven condicionados por las circunstancias concretas de nuestro suministro energético. En particular, el sector de generación eléctrica en España se encuentra ante el reto de solucionar los siguientes problemas:

1. La dependencia energética.

Nuestro país importa casi la totalidad de su consumo energético de gas y petróleo, y nuestra dependencia energética en hidrocarburos es de las más altas de Europa. En España, en 2012, importamos el 4,5% del PIB en hidrocarburos, más de 45.000 millones de euros.

Hay que considerar los enormes riesgos de la geopolítica del petróleo para la economía española; la crisis ha afectado a las importaciones energéticas, cuyo coste ha crecido sin parar desde 2007. La balanza energética no ha hecho más que empeorar, mientras que la balanza comercial no energética registró un superávit de 15.000 millones de euros. Paradójicamente, no solo se ha excluido el concepto de ahorro en la política energética sino que, en plena crisis, España ha batido su récord de dependencia energética y ha agravado sus riesgos geoestratégicos: en 2013, con crecimiento negativo del PIB, la dependencia del gas argelino ha pasado del 42 al 52 por ciento.

La dependencia energética es un grave problema para la economía puesto que afecta a nuestra balanza comercial: importamos combustibles fósiles del exterior (principalmente petróleo y gas) a unos precios que están sujetos a grandes cambios en los mercados internacionales, por lo que es necesario reducir dicha dependencia de los hidrocarburos, apostando por políticas de ahorro energético y por el fomento de las energías renovables. Como podemos ver en la Figura 2.12, la dependencia energética alcanzó su punto máximo en 2006, y aunque ha ido bajando en los últimos años, todavía no ha bajado lo suficiente.

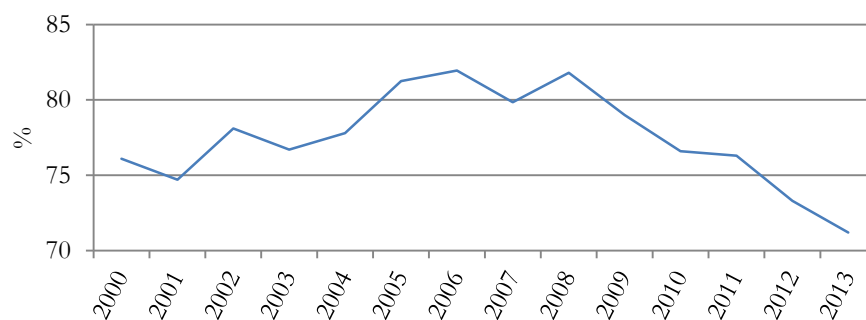


Figura 2 12. Evolución de la dependencia energética española [4]

Así lo recomienda la EIA (Energy Information Administration), que estima que, en tres años, las fuentes renovables crecerán un 40% en todo el mundo y serán la segunda fuente de generación eléctrica, por encima del gas y por debajo del carbón. España no debería ir a contracorriente de lo que marca la tendencia energética mundial.

2. La energía y el cambio climático en España.

El cambio climático y la crisis económica son las dos caras de un modelo de desarrollo no sostenible. España fue el país de la UE-15 que porcentualmente más incrementó el volumen total de emisiones de GEI entre 1990 y 2005. Esta preocupante evolución se produjo fundamentalmente a consecuencia del aumento del consumo de energía primaria, que en más de las tres cuartas partes se abastece de combustibles fósiles. Las emisiones de CO₂ siguen acopladas al desarrollo económico, por lo que en estos últimos años de crisis y recesión también han experimentado un descenso.

En 2012 las emisiones de gases de invernadero disminuyeron un 1,9% respecto al año anterior. Después del descenso experimentado en 2012, las emisiones alcanzan un incremento del 18,7% respecto a 1990, año base del Protocolo de Kioto. En el periodo 2008-2012 España emitió una media de 24,5% de incremento frente al año base, superando así el 15% asignado por el Protocolo de Kioto.

El descenso de las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2012 puede imputarse en buena parte a la crisis económica, que supone para ese año una moderación importante en el consumo de electricidad y en el uso del vehículo privado y en el transporte de mercancías. Los altos precios del petróleo, la paralización de la construcción, la caída en las ventas de automóviles, la disminución de la demanda eléctrica y de gas natural, así como el aumento del paro son en gran medida los responsables del descenso de las emisiones totales y de las emisiones por habitante, que también se han visto reducidas de forma considerable, pasando de un máximo de emisiones por habitante de 9,8 toneladas de CO₂-eq en 2005 a 7,3 toneladas de CO₂-eq en 2012.

El sector energético es el mayor responsable del conjunto de las emisiones, que en 2012 representó el 78% del total. Las emisiones más importantes se deben a la generación de electricidad y al transporte por carretera. El resto corresponde a las diez refinerías de petróleo, consumos energéticos de la industria, transporte aéreo, y usos residenciales y servicios (sobre todo calefacción y agua caliente sanitaria).

Las emisiones de la generación de electricidad crecieron un 25,4% entre 1990 y 2012, representando el 23,5% del total en 2012, y reduciéndose en 2013 un 23,1% respecto a 2012. Las energías renovables en España han evitado en 2012 la emisión de 38 millones de toneladas de CO₂ y cerca de 200 millones de toneladas de CO₂ durante el periodo 2008-2012. La aportación de las energías renovables, sobre todo la eólica, a este resultado de reducción de emisiones es muy importante, por cuanto cubrieron el 31,2% de la generación de electricidad en 2012, muy por encima de lo que aportó la nuclear. En el lado opuesto, se encuentra la generación de electricidad

con carbón, que creció un 35,2% en 2012, y que explica el aumento de las emisiones en el sector de generación eléctrica de 8 millones de toneladas de CO₂ en 2012 respecto a 2011. Estimamos que este aumento se debe al Real Decreto 1866/2004 que promueve el consumo de carbón y los bajos precios de los derechos de emisión de CO₂ en 2012.



Figura 2.13. Emisiones de GEI por actividades en 2012 [6]

Las emisiones de CO₂ en España siguen acopladas al desarrollo económico, y faltan medidas estructurales que encaminen a nuestro país a un modelo de desarrollo bajo en carbono.

Para consolidar la tendencia de descenso de emisiones cuando se inicie la recuperación económica es imprescindible dar un giro a la política energética para fomentar un modelo sostenible, eficiente y renovable, implicando a todas las administraciones y agentes económicos y sociales.

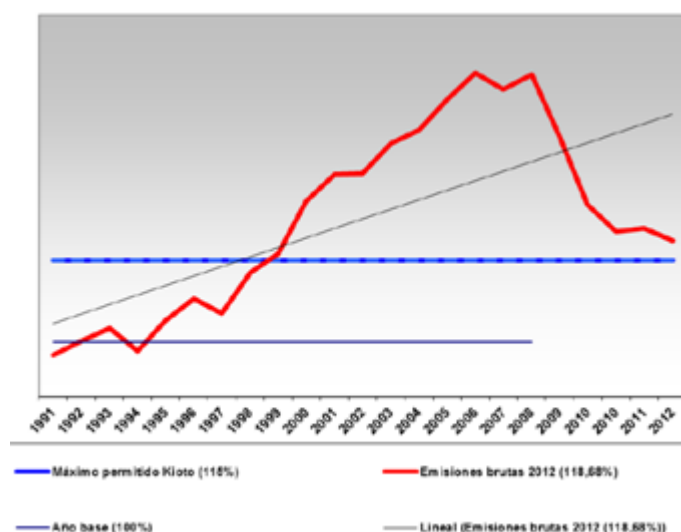


Figura 2. 14. Evolución de las emisiones de GEI en España (1990-2012) [6]

En 2012 las emisiones de gases de invernadero disminuyeron un 1,9% respecto al año anterior, pasando de 350,5 millones de toneladas de CO₂ equivalente a 343,9 millones de toneladas. Después del descenso experimentado en 2012, las emisiones alcanzan un incremento respecto del año base del Protocolo de Kioto del 18,7%.

El año 2012 es el año en que finalizaba la primera fase del Protocolo de Kioto y por tanto cuando se evalúa el cumplimiento de los países con respecto a los objetivos comprometidos bajo dicho acuerdo. En el caso de España, el compromiso supone que el promedio de las emisiones de gases de invernadero (GEI) en el periodo 2008-2012 no puede superar en más de un 15% las del año base 1990. La cifra exacta del año base tomada para el cálculo de la cantidad asignada (Año base PK) fue de 289.773.205 toneladas de CO₂-eq; y la cantidad asignada para el compromiso del cumplimiento del Protocolo de Kioto en el periodo 2008-2012 es de 1.666.195.929 toneladas de CO₂-eq. En el periodo 2008-2012 España emitió 1.804.623.880 toneladas de CO₂-eq, es decir, un exceso de emisiones de 138.427.951 toneladas de CO₂-eq. Esto supone una media anual de 360.924.776 toneladas, que representa un 24,5% de incremento, superando así el 15% asignado.

Las emisiones españolas durante el periodo de cumplimiento del Protocolo de Kioto supusieron un exceso de 138.427.951 toneladas de CO₂-eq, de forma que este excedente por encima del mencionado 15% fue adquirido por dos vías: la mejora de la gestión de los sumideros forestales, con un máximo de 2 puntos; y la adquisición de derechos de emisión, haciendo uso de los mecanismos de flexibilidad.

El descenso de las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2012 puede imputarse en buena parte a la crisis económica, que supone para ese año una moderación importante en el consumo de electricidad y en el uso del vehículo privado y en el transporte de mercancías.

El consumo de energía primaria disminuyó en 2012 un 0,8%, aunque el consumo de carbón aumentó un 17,9%. Este factor explica que no se haya producido un mayor descenso de las emisiones de GEI en 2012, mientras que el de gas natural apenas creció un 0,9%, y el consumo de petróleo, a causa de la crisis económica, descendió un 7,1%.

En 2012 se han unido factores coyunturales, como los altos precios del petróleo con la continuación de la más profunda crisis económica que ha afectado a España en el último medio siglo, que han contribuido significativamente al descenso de las emisiones.

Las emisiones por habitante se han reducido de forma considerable, desde un máximo de 9,8 toneladas de CO₂-eq en 2005 a 7,3 toneladas de CO₂-eq en 2012.

3. Un modelo energético en España no sostenible.

Existen múltiples estudios, utilizando distintos enfoques y desde diferentes perspectivas, realizados por instituciones de indiscutible solvencia y desde muy diversas posiciones políticas, que coinciden en afirmar que el actual modelo

energético mundial, y especialmente el de los países más desarrollados, como España, es insostenible en términos económicos, sociales y medioambientales.

El caso español es paradigmático en lo que respecta a la encrucijada energética a la que también se enfrentan actualmente otros muchos países desarrollados. Los aspectos más destacables del modelo energético español, en relación con la sostenibilidad, son los siguientes:

- España presenta una dependencia energética del extranjero muy alta (más del 80% en términos de energía primaria, mientras que el valor medio en la UE es del 50%),
- España no ha cumplido los compromisos de Kioto sobre reducción de las emisiones de GEI.
- El potencial para nuevas instalaciones hidroeléctricas grandes está prácticamente agotado; la utilización de carbón nacional se ha venido reduciendo, a causa de un conjunto de factores económicos, sociales y medioambientales; la energía nuclear, con la que se produce aproximadamente una quinta parte de la electricidad en España, cuenta con una considerable oposición pública; y existen unos abundantes recursos renovables en biomasa, solar y eólica que se están desarrollando vivamente, aunque de forma desigual, con el apoyo de un sistema de primas.
- El esfuerzo en I+D de largo plazo en el sector energético ha sido escaso y decreciente hasta hace muy poco, en este caso en sintonía con la tendencia de las dos últimas décadas en la UE.
- No ha tenido lugar aún un verdadero debate social sobre el modelo energético más adecuado para el país, pero finalmente el gobierno y diversas instituciones han comenzado a realizar estudios de prospectiva con el fin de ilustrar las opciones que se abren, con horizonte de 2030 o 2050.

2.1.2.1 El gas natural en España

El sector del gas natural en España ha experimentado en los últimos años cambios relevantes en su estructura y funcionamiento, motivados esencialmente por los principios liberalizadores establecidos en las Directivas europeas. Dichos principios propugnan la apertura de los mercados a la competencia, en beneficio de los consumidores, y la mayor interconexión de los mismos para garantizar la seguridad de suministro.

La demanda de gas se clasifica en dos grandes mercados, el mercado convencional, que agrupa los suministros de gas destinados al consumo residencial, al sector servicios y al sector industrial; y el mercado eléctrico, que agrupa los suministros de gas destinados a la generación en centrales eléctricas. En España el consumo de gas, mostrado en la Tabla 2.1 se reparte geográficamente entre las distintas Comunidades Autónomas de un

modo heterogéneo como consecuencia del diferente grado de desarrollo de las redes de transporte.

Tabla 2.1. Consumo de Gas natural por Comunidades Autónomas [10]

Comunidad	Acumulado anual (GWh)	Estructura (%)
Andalucía	48.267	14,4
Aragón	16.721	5
Asturias	7.511	2,2
Baleares	3.315	1
Cantabria	5.799	1,7
Castilla y León	22.051	6,6
Castilla La Mancha	18.611	5,5
Cataluña	70.589	21
Comunidad Valenciana	34.873	10,4
Extremadura	2.257	0,8
Galicia	12.887	3,8
La Rioja	2.648	0,8
Madrid	26.807	8
Murcia	23.192	6,9
Navarra	8.630	2,6
País Vasco	31.387	9,3
Total	335.816	100

Dentro del mercado de generación eléctrica se puede distinguir, en función de las tecnologías de generación, entre centrales térmicas convencionales y centrales de ciclo combinado, como se muestra en la Tabla 2.2. Durante el ejercicio de 2012 no se han incorporado al parque de generación eléctrica nuevas centrales de ciclo combinado manteniéndose a finales del año los 51 grupos de generación ya existentes, con una utilización del 32%, mientras que al término de 2013 se emplearon el 30%.

Tabla 2.2. Evolución de la demanda de gas para generación eléctrica (Fuente: CNMC, Enagás)

	GWh					Variación (%)			
	2009	2010	2011	2012	2013	10-9	11-10	12-11	13-12
Térmicas Convencionales	1.922	1.127	1.257	1.445	1.775	41,0%	11,0%	13,0%	9,0%
Ciclos Combinados	156.008	133.670	107.764	83.277	54.365	-15%	-19%	-23%	-35%
Total Demanda de Generación eléctrica	157.930	134.797	109.021	84.722	56.140	-15%	-19%	-22%	-34%

La potencia instalada a 31 de Diciembre del 2014 en España es de 108.131 MW, siendo el 24,8% de esa potencia procedente de los ciclos combinados, el mayor de todos.

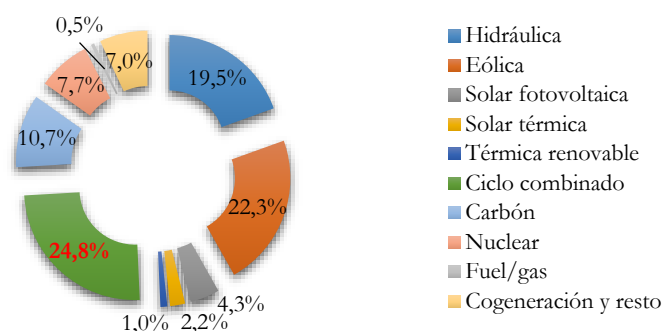


Figura 2.15. Potencia instalada a 31 de Diciembre del 2014 (Fuente: REE)

Sin embargo, para la cobertura de la demanda de energía eléctrica, solo el 9.6% tuvo su origen en ciclos combinados en 2013 y un 8,5% en 2014 como se muestra en la Figura 2.16.

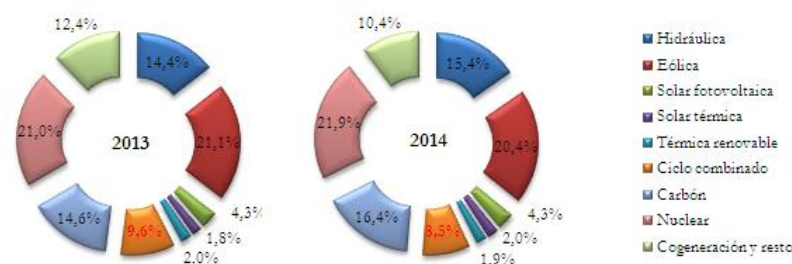


Figura 2.16. Cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular 2013 (Fuente: REE)

Como se puede apreciar en la Figura 2.17 la utilización media de centrales de ciclo combinado ha ido decreciendo progresivamente.

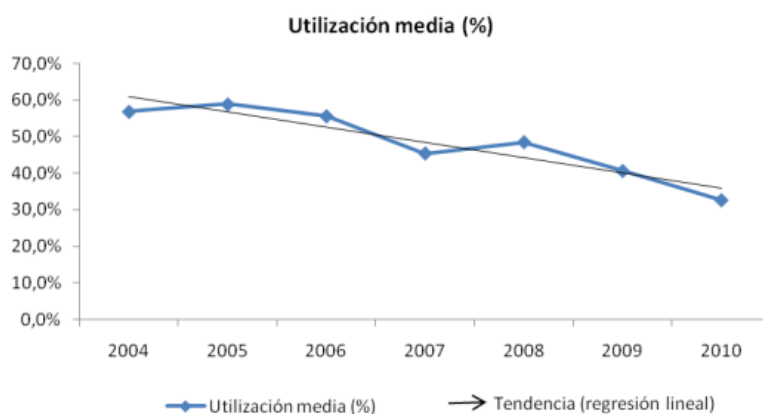


Figura 2.17. Utilización de los CCGT's en el Sistema Eléctrico Peninsular [7]

Esta situación tiene las siguientes causas:

1. **Plan de Energías Renovables.** Entrada masiva de renovables del Régimen Especial (RE) básicamente eólica y fotovoltaica. Su producción tiene legalmente prioridad sobre la producción del régimen ordinario a la hora de satisfacer la demanda. Cuanto mayor es la producción renovable, menor es el nicho de mercado para los generadores termoeléctricos, entre los que se entran los ciclos combinados.
2. **RD 134/2010 para la utilización prioritaria de carbón nacional.** Tras los infructuosos planes de reindustrialización de las cuencas mineras, planes que en los últimos años han supuesto una elevada dedicación de recursos económicos del Estado, la Administración española, con la correspondiente autorización de Bruselas, ha procedido a extender durante varios años la producción de carbón nacional con mecanismos de ayuda que han quedado plasmados en el Real Decreto 134/2010. A efectos prácticos, el obligado consumo de carbón nacional por las empresas eléctricas supone una distorsión del mercado de generación eléctrica, que se concreta en la entrada prioritaria y subvencionada con fondos públicos de 23 TWh al año. Con esta medida, el llamado hueco térmico, a ser cubierto en competencia básicamente por las centrales de carbón de importación y de gas, queda de nuevo mermado, agravando así la situación de infrautilización de los CCGTs.
3. **Caída de la demanda eléctrica por la crisis financiera.** La crisis económica en la que se encuentra sumida España, ha repercutido de manera muy importante en la actividad eléctrica, como se muestra en la Figura 2.18, habiéndose producido una reducción de la demanda eléctrica de 4,7% en 2009. En 2010 se recuperó parcialmente, experimentándose un crecimiento del 3,1%, sin embargo volvió a descender en 2011, 2012 y 2013 1,9%, 1,5% y 2,3% respectivamente. Esta reducción del consumo eléctrico ha provocado una reducción del hueco térmico y, por tanto, una menor producción con ciclos combinados

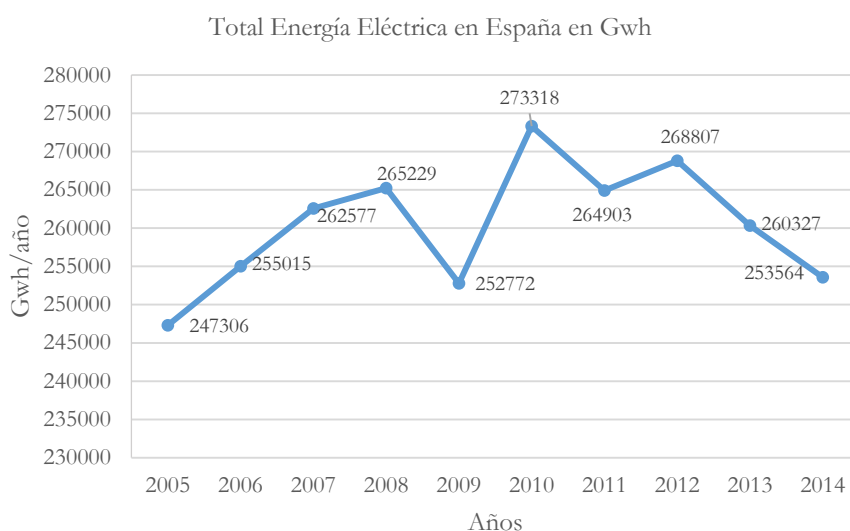


Figura 2.18. Evolución de la demanda eléctrica peninsular (Fuente: REE)

A pesar de la caída, el consumo de gas para generación eléctrica continua representando, una parte muy importante del consumo total de gas, aproximadamente un 23%.

El abastecimiento de gas al mercado español está condicionado por su situación geográfica, por la ausencia casi total de producción nacional, así como las escasas interconexiones con Europa.

Estos aspectos provocan una alta dependencia de los abastecimientos de gas por vía marítima, en forma de LNG (Gas Natural Liqueado), que en el año 2012 representaron un 61% de los aprovisionamientos, mientras que las entradas por gasoducto representaron el 39% restante, que han aumentado de forma considerable por la puesta en marcha del gasoducto de conexión con Argelia (MEDGAZ).

A partir de 2008, se observa una reducción en las importaciones de LNG a favor de las importaciones por gasoducto, debido a la entrada en servicio de nuevas interconexiones internacionales (gasoducto con Argelia MEDGAZ, puesto en marcha en 2011) y a los altos precios del mercado internacional de LNG, en comparación con los precios del gas en los mercados europeos.

Durante el año 2013, la entrada de gas natural alcanzó 375.525 GWh, disminuyendo un 4,9% respecto a 2012., como se muestra en la Figura 2.19.

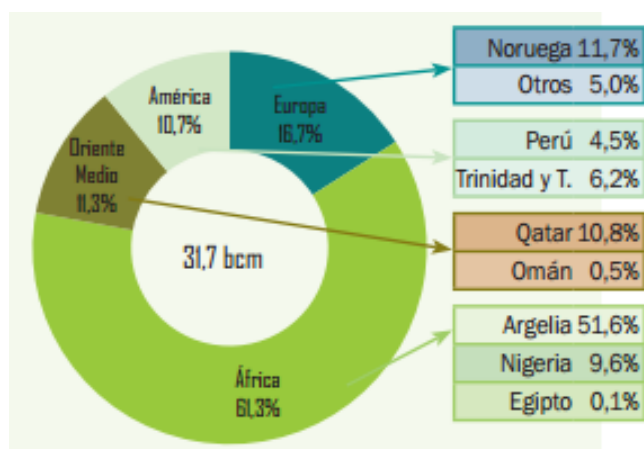


Figura 2.19. Importaciones de Gas natural por áreas geográficas en 2013 en España [5]

El mercado español se abasteció de un conjunto de once países. Como se muestra en la Tabla 2.3. El principal país aprovisionador es Argelia, con un porcentaje del 51,4%. Noruega (11,7%), Qatar (10,8%), Nigeria (9,6%), Trinidad y Tobago (6,2%) y Perú (4,5%) y completan el grupo de países más importantes en la estructura de abastecimiento. La producción nacional es muy reducida (0,1% del consumo de gas en España).

Siendo el gasto de estas importaciones a noviembre de 2013, el reflejado en la Tabla 2.4:

Tabla 2.3. Importaciones de Gas natural por países en 2013 en España [10]

País	GWh	Tv(%)*	Estructura (%)
Argelia	193.705	17,7	51,6
GN	156.043	28,1	11,7
GL	37.662	-12	10
Noruega	43.792	-5,4	11,7
Qatar	40.609	-11,3	10,8
Nigeria	36.176	-40,8	9,6
Trinidad y Tobago	23.357	-12,4	6,2
Perú	16.898	-38,2	4,5
Omán	1.917	-	0,5
Egipto	464	-93,5	0,1
Otros	18.637	17,1	5
Total	375.525	-4,9	100

Siendo el gasto de estas importaciones a noviembre de 2013, el reflejado en la Tabla 2.4. Como se puede observar, España se gasta anualmente 10.239 M€ en importaciones de gas natural.

Tabla 2.4. Factura de Gas natural en España en 2013 (M€) [10]

	Mes	Acumulado anual	Últimos doce meses
Pagos compra de gas natural	767	8.439	10.329
Argelia (%)	62,8	63,8	57,5
Nigeria (%)	4,5	9,0	8,5
Qatar (%)	5,9	11,3	10,4
Egipto (%)	0,0	0,4	0,3
Perú (%)	11,0	3,9	3,6
Trinidad Tobago (%)	4,0	6,5	5,6
Noruega	6,9	12,0	10,4
Otros	4,9	-6,9	3,8

2.1.2.2 El sistema eléctrico español

Sin duda el sistema eléctrico español es un reflejo de lo que ha ocurrido a escala mundial. En los últimos 15 años se han producido dos grandes renovaciones tecnológicas del parque generador:

1. El crecimiento de instalaciones de ciclos combinados. Entre los años 2005 y 2014 se instalaron 51 CCCC con una potencia total de 25.348 MW.
2. La supernova de las energías renovables y en particular de las instalaciones eólicas. La energía eólica paso de 9.742 MW en 2005 a los actuales 22.845. El régimen especial que comprende no solo la eólica sino también la térmica renovable, solar térmica, fotovoltaica, cogeneración y mini-hidráulica ha pasado de 18.123 MW a un total de 40.285 MW.

Estas cifras tan abrumadoras son un gran éxito del sistema eléctrico español y de los diversos agentes involucrados en esta gesta histórica, que ha dejado en el camino una serie de debates y oportunidades que son la fuente de inspiración de esta tesis doctoral. Esta tesis doctoral germinó en el ámbito del estudio de proyectos de eficiencia del sector eléctrico español donde inicialmente identificamos como principales oportunidades las mejoras de eficiencia en la operación del ciclo combinado, los problemas de integración de la eólica y la operación del sistema gasista español, que aparentemente puedan aparecer independientes y sin embargo están relacionadas.

En la Tabla 2.5 se muestran los datos de la evolución de la potencia instalada en España por tecnología y la generación anual.

Tabla 2.5. Potencia instalada y generada por tecnología (Fuente: REE)

	Hidraulica	19169	25330	26352	21428	23862	38653	27571	19455	33970	35860
	Eolica	20858	22837	27429	31734	36587	43355	41799	48103	54338	50630
	Regimen Especial	51090	51587	57606	67997	80888	90903	91815	102152	110846	100764
Generada	Nuclear	57539	60126	55102	58973	52761	61990	57731	61470	56827	57376
	Carbon	77393	66006	71833	46275	33862	22097	43488	54721	39807	44064
	Total generacion CCCC	48885	63506	68139	91286	78279	64605	50736	38588	25087,2	22059
Potencial	Pot. Turboexpanders	122	159	170	228	196	162	127	96	63	55
demanda (bc)	Total Energía España	247306	255015	262577	265229	252772	273318	264903	268807	260327	253564
	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	Hidraulica	13930	13910	13910	13910	13910	17561	17563	17761	17785	17791
	Eolica	9742	11575	14827	16187	18719	20057	21091	22573	22854	22845
	Regimen Especial	18123	20505	24513	28786	31924	34230	36367	39106	39741	40285
Instalada	Nuclear	7876	7716	7716	7716	7716	7777	7777	7853	7866	7866
	Carbon	11424	11424	11356	11359	11359	11380	11620	11248	10972	10972
	Total instalado CCCC	1228	15504	20962	21677	23066	25235	25269	25340	25353	25348
	Pot. Turboexpanders										
	Total Energía España	72956	78453	85973	90596	93729	99403	100168	101828	102395	102262

La instalación masiva en España de la tecnología de Ciclo Combinado estuvo motivada por varios factores:

A) Entre los Factores de Mercado podemos encontrar:

- La liberalización del mercado eléctrico.
- Aumento de la demanda.
- Envejecimiento de las centrales.

- Desarrollo en las tecnologías del gas.
- Desarrollo en infraestructuras del gas.

B) Entre los Factores Tecnológicos:

- Mayor rendimiento energético.
- Menores costos de inversión y de Operación y Mantenimiento.
- Menor periodo de construcción.
- Menor espacio requerido.
- Menos consumo de agua.
- Menor autoconsumo eléctrico.
- Mayor flexibilidad de operación.
- Mayor disponibilidad y fiabilidad.
- Menor impacto medioambiental:
 - Reducción de emisiones específicas a la atmosfera.
 - No generación de residuos sólidos.
 - No produce vertido de líquidos contaminantes.

Veremos en esta tesis como estos factores vuelven a repetirse en el contexto energético actual y futuro donde la eficiencia y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero son una prioridad.

La instalación de tal cantidad de MW en la tecnología del ciclo combinado con turbinas de gas, vino determinada principalmente por el aumento de la demanda de electricidad en España y que el ciclo combinado se consideraba una tecnología madura y de bajo riesgo (para los inversores financieros) que sustituiría a tres tecnologías en los próximos años, el diésel, el carbón y a las nucleares cuando caducara su licencia de operación, de una forma eficiente (rendimientos por encima del 55%) y muy poco impacto ambiental.

La disponibilidad del combustible de esta tecnología, el gas natural, además fue asegurada por un desarrollo de las infraestructuras gasistas también digna de estudio y que ha creado la oportunidad de la instalación de una tecnología, el turboexpander con generador eléctrico en los saltos de presión de la red de transporte y distribución de gas que es el objeto de esta tesis doctoral.

Sin duda alguna, el primer caso de estudio de viabilidad para introducir el turboexpander va a ser el ciclo combinado pues es un gran consumidor de gas natural (unos 50.000 kg/h) a altas presiones (de la red de alta presión 70 bares a unos 35 bares en las quemadores de las turbinas de gas) y además dispone de las infraestructuras eléctricas necesarias, así como del personal técnico de operación y mantenimiento necesario para abordar su uso.

2.2. EL TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

2.2.1. Los flujos internacionales del gas natural

El gas natural representa un cuarto de toda la energía consumida a nivel mundial. El transporte marítimo en forma líquida domina sobre el transporte por gasoducto, pero al final de la cadena el transporte y distribución en tubería es fundamental para llevar el gas a toda la red de consumidores finales que no siempre van a permanecer en las ciudades costeras.

En la Figura 2.20 se observan los flujos en gas natural licuado GNL (LNG en inglés) y por gasoducto.

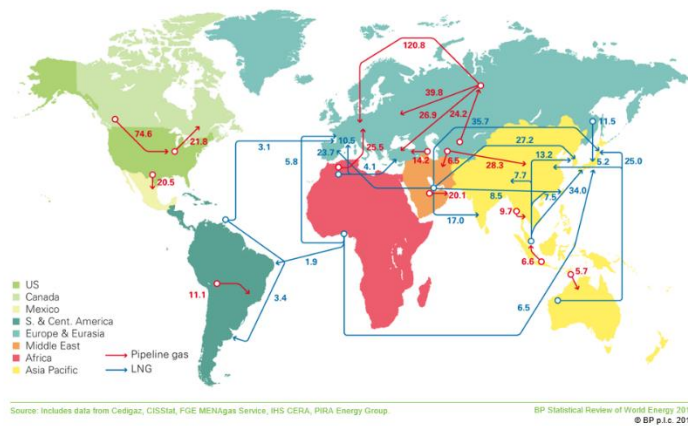


Figura 2.20. Flujos del gas natural a nivel mundial. [8]

En la Tabla 2.6 se observa como en el año 2013 de los 3.479 bcm se exportaron unos 850 bcm.

Tabla 2.6. Países productores, importadores y exportadores de gas natural [1]

Productores	bcm	% Total	Exportadores	bcm	Importadores	bcm
EEUU	689	19,8	Rusia	203	Japón	123
Rusia	671	19,3	Qatar	121	Alemania	76
Qatar	161	4,6	Noruega	103	Italia	62
Irán	159	4,6	Canadá	54	Corea	53
Canadá	155	4,5	Argelia	45	China	49
China	115	3,3	Turkmenistán	45	Turquía	45
Noruega	109	3,1	Holanda	40	Francia	43
Holanda	86	2,5	Indonesia	35	Reino Unido	39
Arabia Saudí	84	2,4	Australia	26	EEUU	37
Argelia	80	2,3	Nigeria	22	España	30
Resto del mundo	1.170	33,6	Otros	156	Otros	279
Mundo	3.479	100	Total	850	Total	836

Cabe resaltar que España es el 10º país importador de gas natural a nivel mundial, siendo el primero Japón, aunque estas cifras se ven alteradas por el apogon nuclear debido al accidente de Fukushima y por el que Japón se vio obligado durante unos años a producir su electricidad con turbinas de gas (normalmente esta alrededor de 90 bcm al año)

Sin embargo España está por la posición 26 en el ranking de los consumidores de gas natural a nivel mundial.

En las Figuras 2.21 y 2.22 se muestran las redes de transporte de gas natural que han desarrollado un sistema de gasoductos para conseguir conectar internacionalmente los yacimientos y los países productores con los países importadores

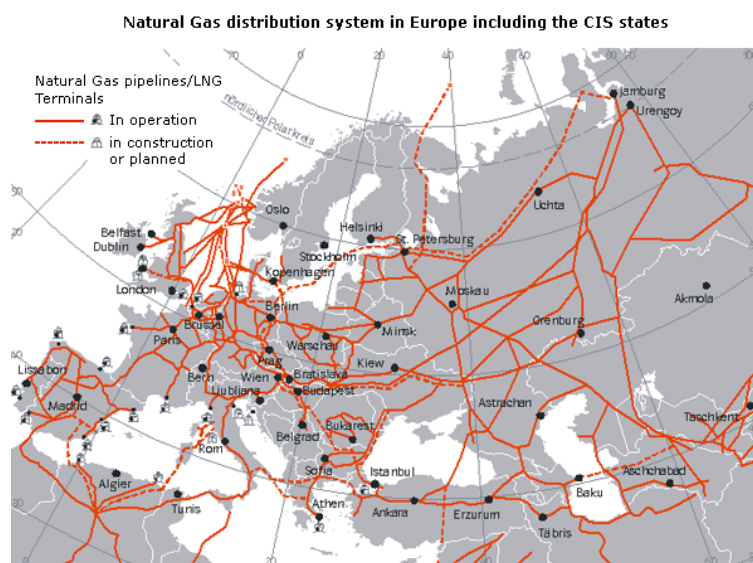
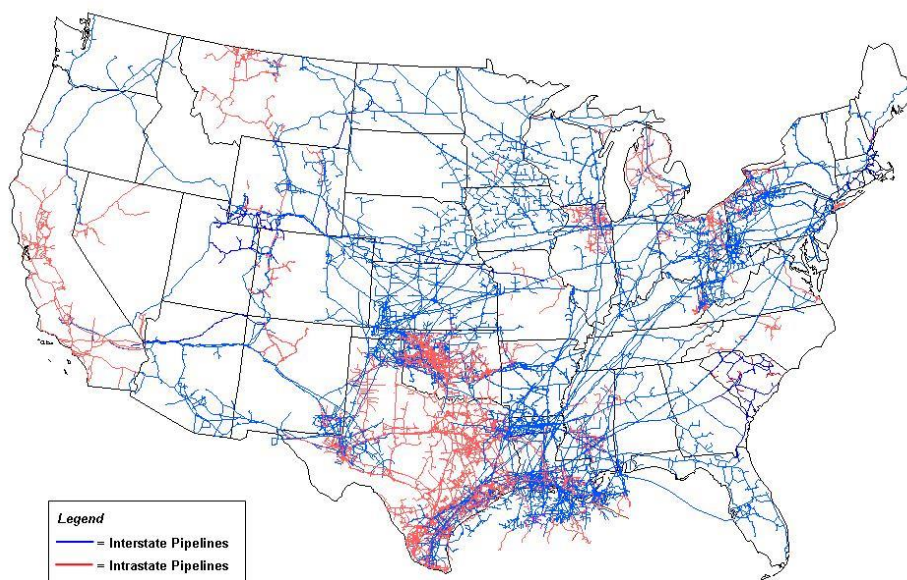


Figura 2.21. Red de gasoductos en Europa y Países del Este. (Fuente: Inogate)



Figura 2.22. Red de gasoductos Europa-África y Asia (Fuente: Inogate)

En la Figura 2.23 se muestra la red gasista de EEUU, donde hay más de 210 sistemas de gaseoductos con unos 500.000 km de tuberías. Este sistema es el mayor del mundo y necesitan para mantener la presión y conseguir el transporte a larga distancia unas 1.400 estaciones de compresión. Esta extensa red mueve más de 20 Tcf (trillones de pies cúbicos).



Source: Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation Information System

Figura 2.23. Red gasista en EEUU. Fuente: EIA.DOE de EEUU (Fuente: EIA)

Las predicciones de la EIA en su Outlook 2015, nos muestra que el gas natural en 2013 en EEUU se encuentra en 26,9 cuatrillones de Btu (26,2 Tcf) y pasara a 30,5 cuatrillones de Btu (29,7 Tcf) en 2040. El aumento mayor lo tendrá el sector eléctrico donde la demanda se espera crezca de 8,4 cuatrillones de Btu (8,2 Tcf) en 2013 a 9,6 cuatrillones de Btu (9,4 Tcf) en 2040, en parte esto es el resultado esperado de retirar 40,1 GW de plantas de carbón en 2025.

2.2.2. El sistema gasista

Un sistema gasista es el conjunto de infraestructuras que lo forman. Las redes de transporte y distribución comunican las entradas al sistema con los puntos de consumo. El gas natural que se recibe en un país se introduce en el sistema desde cualquiera de sus puntos de entrada al mismo: Plantas de Regasificación (normalmente en un puerto) más Conexiones internacionales (gaseoductos) o Almacenamientos subterráneos.

La calidad del gas asociada a cada uno de estos puntos de entrada puede variar en función de la gestión de su operativa diaria y de los países de origen del gas que los comercializadores aporten para abastecer a su cartera de clientes.

El sistema gasista presenta 3 puntos de entrada:

1. Plantas de regasificación: Reciben buques de distintos tamaños, entre 30.000 y 175.000 m³ de GNL. Disponen de varios tanques de almacenamiento, permitiendo la mezcla de gases de distinta calidad. Previa emisión a la red de Transporte se inyecta un odorante THT para facilitar su detección en caso de fuga.
2. Conexiones Internacionales (CI): El gas natural se introduce en su estado natural en el sistema (No requiere proceso adicional, excepto filtrado y adición de odorizante). Conecta directamente los yacimientos con las entradas al sistema de transporte. Cuando la CI aporta gas directo del yacimiento a la entrada del sistema, la calidad del gas suele ser más estable y acordada entre proveedor inicial y los comercializadores que firman el contrato de suministro. Cuando la CI atraviesa varios países con distintas entradas en sus redes de transporte, la calidad del gas que se recibe en el punto final no tiene relación directa con el aprovisionamiento inicial. La horquilla de calidad de gas a manejar en las CI se establece entre los operadores de ambos lados de la conexión.

En Europa existe una calidad de gas unificada para favorecer el tránsito y el mercado interior de la energía, impidiendo el establecimiento de barreras comerciales no justificadas técnicamente.

3. Almacenamientos Subterráneos: Funcionan con dos ciclos diferenciados: Inyección (de abril a octubre) y Extracción (de octubre a abril). Durante la inyección, la calidad del gas será la mezcla que tenga disponible en su punto de conexión a la red de transporte en cada momento, en función de la operación del sistema. Durante la extracción, toma el gas del almacén, lo seca y lo filtra y lo oloriza antes de producirlo a la red de transporte. La calidad del gas será una mezcla del gas que se haya inyectado previamente y permanecerá más estable durante todo el ciclo.

En el Sistema Español predominan las entradas desde plantas de regasificación, dispersas geográficamente (7 plantas), 6 Conexiones Internacionales y 4 Almacenamientos subterráneos.

La cadena del gas natural que se ilustra en la Figura 2.25 abarca desde la extracción hasta su transporte (en barcos o gasoductos) y su distribución.

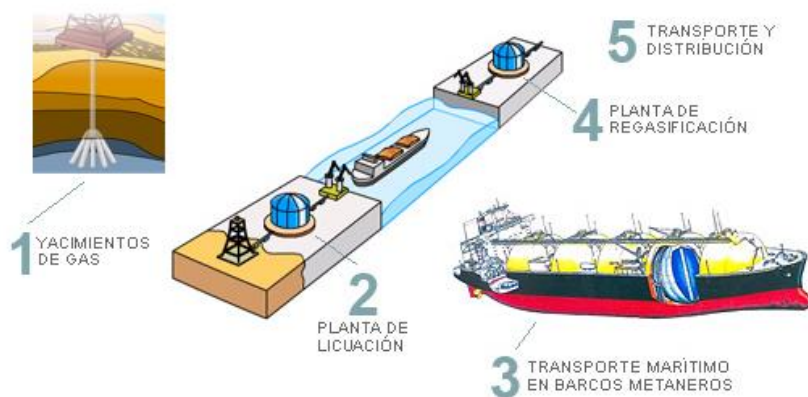


Figura 2.24. Cadena del gas natural (Fuente: Enagás)

Se muestra una disposición simplificada de una red de transporte y distribución de gas natural en la Figura 2.25, desde el yacimiento hasta el consumidor industrial y doméstico.

El rango típico de una red de transporte de presiones es de 72 a 80 bares para distancias de más de 200 Km, de 20 a 50 bares para distancias de 20 km y por debajo de 16 bares para redes urbanas. Estos escalones de presión se consiguen en las estaciones de regulación.

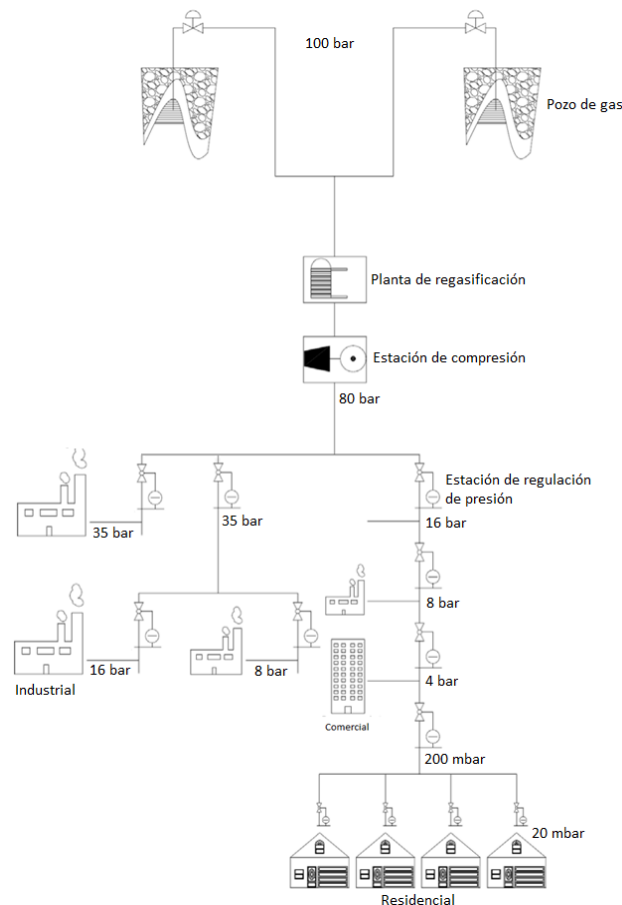


Figura 2.25. Red de transporte y distribución del gas natural [11]

La cadena del suministro de gas natural abarca desde la extracción hasta su transporte (en barcos o gaseoductos) y distribución. El sistema de transporte de gas natural en España se ilustra en la Figura 2.26.

La red española nos sirve como ilustración de un sistema gasista nacional, en el que la empresa transportista (Enagás en España) opera y mantiene unas 18 estaciones de compresión y dispone de unas 433 Estaciones de Regulación y/o Medida. El rango de presiones típicos en un gasoducto de transporte es superior a 60 bares en la red básica, de 60 a 16 bares en la red de transporte secundario, y por debajo de 16 bar en la red de distribución, tal y como se muestra en la Figura 2.27 con una disposición simplificada de una red de transporte y distribución de gas natural.



Figura 2.26. Infraestructuras de gas natural en España (Fuente: Enagás)



Figura 2.27. Red de transporte y distribución del gas natural (Fuente: Enagás)

Al igual que el agua fluye por los ríos y esa energía se puede recuperar en algunos saltos mediante turbinas hidráulicas, la energía que fluye en el transporte del gas natural se podría recuperar instalando turbinas de expansión o turboexpanders en las estaciones de regulación.

Los saltos de presión en la red de transporte del gas natural se producen normalmente en las estaciones de regulación mediante válvulas que tienen como función reducir y estabilizar la presión de suministro. El turboexpander instalado en paralelo a estas válvulas puede realizar la misma función de regulación de presión, pero aprovechando parte de la energía que contiene el gas precisamente por tener una presión y un caudal [12].

La generación de electricidad tanto en grandes como en pequeños saltos de presión del gas natural ha ido acumulando cierto éxito internacional y se han conseguido instalaciones fiables con potencias que alcanzan hasta los 15 MW.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 2

- [1] IEA Agencia Internacional de la Energía . Keyworld Statistics 2014
- [2] U.S. Energy Information Administration (EIA) Annual Energy Outlook 2005. www.eia.gov/forecasts/aeo
- [3] Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017. CNMC/ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
- [4] La Energía en España 2012. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Gobierno de España
- [5] El sistema eléctrico español, Avance Informe 2013. Red Eléctrica de España
- [6] Informe de emisiones de Gases de Efecto invernadero en España 1990-2012. WWF España 2013
- [7] Presente y futuro de las centrales eléctricas de ciclo combinado. Conrado Navarro. Fundacion Ciudadania y Valores. Julio 2011.
- [8] BP Statistical Review of World Energy. London, UK, June 2014
- [9] BP Energy Outlook 2035 Booklet. February 2015 bp.com/energyoutlook
- [10] Boletín Estadístico de Hidrocarburos. Febrero 2013. CORES.
- [11] Howard, Clifford Robert. Tesis doctoral: “Hybrid turboexpander and fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations”. Universidad Queen, Kingston, Ontario, Canada. 2009
- [12] Bloch H, Soares C. (2001). Turboexpanders and process applications. Boston: Gulf Professional Publishing

Capítulo 3

La tecnología del turboexpander

Para conocer en detalle el turboexpander de gas natural y su aplicación en generación eléctrica es necesaria una revisión detallada de la tecnología que nos permita evaluar los factores que la afectan. El estudio del estado del arte engloba el análisis de las referencias bibliográficas, estudios y publicaciones. Para evaluar la madurez y el potencial de esta tecnología se ha revisado la información que generan los fabricantes de la misma así como las instalaciones comerciales que aportan lecciones aprendidas. La clasificación de toda esta información ha necesitado una metodología que nos ayudara a ordenar la información disponible para poder extraer conclusiones sobre su viabilidad, ventajas e inconvenientes y poder abordar así con más garantías el estudio de implantación de estas máquinas en el sistema gasista.

3.1. Turbinas de expansión. Definición y aplicaciones

3.1.1. Definición de turboexpander

Un turboexpander o turbina de expansión, es una turbina radial o axial a través de la cual un gas a alta presión se expande para producir trabajo [2].

Este tipo de trabajo puede usarse para distintas aplicaciones, según la máquina a la que esté acoplada el equipo, pudiendo ser esta máquina un compresor, un freno o un generador eléctrico. Estos equipos se utilizan en diferentes aplicaciones industriales, habitualmente en procesos de productos petroquímicos, y posteriormente se ha ampliado su uso para la industria de generación eléctrica tanto en las aplicaciones geotérmicas como en la recuperación de energía en los gaseoductos.

Se utilizan turbinas de reacción, es decir, turbinas en las que se produce una caída de presión estática en el rotor, por lo que el fluido, en este caso gas natural, debe llenar todo el canal entre álabes. Se pueden utilizar turbinas radiales o axiales, siendo más comunes las primeras. En la Figura 3.1, se aprecia el flujo del gas en los alabes que componen el rotor, donde se expande arrastrando un eje que a su vez mueve un generador.

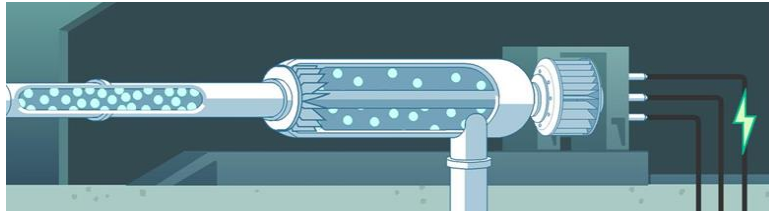


Figura 3.1. Instalación de un turboexpander con generador acoplado

En la Figura 3.2 se observa el modelo de Turboexpander ETG 190 MS-3 del fabricante Atlas Copco, que puede manejar una presión de entrada de 51 bares, con una temperatura de entrada de 170°C y un flujo de 60.582 Nm³/h. Con estos valores, según el fabricante, es capaz de producir una potencia de 4.526 KW.



Figura 3.2. Turboexpander de Atlas Copco (Fuente: Atlas Copco)

La Figura 3.3 resume la aplicación del turboexpander comparándola con una válvula, se trata de expandir el gas natural en una máquina capaz de arrastrar un generador en vez de consumir esa energía en los internos de las válvulas de control que se instalan normalmente.

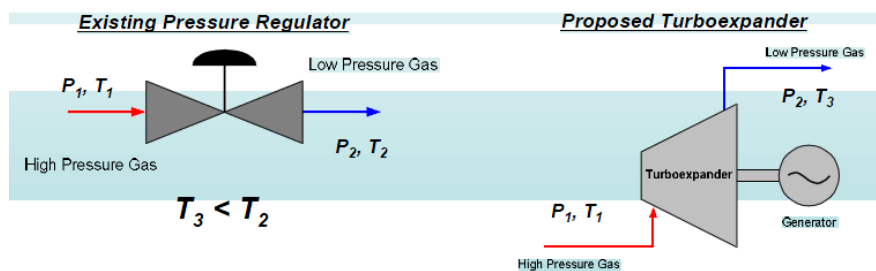


Figura 3.3. Comparación válvula de expansión con turboexpander (Fuente: SwRI)

El turboexpander por tanto es una máquina que puede realizar la misma función que las válvulas de control, es decir, la regulación de presión de un fluido gaseoso pero aprovechando la energía de dicho salto de presión.

En la Tabla 3.1 se muestra la comparativa entre reducir la presión con un regulador o con un turboexpander:

Tabla 3.1. Comparación regulador con turboexpander [15]

	Regulador	Turboexpander
Producción de trabajo	No	Si
Exergía del gas	Destruída	Utilizada
Descenso de la temperatura	≈5 K/MPa	≈20 K/MPa
Fuerzas que causan la caída de presión	Fricción	Turbina

La potencia de un turboexpander, sin tener en cuenta el rendimiento mecánico ni el eléctrico del generador, viene definida por la siguiente ecuación, donde h_1 es la entalpía del gas natural a cierta temperatura y presión tanto a la entrada como a la salida de la turbina y \dot{m}_{TE} es el caudal de gas natural a través de la misma y \dot{W} es la potencia en KW.

$$\dot{W} = \dot{m}_{TE} \times (h_1 - h_2) \quad (1)$$

Varios autores [3, 6,7 y 14] establecen que el turboexpander puede simularse como una expansión adiabática del gas en el que se extrae trabajo del volumen de control. Las irreversibilidades del proceso se incluyen como un rendimiento isoentrópico. Este rendimiento es la razón entre el trabajo real realizado por el sistema y la cantidad de trabajo que es teóricamente posible sin irreversibilidades, como se muestra en la Figura 3.4.

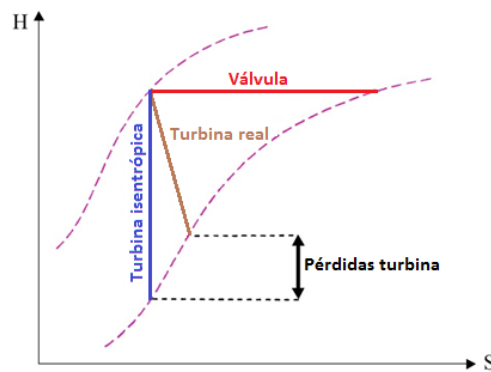


Figura 3.4. Comparación termodinámica entre válvula y turboexpander [13]

Conocidos los valores de entalpía a la entrada de la turbina, y entropía para el caso ideal, y combinándolos con el rendimiento podemos determinar la entalpía de salida real. La salida de potencia de la turbina se calcula conociendo el caudal a través de ella y

el cambio de entalpía entre la entrada y la salida. Para calcular estos valores se utilizan las ecuaciones 2y 3:

$$\eta = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}} \quad (2)$$

$$\dot{W} = \dot{m}_{TE} \times (h_1 - h_2) \quad (3)$$

donde h_1 y h_2 son las entalpías de entrada y salida del turboexpander, h_{2s} es la entalpía de salida para expansión isoentrópica, η es la eficiencia isoentrópica, \dot{m}_{TE} es el caudal de gas natural a través del turboexpander y \dot{W} es la potencia en KW. Las eficiencias del reductor de velocidad y del generador representan las pérdidas más significativas de la potencia de salida de la turbina. La potencia mecánica obtenida en el turboexpander multiplicada por la eficiencia de la caja de cambios y del generador nos permitirá obtener la potencia eléctrica del sistema usando la ecuación 4:

$$P_{el\acute{e}ctrica} = \dot{W} \times \eta_{reductora} \times \eta_{generador} \quad (4)$$

donde $P_{el\acute{e}ctrica}$ es la potencia eléctrica total generada por el sistema en KW, \dot{W} es la potencia mecánica del turboexpander en KW, $\eta_{reductora}$ y $\eta_{generador}$ son las eficiencias de la caja de cambios y el generador.

En la Figura 3.5 se representan las tres posibles formas de expandir el gas para reducir su presión hasta la presión requerida.

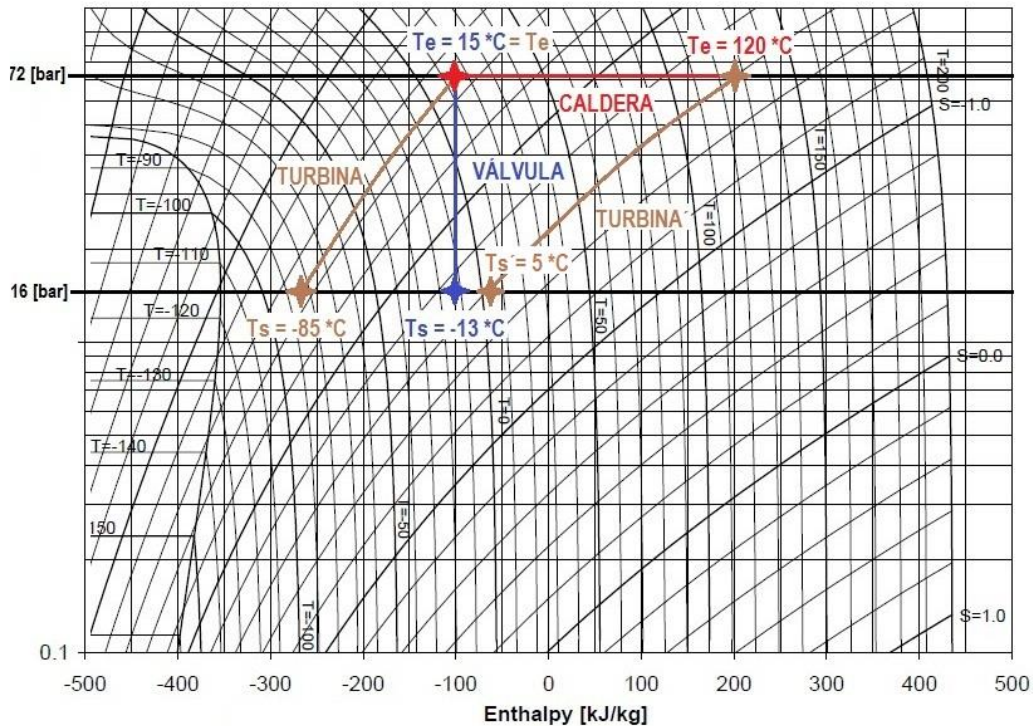


Figura 3.5. Expansión turbina/válvula (Elaboración propia)

1. Expansión en la válvula sin pre-calentamiento. La corriente de gas se expande a entalpía constante, por lo que no produce trabajo, esta expansión lleva asociada una reducción de temperatura de aproximadamente 0.5 °C/bar.
2. Expansión en la turbina sin pre-calentamiento. La corriente de gas se expande a entropía constante lo que origina una variación entre la entalpía de entrada y la salida, por lo que se puede obtener trabajo. Esta expansión lleva asociada una reducción de temperatura más acusada que el producido en una válvula, de aproximadamente 1.5-2 °C/bar. La temperatura de salida se encuentra muy por debajo de la zona de seguridad de trabajo, lo que producirá con toda seguridad hidratos en estado líquido que pueden dañar la turbina o los elementos aguas abajo de la misma.
3. Expansión en la turbina con pre-calentamiento. El gas se calienta en una caldera auxiliar antes de su entrada a la turbina para asegurar una temperatura de salida que sea como mínimo mayor a 0 °C y evitar la condensación de hidratos.

Esta revisión del proceso de expansión ilustra, sin duda, la necesidad de la etapa de precalentamiento al usar el turboexpanders, pues el gas natural se sub-enfría mucho más que en las válvulas convencionales.

Otros autores expresan estas mismas ecuaciones en relación a la presión de entrada y salida, y desarrollan diversos cálculos teóricos de la potencia eléctrica generable en función de los caudales y saltos de presión disponibles. De esta primera revisión y para mostrar el orden de magnitud de la aplicación del turboexpander para generar electricidad en los saltos de presión del gas, se puede decir que por cada 30.000 Nm³/h de caudal de gas natural con un salto de presión de 2:1 se puede producir una potencia eléctrica de 1 MW, siendo necesario un precalentamiento de 2°C por cada bar que vaya a expandir el gas para evitar la licuefacción de las impurezas que contiene el gas natural (80% -98% metano).

Un diagrama de un turboexpander se muestra en la Figura 3.5. Para garantizar la redundancia y fiabilidad del sistema, el turboexpansor se sitúa en paralelo con las válvulas de expansión de la estación de regulación.

Dicho regulador posee el mismo comportamiento que una válvula de expansión, que pese a conseguir el objetivo de reducir la presión, se desecha la energía como consecuencia del salto de presión. Con el fin de aprovechar la energía que se pierde en el proceso, aparece la tecnología de turbina de expansión o turboexpander.

Como se puede apreciar en la Figura 3.6, los componentes básicos de un sistema de generación de turboexpander se instalan en paralelo con una válvula reductora de presión de la ERM. Los elementos básicos de los que consta la instalación de turboexpander para sistema de cogeneración son los siguientes:

- *Turbina de expansión o turboexpander.*
- *Generador eléctrico, acoplado a la turbina mediante una caja reductora y un eje.*

- *Etapas de Pre calentamiento y Post-calentamiento.* En la mayoría de aplicaciones de turboexpanders requieren ya sea un pre-calentamiento o un post-calentamiento del gas a fin de garantizar que se mantiene por encima de los niveles de temperatura mínima, y para poder evitar la condensación de un determinado porcentaje de impurezas y agua presentes en el gas natural. Estas etapas son implementadas por *intercambiadores de calor.*
- *Válvula de control de presión.* Para asegurar la presión nominal que asegura el correcto funcionamiento de la turbina de expansión.

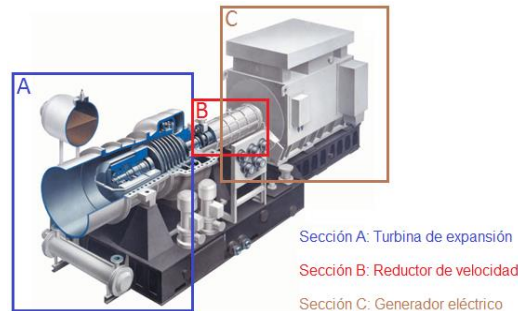


Figura 3.6. Grupo turboexpander-generador (Fuente: Atlas Copco)

Para visualizar la dirección del gas natural en un rotor radial, se representa la Figura 3.7 en la que se aprecian las direcciones de flujo en los alabes que componen el rotor, y las partes de alta presión (High Pressure) y baja presión (Low Pressure) de la turbina.

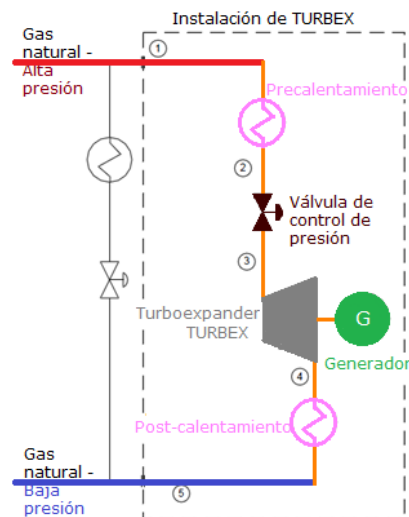


Figura 3.7. Esquema de funcionamiento de turboexpander en una ERM

Una gran parte de la energía recuperada del gas “expandido/despresurizado” en una turboexpander es convertida en energía mecánica. Este trabajo es la razón de la alta eficiencia de un sistema turboexpander.

El gas se expande desde la presión de entrada hasta la presión de descarga en dos pasos: primero a través de los álabes guía de entrada y luego a través de la rueda radial (Ver Figura 3.8). El gas se mueve acelerando su velocidad desde los álabes de entrada hasta su salida de la rueda de expansión, esta energía cinética es transformado en energía mecánica útil, la cual está disponible para conducir otro componente del proceso, por ejemplo, un compresor o un generador.

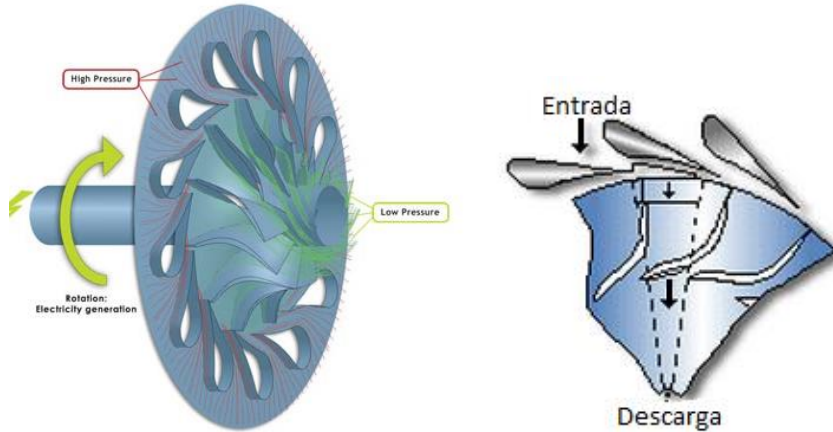


Figura 3.8. Rotor de una turboexpander radial (Fuente: Enbridge)

Las pérdidas relacionadas con este tipo de turbinas son muy bajas, lo que conlleva a una mayor eficiencia. Proporcionan la fuerza de rotación muy cerca del centro del rotor, por lo tanto, la fuerza de empuje axial es sustancialmente más manejable. La eficiencia de un turboexpander normalmente se encuentra en el rango del 80 al 90%

Un turboexpander también puede ser utilizada para impulsar otros dispositivos, tales como una caja reductora y que ésta, a su vez, impulse posteriormente a un generador eléctrico como se muestra en la Figura 3.9

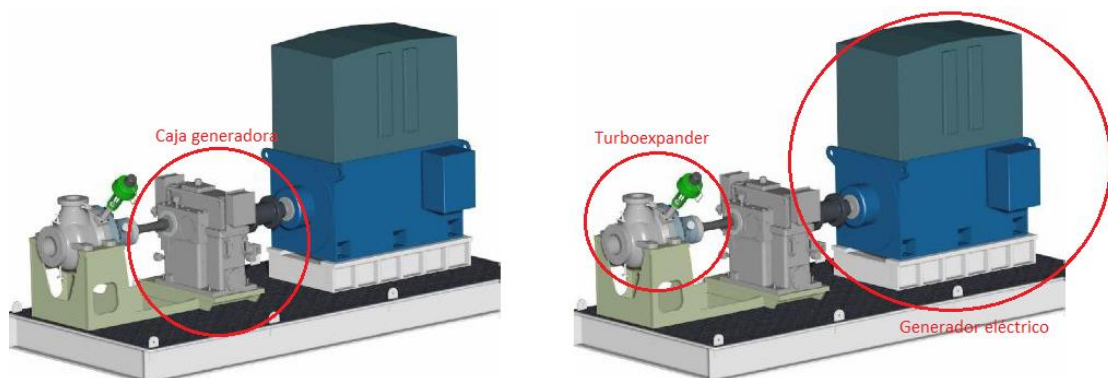


Figura 3.9. Caja reductora acoplada a turboexpander (Fuente: Atlas Copco)

A continuación se muestra en la Figura 3.10 un equipo de turboexpander real:



Figura 3.10. Turboexpander real (Fuente: Atlas Copco)

En cuanto a la eficiencia de un turboexpander, se encuentra normalmente comprendida en el rango del 80-90%. Este valor será función de la velocidad punta, el caudal y la relación de presión. Estas relaciones se basan en la relación de diseño de flujo o presión de entrada con los parámetros de diseño.

Según aumente el caudal en función del de diseño, así lo hará la eficiencia del turboexpander a lo largo de una curva parabólica invertida. Entre 0,5 y 1,4 veces el caudal de diseño, la eficiencia es aproximadamente 0,8 veces la eficiencia de diseño.

Cuando la presión de entrada se reduce en comparación con la de diseño, la eficiencia disminuye. En caso de que la presión de entrada aumente, la eficiencia permanece relativamente constante. En 0,65 veces la presión de diseño, la eficiencia del turboexpander, se ha demostrado que es aproximadamente 0,8 veces la eficiencia de diseño como se muestra en la Figura 3.11.

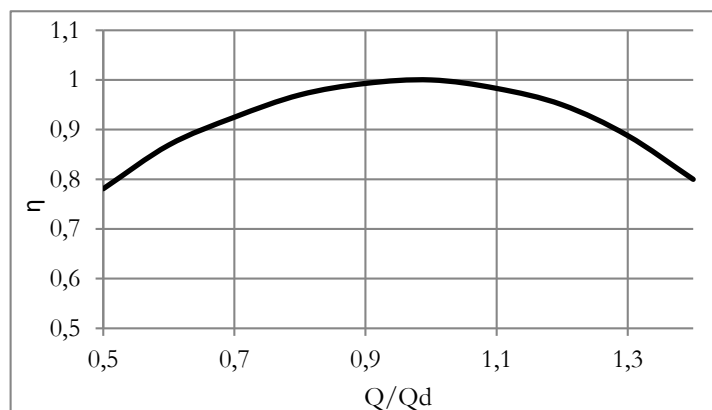


Figura 3.11. Eficiencia de un turboexpander [2]

3.1.2. Aplicaciones de turboexpanders

El posible uso de una máquina de expansión para la creación de bajas temperaturas isoentrópicamente fue sugerido por Carl Wilhelm Siemens, un ingeniero alemán en 1857. En 1885, Ernest Solvay en Bélgica trató de usar una máquina de expansión pero

no consiguió bajar de -98°C . En 1902, Georges Claude usó una máquina de expansión para licuar aire. El primer turboexpander parece haber sido diseñado por Guido Zerkowitz, un ingeniero italiano trabajando en Linde por 1935. En 1939, el físico ruso Pyotr Kapitsa perfeccionó el diseño de turboexpanders centrífugos. Su primer prototipo tenía un diámetro de 8 cm, operaba a 40.000 rpm y expandía 1.000 m^3 de aire por hora. Los turboexpanders se han utilizado con éxito desde hace años en plantas de procesamiento de gas natural y GNL.

La primera aplicación de turbinas de expansión de gas natural que se llevó a cabo utilizando la tecnología de expansión de flujo radial de Rotoflow fue en Texas a principios de 1960. Se demostró la gran eficiencia con que la turbina de expansión podía condensar los componentes más pesados de la corriente de gas, mientras que al mismo tiempo proporcionaba alimentación para volver a comprimir el gas más ligero. La turbina y el compresor estaban acoplados en un mismo eje, de manera que el trabajo obtenido en la turbina por la expansión del gas se utilizaba como energía para mover el compresor.

Como se muestra en la Figura 3.12, el conjunto Expansor-Compresor constaba de tres secciones básicas:

1. La sección de expansión con bridas de entrada y la descarga.
2. El conjunto giratorio o sección central, denominado rotor.
3. La sección del compresor con bridas de entrada y descarga.

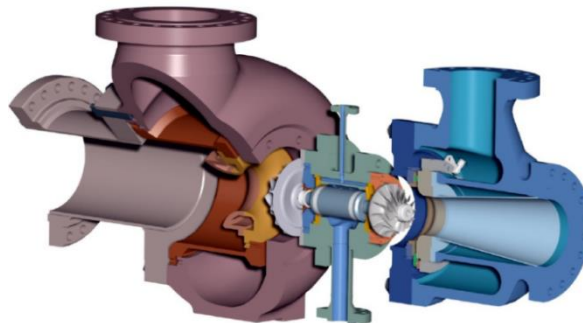


Figura 3.12. Turboexpander-Compresor

Se demostró así que cantidades considerables de energía podían ser recuperadas de los calores residuales o de la disminución de presión de los gases en un proceso.

Los turboexpanders se adaptan bien a este tipo de sistemas de conservación de energía, y con los últimos desarrollos han aumentado su fiabilidad, pueden funcionar 24 horas al día, los 7 días de la semana. Algunos de los desarrollos más recientes son mejores sellos del eje del cojinete de empuje y dispositivos de control superiores.

Durante muchos años, los turboexpanders se han utilizado en plantas de procesamiento criogénico para proporcionar refrigeración a muy bajas temperaturas, sin

embargo, la recuperación de energía tuvo siempre una importancia secundaria. La eficiencia del expansor determina la cantidad de refrigeración producida y, en plantas de procesamiento de gases, la cantidad de producto generalmente depende de la refrigeración disponible. En consecuencia, existe una gran relación entre la eficiencia y, por supuesto, la fiabilidad.

El principal mercado para los turboexpanders ha estado en las plantas de separación de gases, expandiendo por debajo de los 5 bar, y en plantas de procesamiento de hidrocarburos, donde la expansión del gas natural proviene de hasta 200 bar.

En las plantas de procesamiento de hidrocarburos la mayoría de estas máquinas se diseñan generalmente para el servicio de recuperación de energía, con un compresor accionado directamente por el propio expansor. El gas normalmente se expande a partir de una presión de entrada en el rango de 100 bares a 50 bares, a presiones de salida en el rango de 50 a 15 bares. Esto resulta en una relación de expansión de 2:1 a 4:1; una expansión muy adecuada para un expansor de una sola etapa, obteniéndose eficiencias en el rango del 80% al 90%.

Existen instalaciones de grandes turboexpanders trabajando en el rango de presión de 120-200 bares, la mayoría de ellos en bocas de pozos de extracción de gas natural. Los expansores también se pueden utilizar para la purificación de gases, tales como hidrógeno o helio, por condensación de contaminantes.

Otra aplicación de los turboexpanders es la recuperación de energía a partir de fuentes de calor diferentes que utilizan el ciclo de Rankine.

Las fuentes de calor, que actualmente se están estudiando para grandes plantas eléctricas incluyen la energía geotérmica y la térmica oceánica, mientras que los sistemas pequeños se dirigen a calor solar, el calor residual de los procesos de reactores, el escape de turbinas de gas y muchas otras fuentes industriales de calor de desecho. Estos gases de escape se hacen pasar a través de la turbina de expansión a fin de reducir la temperatura y presión de la corriente del gas antes de ser emitida a la atmósfera.

La potencia generada por la turbina de expansión es un subproducto beneficioso de este proceso. Esta aplicación aumenta la eficiencia global del sistema, ya que se recupera energía que de otro modo se perdería al ambiente o se desperdiciaría.

Se dan diversas aplicaciones de turbinas de expansión dependiendo si el equipo es acoplado a un compresor o a un generador eléctrico. Estas aplicaciones son las siguientes:

- Recuperación de gas a alta presión para obtener energía eléctrica.
- Procesos criogénicos.
- Industrias químicas y petroquímicas (incluyendo el proceso FCC o proceso de refinación del petróleo, y la producción de ácido nítrico, ácido acético y ácido tereftálico).
- Industrias petrolíferas y que utilicen gas.

- Separación de los compuestos del aire.
- Licuefacción de gases (como por ejemplo el Helio).
- Componentes del gas natural separables por condensación.
- Generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica.

3.1.3. Componentes y características principales de los turboexpanders

Para poder comprender en detalle la tecnología del turboexpander es necesario conocer los componentes principales de los mismos y sobre todo aquellas piezas claves de la tecnología que aportan mayor rendimiento, flexibilidad y fiabilidad. A continuación se examinan los más importantes.

3.1.3.1. Control de flujo variable

Una turbina de expansión dispone de álabes variables para el control del flujo de gas a la entrada a fin de mantener una alta eficiencia en una amplia gama de condiciones de proceso. El ángulo de entrada de los álabes varía para adaptarse a la velocidad de entrada del gas.

El movimiento de rotación principalmente de deslizamiento del anillo de ajuste es muy preciso, lo que permite un buen control de flujo.

El mecanismo debe de estar diseñado para resistir la máxima presión de entrada del expansor y debe de permitir el ajuste para controlar la admisión en el intervalo de 0 a 125 % de la velocidad de flujo de diseño. Un actuador neumático o eléctrico con posicionador es el encargado de controlar la posición de los álabes de forma continua. El uso de anillos separados para la sujeción y para el posicionamiento reduce la fricción y hace posible un ajuste preciso y continuo de los álabes.

En la Figura 3.13 se muestra el conjunto de control de la velocidad de flujo montado en la tubería de entrada de gas a la turbina.

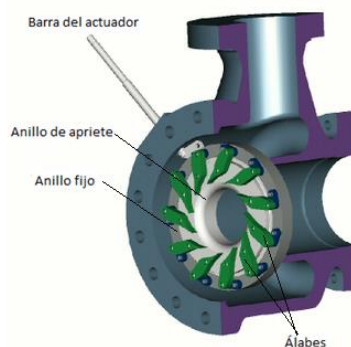


Figura 3.13. Conjunto de control de velocidad de flujo (Fuente: Atlas Copco)

La reducción de la fricción con este sistema elimina los puntos de desgaste evitando así que se formen camino de pérdida del aceite lubricante y permite un control exacto de la posición de los álabes mediante un control por ordenador.

3.1.3.2. Rueda de expansión

Generalmente el material de la rueda de expansión será de aluminio o titanio, el material se selecciona de acuerdo a las condiciones del proceso y del rendimiento requerido. Esta debe soportar la formación de líquido sin que se produzca erosión alguna.



Figura 3.14. Rueda de expansión (Fuente: Atlas Copco)

La disposición del montaje de la rueda de expansión junto con los álabes de control de flujo en la tubería de entrada a la turbina se muestra en la Figura 3.15.

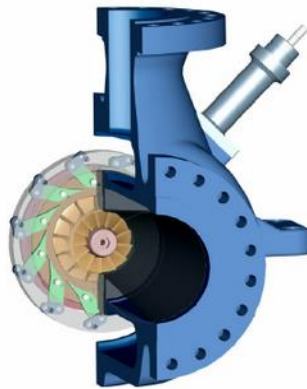


Figura 3.15. Álabes-Rueda (Fuente: Atlas Copco)

3.1.3.3. Eje y cojinetes

En los tamaños más pequeños, los problemas son la miniaturización, los efectos del número de Reynolds, transferencia de calor, el sellado y los problemas mecánicos, y a menudo incluyen problemas de velocidades críticas en los rodamientos. En tamaños intermedios, estos problemas son menos importantes, y pasan a serlo el rozamiento y las vibraciones.

La vibración se convierte en el problema más importante en el rango intermedio, debido a que los miembros estructurales tienen relativamente poca masa y las

velocidades son suficientemente altas para que coincidan con las frecuencias naturales de resonancia en algunos casos. En tamaños más grandes, el problema principal es el empuje que sufre el eje, necesitando una especial atención los cojinetes de empuje sobre los que se apoya.

El eje expensor-generator está diseñado para funcionar por debajo de la velocidad de doblado crítico y de resonancia torsional. La rueda está unida al eje con llaves cilíndricas y chaveteros. Este diseño evita las concentraciones de esfuerzos asociados con estrías y chaveteros cuadrados convencionales.

Además, la rueda está fijada al extremo del eje por una varilla de estiramiento que es pre-tensada durante el montaje. Esto resulta en una precarga constante en la rueda para asegurar el contacto entre ella y el eje en todas las condiciones de temperatura y velocidad.

Las variaciones en el empuje axial pueden dar lugar a sobrecargas axiales. Estas pueden ser inducidas por el proceso, por el funcionamiento fuera de la zona de diseño o por condiciones imprevistas del proceso transitorio. Por todo esto, los cojinetes de empuje se instalan con tomas de presión para detectar la carga de empuje. La presión en cada uno de los dos cojinetes de empuje opuestas se monitoriza, si las dos lecturas están fuera de equilibrio, un controlador automáticamente ajusta la presión de la turbina de expansión y asegura que el rotor permanezca centrado entre los cojinetes en cada momento.

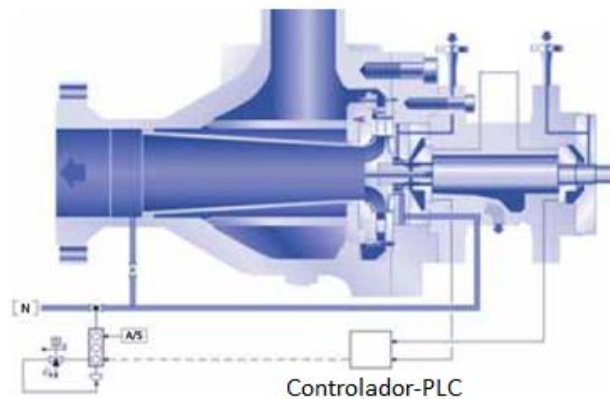


Figura 3.16 Control carga axial (Fuente: GE)

Estudios de diversos fabricantes fijan una velocidad máxima continua de 52.000 rpm. Esta velocidad de diseño está limitada por:

- El diámetro de los cojinetes (basados en la experiencia de los fabricantes de rodamientos).
- El diámetro exterior máximo de los cojinetes de empuje (basado en el diseño del collarín de empuje y las tensiones admisibles).
- La frecuencia natural de resonancia del rotor (basado en el margen requerido para la operación por debajo de la velocidad crítica).

Además, las dimensiones siguientes controlan la longitud mínima del eje:

- Longitud de apoyo de los rodamientos (basados en una capacidad de carga).
- La longitud axial del cojinete de empuje (dado por el fabricante).
- Rodamientos auxiliares y vibraciones (dado por el fabricante).
- Sellado longitudinal del eje (según la configuración de sellado y la caída de presión).

La utilización de cojinetes magnéticos en lugar de los mecánicos permite la medición continua de fuerzas de apoyo durante el funcionamiento, las cargas estáticas del cojinete, y también es posible medir las cargas dinámicas del rodamiento y las fuerzas de desestabilización.

Las pérdidas de energía de los cojinetes magnéticos debido a las corrientes de Foucault son despreciables para los cojinetes de empuje, mientras que las pérdidas del cojinete radial se encuentran en el orden de 0.4-0.7 KW.

El criterio fundamental a seleccionar un turboexpander con rodamientos convencionales o magnéticos es el económico, entendiéndose como tal los costes de instalación y de operación. Un turboexpander equipado con cojinetes magnéticos tiene un coste 40% mayor a uno equipado con cojinetes convencionales. Aunque también habría que tener otros criterios adicionales como son los requisitos de espacio, los costes de cimentación, la fuga de gas al ambiente, la energía requerida para el agua de refrigeración y las bombas de suministro de aceite.

En general, la ventaja del coste inicial de compra de un turboexpander equipado con rodamientos convencionales está generalmente negada por el ahorro en costes de funcionamiento durante un período de tres a cinco años. Por lo que los fabricantes, recomiendan utilizar máquinas de rodamientos magnéticos siempre que las condiciones de operación lo permitan. Las ventajas que aportan al sistema son las siguientes:

- Reducción de costes de mantenimiento, lo que lleva a una mejora general en la integridad y confiabilidad del sistema. La media de los tiempos entre fallos de los cojinetes magnéticos son iguales a los de un motor eléctrico.
- Eliminación de los sistemas de aceite lubricante y auxiliares, lo que elimina ciertos problemas de seguridad potenciales y los costes de mantenimiento.
- Mejora la estabilidad dinámica del rotor. La capacidad de los cojinetes magnéticos para variar la rigidez y la amortiguación permite la rotación alrededor del eje de inercia del motor, eliminando la vibración y el ruido.
- Funcionamiento del sistema simplificado.
- Eliminación de las pérdidas parásitas y las pérdidas de rozamiento con el aceite, lo que puede consumir hasta el 2% de la potencia de salida de la unidad.
- Eliminación del desgaste mecánico, que esencialmente proporciona la vida del rodamiento ilimitado.

- El monitoreo continuo de funcionamiento de la unidad proporciona información sobre la ubicación del rotor, el equilibrio, la velocidad y las cargas de apoyo, que anteriormente eran difíciles y costosos de obtener,
- El peso del sistema y los requerimientos de espacio se reducen hasta en un 50%.
- Vida útil superior a 20 años.

Estos beneficios se traducen directamente en una reducción de costes y mejora de la eficiencia operativa de las máquinas rotativas. La lubricación es innecesaria. El cojinete puede operar en ambientes hostiles a altas presiones y temperaturas. La experiencia muestra que el consumo total de energía por fricción se reduce drásticamente. Los actuales estándares de cojinetes lubricados fueron el punto de partida para diseñar turboexpanders con cojinetes magnéticos. Su tamaño varía desde 100 a 2.000 KW. La ventajas de este tipo de máquina es que están equipadas con rodamientos mejorados, en su totalidad son magnéticos, con un diseño libre de aceite. Permite el acoplamiento directo al generador, con ciertas restricciones, permitiendo así eliminar la caja reductora de velocidad.

Se ha demostrado que este tipo de máquinas funciona de manera excepcional para tamaños medianos, las cuales se describen por los siguientes parámetros:

- Turboexpanders de potencia entorno a los 600 KW.
- Velocidades máximas de 33.000 rpm, y de régimen continuo.
- Rendimientos isoentrópicos en el rango del 80 al 90%.

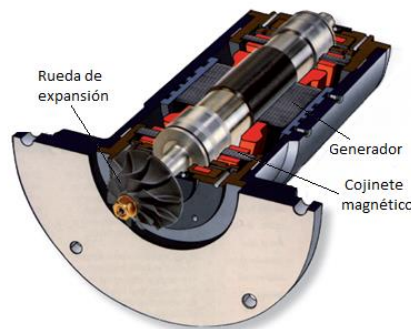


Figura 3.17. Turboexpander-Generador (Fuente: Atlas Copco)

3.1.3.4. Caja reductora de velocidad

En la actualidad, la mayoría de turboexpanders tienen como aplicación la generación de energía eléctrica, como vimos anteriormente, aprovechamos el trabajo mecánico de la turbina acoplándola a un generador para generar electricidad. Hay dos opciones básicas para realizar esto:

- a) Generador acoplado directamente al eje de la turbina o,
- b) Mediante una caja reductora de velocidad.

Cuando no sea posible un accionamiento directo, se dispone de una caja reductora de velocidad a la salida de la turbina para reducir la velocidad de esta hasta valores aceptables para el generador. Esta disposición proporciona el beneficio adicional de que múltiples etapas de expansión puedan ser montadas en el mismo conjunto. Además, esto facilita el transporte y los costos de instalación, al estar todo en un mismo paquete. El engranaje del piñón está en el eje del turboexpander, este se acopla directamente al engranaje principal de baja velocidad y reduce la velocidad de la potencia disponible a 3.000 rpm, o según se requiera. Esta disposición permite la fácil aplicación de un sello mecánico en el eje de baja velocidad que cierra herméticamente la caja de cambios del expensor. Estas unidades permiten eliminar las pérdidas de potencias ocasionadas por alta velocidad en los rodamientos del engranaje. En un engranaje de reducción externo las pérdidas relacionadas con el efecto del viento en el acoplamiento son significativamente más elevadas en comparación. Además, los problemas de alineación y de ruido se pueden tratar mejor.

Las altas relaciones de presión, mayor a 4,5, o las altas tasas de flujo requieren el uso de varias etapas de expansión. El hacerlo en una sola etapa implica calentamiento muy por encima de los 100 °C para mantener la temperatura de salida en un valor aceptable, requiriendo unas necesidades de calentamiento muy elevadas con unos consumos importantes en la caldera de gas natural. Actualmente, con la tecnología disponible, podemos acoplar hasta cuatro expansores con una caja de cambios integral común como se muestra en la Figura 3.18

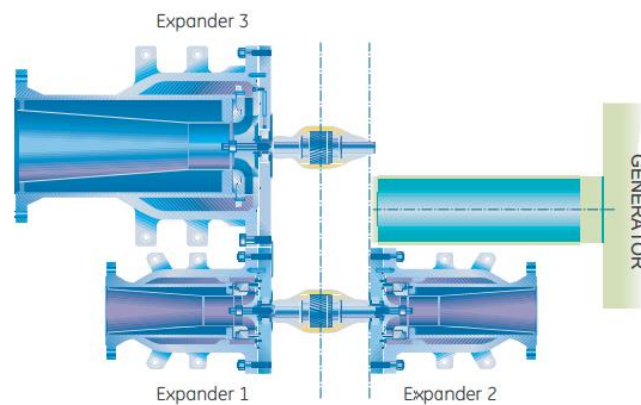


Figura 3.18. Configuración multi-etapa (Fuente: GE)

3.1.3.5. Generador y sistemas de control

La función del generador es la de convertir la energía mecánica proveniente de la turbina de expansión en potencia eléctrica de corriente alterna.

Decidir si usa un generador de inducción o uno síncrono forma parte del proceso de diseño de la instalación. A continuación se dan unas consideraciones a tener en cuenta en la selección del tipo de generador a utilizar.

Generador síncrono:

- Corrige el factor de potencia de la planta.
- No está limitado en tamaño.
- Cuando se pierde la línea de interconexión con la red eléctrica, puede seguir suministrado energía eléctrica al proceso de la planta si se desea.
- Requiere de un sofisticado control de la tensión de excitación (Precisa de una fuente de tensión en continua). La velocidad debe de ser precisa.
- No puede trabajar con sobrecargas (excepto cuando el sistema sincrónico es de gran tamaño). Limitado par de salida. Requiere de protección de corriente de cortocircuitos.

Generador asíncrono o de inducción:

- No tiene problemas de sincronización (Obtiene la excitación de la línea de servicios auxiliares de planta).
- Mayor capacidad para manejar sobrecargas. Elevado par de salida. No requiere de protección contra cortocircuitos.
- Empeora el factor de potencia de la planta.
- Limitado a 12.000 KW (a 3600 r.p.m.) a causa del rotor laminado.

Los sistemas modernos de control utilizan microprocesadores, controladores lógicos programables (PLCs), y /o miniordenadores para proporcionar las diversas funciones requeridas. Los sistemas de control deben abarcar las disposiciones de válvulas, arranque, sincronización, y las condiciones de disparo de las protecciones.

3.1.3.6. Fiabilidad y mantenimiento

Los turboexpanders son máquinas relativamente sencillas. Los principales problemas se pueden evitar siguiendo los procedimientos normales de mantenimiento recomendados por el fabricante. Las condiciones de funcionamiento, lejos de las condiciones de diseño pueden resultar en daños a las partes internas, por lo que se recomienda una recogida de datos diaria del funcionamiento de la máquina. Por ejemplo, tanto el rodete y las juntas de sellado pueden dañarse por la filtración de aceite o por las vibraciones. Los cojinetes de empuje pueden dañarse debido a la presión de aceite insuficiente o por cambios repentinos en la presión de trabajo. En general, los siguientes elementos deben ser frecuentemente verificados:

- Cargas axiales de los cojinetes.
- Juntas de sellado.
- Presión del aceite lubricante.
- Presión diferencial a través del filtro del aceite lubricante.
- Presión diferencial a través del filtro de entrada.

-
- Presión a la salida del rotor.
 - Nivel de aceite del depósito.
 - Temperatura del aceite de los cojinetes.

Este tipo de máquinas están diseñadas para un funcionamiento continuo con un mínimo mantenimiento y tiempo de inactividad, estos dos factores son esenciales para un proceso eficiente y rentable.

3.2. Análisis de la aplicación para generación eléctrica

3.2.1. Análisis de las referencias bibliográficas

Durante los últimos años se han analizado miles de referencias que mencionan la palabra turboexpander, extrayendo de ellas las relacionadas con la aplicación de generación eléctrica por la expansión del gas natural. De esta revisión hemos obtenido 2 tipos de informaciones, las conclusiones obtenidas por aquellos que lo han abordado desde el punto de vista teórico (Casos de estudio) y las referencias y datos técnicos de aquellos que la han implementado, principalmente de los fabricantes (Casos reales)

De los casos de estudio resumimos los principales conceptos que nos pueden servir para aportar nuestra propia revisión y propuestas:

En 2008, la INGAA [9] (Asociación Americana de Transporte de Gas Natural Interestatal) encargo un informe a una consultora para revisar las oportunidades de recuperación energética en el transporte del gas natural para hacerlo de forma más eficiente. Este informe incluyó los turboexpansores como una de las tres técnicas que podrían contribuir en este sentido. Sin embargo, en ese momento concluyo que no había suficientes proyectos o instalaciones comerciales en las estaciones de regulación a las puertas de las grandes ciudades de Estados Unidos como para recomendarla a los asociados. Además señalaba que había una serie de variables que ponían en peligro la viabilidad de futuros proyectos que involucraran la generación eléctrica por expansión del gas natural.

Estos factores eran económicos y técnicos; los económicos el alto coste de la inversión inicial y el bajo precio de venta de la electricidad y entre los técnicos, la dificultad de encontrar localizaciones donde el caudal y el salto de presión fueran constantes a lo largo del año para poder predecir con fiabilidad el rendimiento de la turbina seleccionada.

Uno de los motivos del alto coste inicial, lo justificaba por la necesidad de pre o post calentar el gas para evitar la formación de condensaciones o hidratos de los componentes pesados que arrastra el gas natural. La turbina de expansión al expandir el gas natural consigue muy bajas temperaturas, a diferencia de las válvulas de regulación de presión que apenas bajan la temperatura 0,5°C por cada 1 bar de bajada de presión. Esto puede conllevar la instalación de calderas de gas que además de tener un coste de

instalación también reducen los beneficios a largo plazo, pues en el coste de operación y mantenimiento habría que sumar el consumo de combustible.

Este informe menciona como desde los años 70 se comenzaba a plantear esta aplicación en la industria del gas, siendo en los años 80 cuando en Estados Unidos se instalaron en San Diego (California), Memphis (Tennessee) en 1983; Stockbridge (Georgia) en 1984 y Hamilton (New Jersey) en 1987, todas ellas en las estaciones de regulación a la entrada de la ciudad en paralelo a las clásicas válvulas de control de presión. Desde esa época, solo tiene constancia de unos 20 proyectos a nivel mundial y todos ellos subvencionados, es decir, proyectos piloto para demostración de la aplicación más que proyectos privados y comerciales.

Este informe es el único que hemos encontrado en el que se refuerzan más los aspectos negativos y las barreras que en ese momento dificultaban la implementación más frecuente de la aplicación.

Además, de los costes (600 a 2,300 \$/KW), indican que cada proyecto necesitaría de una labor de ingeniería y diseño a medida porque no disponían los fabricantes de soluciones estándar que tuvieran la suficiente flexibilidad operacional que suponen las variaciones de consumo del gas natural a lo largo del año.

Sin embargo, el resto de casos de estudio que hemos conseguido, algunos con fecha anterior no mostraban estas desventajas, sino al contrario como se convertían en oportunidades para mejorar la eficiencia.

En Bangladesh, encontramos dos referencias, una de 2004, por parte de Arshad Mansoor [10] de la EPRI, y otra en 2010, por parte de Mohammed Mahabubur Rahman [11].

En 2004 en Bangladesh y con el objetivo de reducir al mínimo la dependencia del petróleo, se postula la idea de aprovechar el salto de presión en las estaciones de regulación de gas natural para generar energía eléctrica. Se destaca el bajo impacto medioambiental de este nuevo tipo de generación de energía eléctrica, ya que no se necesita la combustión de un gas adicional, y por lo tanto se reducen notablemente las emisiones de CO₂. Además, se señala como ventaja la alta flexibilidad operacional al estar disponibles máquinas que manejan ratios de salto de presión desde 2:1 a 16:1. Se señala también como característica positiva la alta disponibilidad de 350 días al año y se estima un mínimo de 30 años de vida.

Como datos experimentales y de forma teórica, se exponen parámetros de presión y potencia eléctrica generables a partir de distintos caudales de gas natural, y por otro lado, usando datos reales de estaciones de regulación de presión cercanos a Dhaka. La previsión costes es de 800 \$/KW para una instalación de 100 KW y menos de 300 \$/KW para una instalación de 1.500 KW.

En 2010, el Sr Mahabubur Rahman [11], doctor por la Universidad Tecnológica de Texas, profesor de la Universidad de Ingeniería y Tecnología de Bangladesh, en el departamento de Ingeniería del Petróleo, profundiza más en la revisión de la aplicación del turboexpander para generar electricidad y destaca que en la mayoría de los casos, se

da la necesidad de precalentar el gas natural antes de ser sometido a la expansión en la turbina, debido a la presencia de impurezas y agua en el gas natural.

Además de estudiar los saltos de presión en la estaciones de regulación, lo hace también para los yacimientos. De forma que revisa su aplicación en 30 yacimientos calculándoles un potencial de generación de 9 MWh y revisa los datos de caudal y salto de presión de 28 estaciones de regulación de Bangladesh que supondrían otros 11 MWh.

Las potencias de los yacimientos oscilan en un rango desde 150 KW a 500 KW, es decir, instalaciones de pequeño y mediano tamaño, sin embargo las estaciones de regulación son más variables en tamaño, desde 200 KW a 5 MW.

En esta revisión del 2010, los fabricantes ya son capaces de suministrar los equipos en las llamadas unidades paquete o skids o que supone un gran avance en la estandarización de las máquinas para ciertos rangos de operación.

Estos autores de Bangladesh conocen las referencias de los proyectos de 2,2 MW en Toronto, Canadá del 2008 y también los estudios de Mirandola y Mica en Italia, del prototipo que se instaló en Ravena en 1987, así como las revisiones similares que hicieron de esta aplicación en Irán Ardali y Heybatian.

Efectivamente en 2009, Ebrahim Khalili Ardali y Esmail Heybatian [12] presentan una ponencia en las 24 Conferencias Mundiales sobre Gas Natural en Buenos Aires, donde muestran los resultados obtenidos usando un simulador la oportunidad de producir 1,8 MW en la estación de regulación de la ciudad de Shahrekord.

Este mismo país, en 2010, de la mano de Ramin Taheri Seresht y Hassan Khodaei Jalalabadi [13], presentan un artículo en las conferencias organizadas en la Universidad de Texas donde usando el software Thermoflow1 realizan un estudio similar pero esta vez en la ciudad de Teherán, donde se podrían haber generado 170 Gwh en el año 1835 del calendario iraní que equivale al periodo de Marzo del 2006 -07.

Estos autores mencionan estudios similares realizados por Pozivill (2004), que uso el software comercial AspenTech's HYSIS.

En Polonia, encontramos dos referencias, Dariusz Kowala (2009) [15] y Wojciech Kostowski, (2010) [4], ambos de la Universidad Silesian donde usan técnicas de simulación y modelos exergéticos para calcular los balances de energía generables en los saltos de presión así como su viabilidad económica.

En Canadá, en 2009, se encuentra la primera tesis doctoral realizada por Clifford Robert Howard [17] de la Universidad de Queens en Kingston, Ontario. Esta tesis estima para Canadá una generabilidad de 172 MWh, lo cual supondrían unos 1,5 Gwh anuales. Se basa en los datos obtenidos del Proyecto mencionado en Toronto desarrollado por las empresas Enbridge y Fuel Cell Energy que resolvían de una forma original el problema del precalentamiento.

De esta revisión bibliográfica se obtiene una conclusión matemática que utilizaremos como estimador de cálculo de la potencia generable en los turboexpanders conociendo solamente el caudal de gas natural. Esta conclusión es que por cada 30.000 Nm³/h se

puede obtener 1 MWh de potencia eléctrica en cualquier configuración y con cualquier fabricante siempre que el salto de presión sea de al menos 2,5.



Figura 3.19 Instalación Enbridge I (Fuente: Enbridge)

Para concluir este estimador que será utilizado en los estudios de implantación, es necesario revisar como Mirandola [6] demuestra que la producción específica de energía eléctrica es de 0,028 – 0,0644 KW/ Nm³ de gas natural, o lo que es lo mismo para rangos de caudal entre 5.000 y 30.000 Nm³/h se pueden obtener potencias entre 300 y 1.400 KW.

Igualmente Pozivil [14] obtiene para un caudal de 60.000 Nm³/h unas potencias que oscilan entre 1.939 y 2.356 KWh dependiendo del salto de presión y temperatura.

Estos mismos números se van repitiendo en las referencias de los fabricantes y finalmente Mansoor [11] que realiza estudios de implantación en Bangladesh obtiene que con 35.411 Nm³/h y una máquina de Atlas Copco es capaz de generar 1.113 KWh. Y con un caudal de 23.796 Nm³/h y una máquina del fabricante Electrathern una potencia de 1.203 KWh.

Es por tanto, un estimador conservador decir que por cada 30.000 Nm³ de gas expandido en un turboexpander se puede generar 1 MWh.

Este estimador nos resultara muy útil para evaluar los sistemas gasistas de cualquier nación si conocemos los caudales que fluyen por sus tuberías y las presiones de trabajo del sistema gasista.

3.2.2. Metodología para la clasificación de la información relacionada con la generación de energía eléctrica mediante turboexpanders

Para facilitar la revisión de información de turboexpander se han llevado a cabo las siguientes acciones:

- Definición de una Tabla en el que se haga un desglose de características de cada referencia obtenida, cuyo contenido corresponderá a los indicados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Contenidos Relevantes de referencias bibliográficas

A	DEFINICIÓN DE TURBOEXPANDER. Se indica en qué consiste esta tecnología de generación de energía.
B	ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO. No es necesario que el artículo muestre el esquema gráfico como tal, sino que puede ocurrir que se describan los elementos auxiliares y no se añada dicho gráfico.
C	PILA DE COMBUSTIBLE. Elemento auxiliar acoplado para aumentar la eficiencia.
D	ESTUDIO ECONÓMICO. Se incluyen en este criterio los artículos que demuestran datos económicos a partir estudios de investigación.
E	INSTALACIONES. Se nombran alguna o algunas plantas energéticas en las que se ha llevado a cabo esta tecnología.

- Clasificación de la información. El objetivo es valorar la calidad de información expuesta en cada referencia. Para ello a partir de los *Contenidos Relevantes*, se ha definido la *Relevancia de la referencia* como se indica en la Tabla 3.3. de modo que según el número de contenidos relevantes presentados en la Tabla anterior, se valora del 1 (un criterio relevante) al 4 (4 criterios relevantes) la relevancia de la información mostrada en cada referencia bibliográfica obtenida.

Tabla 3.3. Relevancia de la referencia bibliográfica

1	Sólo A
2	A+B, o bien, A+E
3	A+B+C, o bien, A+D+E
4	A+B+D+E

A continuación se muestra una Tabla 3.4 que contiene un resumen con la información recopilada inicialmente acerca de la generación de energía eléctrica mediante turboexpanders y clasificada con los criterios mencionados:

Tabla 3.4. Referencias bibliográficas

N	REFERENCIA	AÑO	AUTOR	CONTENIDO	CÓDIGO	REL.
1	Power generation opportunities in Bangladesh from gas pressure reducing stations	2.004	Arshad Mansoor	Disponibilidad 350 - 355 días / año. Mínimo 30 años de vida útil. Bajas emisiones CO2.Datos reales estaciones regulación	A+B	2

2	Power generation from pressure reduction in the natural gas supply chain in Bangladesh	2.010	Mohammed Mahabubur Rahman	Pre calentamiento gas natural y cálculos justificativos a través de diagrama entálpico. Referencias a instalaciones y a investigadores. Distribución gas natural	A+B+E	3
3	Advanced multivariable control of a turboexpander plant	2.006	Joel Cantrell, Keith Bullin, Dan Altena, Michael Howard	Software de un Sistema de Control Distribuido en la planta Gulf Plains para tratamiento criogénico. Posibilidad de ser implantado en otras aplicaciones	A	1
4	Course overview me420 turbo – expander	2.009	John Sproston	El curso diseñado para proporcionar una visión completa y actualizada de los turboexpanders	A	1
5	40° turbomachinery symposium & 27° international pump users symposium	2.011	Diversos	Existencia de conferencias de empresas como GE Energy, La Turbine o Landsale.	A	1
6	How does a turboexpander work?	-	Richard Rowe	Descripción de poco rigor técnico de aplicaciones y partes de la turboexpander	A	1
7	Expander-generator set with a rating of 5.000 KW	-	Empresa Energy	Esquema funcionamiento. Circuito de refrigeración. Datos experimentales. Modelo TDA. 2 instalaciones reales	A+B+E	3
8	Fuelcell energy, inc. (fcel)	2.007	Wall Street Transcript	Entrevista de Wall Street Transcript a R. Daniel Brdar, el presidente de FuelCell Energy Inc. Sistema híbrido de turboexpander con Enbridge	A+C+E	3
9	Pressure into power	2.004	Bernie Watson	Viabilidad para 700 KW a 7.000 KW, recuperación de 3 a 6 años, ahorro anual 250.000 \$. 0,5 KW más por cada KW generado con motor combustión interna	A	1
10	Under pressure: how one company is harvesting clean energy from gas pipes	2.010	2OC	Entrevista Andrew Mercer (presidente 2OC). -40°C en la depresión. Petición de reconocer la geo-presión como renovable. Combined Heat and Intelligent Power	A	1
11	Retrofit of Tehran city gate station, C.G.S., no.2 by using turboexpander	2.010	Ramin Taheri Seresht y Hassan Khodaei Jalalabadi,	Estaciones y tipos y aplicaciones de turboexpanders. Simulación caso real variando n° turbinas y pre calentamiento, y estudio técnico. Ventajas	A+B+D+E	4

12	Pipeline to ultra-clean generation energy recovery generation (ERG)	-	Administración de NYSEARCH	Sustitución válvula reductora por un turboexpansor. Uso de precalentadores. Instalación Enbridge 2,2MW con pila de combustible	A+B+D+E	4
13	St. Fergus terminal gets turboexpanders for critical service	1.994	Joseph K. Lillard	Artículo completo mediante registro no gratuito	-	-
14	Patente	1.989	Dr. Judson S. Swearingen	Planos turboexpander. Combinación de los elementos auxiliares con la turboexpander	A	1
15	Harvesting pipeline energy to produce electricity	-	Drew Robb	Turboexpander + Pilas de combustible. Proyecto DFC-ERG Milford generará 9 MW a través de 15 kV con eficiencia del 60%	A+B+C+E	4
16	Saskatoon	-	Kevin Hudson	Coste proyecto: 3 millones de \$. La planta generará cero emisiones y aprox. 1 MW	A+E	2
17	Waste heat recovery technology overview	2.009	Marybeth Nored, Melissa Wilcox, Robert McKee	Comparación entre válvula y turboexpander. Características turboexpander	A	1
18	Stephen h. shakeshaft	-	Stephen H. Shakeshaft	Experiencias laborales de Stephen H. Shakeshaft en ingeniería (uso de turboexpander entre ellas)	-	-
19	Using the gas pressure potential for electricity generation at pressure reduction stations	2.009	Dariusz Kowala	Comparación entre reducir la presión con regulador o con turboexpander. Análisis termodinámico y económico	A+D+E	3
20	Turboexpansores	2.010	"Los Puertos de Altagracia"	Reducción de presión mediante turboexpander	A	1
21	Waste energy recovery opportunities for interstate natural gas pipelines	2.008	Bruce A. Hedman	Viabilidad del uso de turboexpansores. Obstáculos para su uso.	A+E	2
22	Hybrid turboexpander and fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations	2.009	Clifford Robert Howard	Simulación por ordenador de una instalación de turboexpander en conjunto con una pila de combustible	A+B+C+D	4
23	Best practices: Enbridge's approach to greening the natural gas T&D network via hybrid fuel cells	2.010	Nadav Enbar y Sam Jaffe	Habla de una iniciativa piloto de Enbridge	A+B+C+D	4

24	Energy regeneration in natural gas pressure reduction stations by use of gas turbo expander; evaluation of available potential in Iran	2.009	Ebrahim Khalili Ardali & Esmacil Heybatian	Simulación de una estación reguladora situada en la ciudad de Shahrekord, Iran.	A+B+C	3
25	An investigation of the performance of a hybrid turboexpander-fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations	2.010	ChaharMahal & Bakhtiari Province Gas Company	Resumen de la referencia "HYBRID TURBOEXPANDER AND FUEL CELL SYSTEM FOR POWER RECOVERY AT NATURAL GAS PRESSURE REDUCTION STATIONS"	A+B+C+D	4
26	Use of expansion turbines in natural gas pressure reduction stations	2.004	Jaroslav Poživil	Explica en que consiste el uso de las turboexpander. Realiza una simulación	A+B	2
27	Natural gas expansion plant	-	Canders; Wolf- Ruediger Kueck; Elmar Siefen; Heinz	Patente planta de expansión de gas	A+B	2
28	Natural gas pressure making clean energy	-	Natural Gas America	Uso de las turboexpander y beneficios	A	1
29	Clean electricity do expansion turbines hold the key?	2.004	Cryostar	Habla de las turboexpander como energía limpia en el futuro. Nombra algunas instalaciones.	A+E	2
30	Man turbo - turbomachinery: compressors and industrial turbines	-	Administración de MAN TURBO AG	Presentación fabricante MAN TURBO AG y productos que fabrica, entre ellos turboexpander	A	1
31	Dresser INC., Mafitrench CORP. sign marketing agreement for the component used on new power generation system	2.004	Dresser	Acuerdo de comercialización para la recuperación de energía. Sistema PiP genera entre 500 KW y 7 MW	A	1
32	Green energy turboexpander	2.011	Desconocido	Turboexpansores, generación de energía limpia en la aplicación de energía geotérmica	A	1

3.2.3 Análisis detallado de las referencias bibliográficas

En esta sección se incluye un resumen de la fuente, el autor, las instituciones involucradas y un resumen de las ideas principales:

- 1) ***Power generation opportunities in Bangladesh from gas pressure reducing stations.*** (Oportunidades de generación de energía eléctrica en Bangladesh a partir de estaciones de regulación de presión de gas natural)

Fuente

3ª Conferencia Internacional de Ingeniería Eléctrica e Informática (ICECE, International Conference on Electrical and Computer Engineering), celebrada en Dhaka, Bangladesh, en el año 2004.

Autor

Arshad Mansoor, vicepresidente del Instituto de Investigación y Desarrollo para la Energía Eléctrica (EPRI, Research and Development for the Electric Power Research Institute). Arshad Mansoor es licenciado en Ingeniería Eléctrica por la Universidad de Bangladesh, y doctor en Ingeniería Eléctrica por el estudio de sistemas eléctricos en la Universidad de Texas (Austin). Además, posee tres patentes en el área de transformadores de potencia y almacenamiento de energía. Mansoor es miembro del Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, y vicepresidente del Comité Nacional de CIGRE de EE.UU., el cual se trata de un Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas. Mansoor, ha publicado numerosos artículos en revistas y en actas de congresos y ha impartido numerosas charlas en diversos foros del mundo técnico.

Organizaciones o empresas implicadas

- Partex Group: importante empresa del sector manufacturero en Bangladesh. Esta introducida en el mercado de productos tales como plásticos, muebles, alimentos o bebidas.
- EPRI PEAC Corporation: filial del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI, Electric Power Research Institute). PEAC, atiende a las siglas de Centro de Aplicaciones de Electrónica de Potencia. Esta organización apoya a las empresas del sector eléctrico para prevenir y solucionar problemas de calidad de energía eléctrica y mejorar el uso eficiente de la energía eléctrica.

Ideas principales

Debido al actual y futuro déficit producción de energía eléctrica en Bangladesh y al objetivo de reducir al mínimo la dependencia con el petróleo, se postula la idea de aprovechar el salto de presión en las estaciones de regulación de gas natural para generar energía eléctrica. Se destaca el bajo impacto medioambiental de este nuevo tipo de generación de energía eléctrica, ya que no se necesita la combustión de un gas adicional, y por lo tanto se reducen notablemente las emisiones de CO₂. Además, se establecen unos parámetros de trabajo, se especifica una disponibilidad de 350 – 355 días al año y se estima un mínimo de 30 años de vida.

También esta tecnología es válida en turbinas de vapor, para determinados procesos industriales que necesitan vapor saturado a baja presión. Comentar, que utilizando un grupo TG, se genera simultáneamente energía eléctrica y vapor a baja presión.

Como datos experimentales, se exponen parámetros de presión y potencia eléctrica generada a partir de distintos caudales de gas natural, y por otro lado, datos reales de estaciones de regulación de presión cercanos a Dhaka.

En conclusiones, se estima un costo de 800 \$ / KW para una instalación de 100 KW, y menos de 300 \$ / KW para una instalación de 1.500 KW. Además, se sugiere la cooperación entre las compañías suministradoras de gas y electricidad, y las empresas privadas, para facilitar la instalación de esta tecnología eficiente.

Enlace

<http://www.buet.ac.bd/eee/publications2004/P115.pdf>

2) Power generation from pressure reduction in the natural gas supply chain in Bangladesh. (*Generación de energía eléctrica a través de la reducción de presión en el red de gas natural en Bangladesh*)

Fuente

Journal of Mechanical Engineering (Revista de Ingeniería Mecánica), Diciembre de 2010.

Autor

Mohammed Mahabubur Rahman, doctor por la Universidad Tecnológica de Texas, actualmente trabaja como profesor para la Universidad de Ingeniería y Tecnología de Bangladesh, en el departamento de Ingeniería del Petróleo. Sus campos de investigación son: ingeniería de minas y producción y transmisión del gas natural.

Organizaciones o empresas implicadas

- Universidad de Ingeniería y Tecnología de Bangladesh, concretamente el departamento de Ingeniería del Petróleo.

Ideas principales

Se destaca que en la mayoría de los casos, se da la necesidad de precalentar el gas natural antes de ser sometido a la expansión en la turbina, debido a la presencia de impurezas y agua en el gas natural.

Además, se nombran las primeras instalaciones de esta tecnología que aparecieron en los 80' en San Diego (California), Memphis (Tennessee), Stockbridge (Georgia) y Hamilton (Nueva Jersey). También, una instalación en Toronto (Canadá) de turboexpander con pilas de bio-combustible en el año 2008, y otra instalación en Londres iniciada en 2009, combinando turboexpander con generadores de combustión de bio-combustible para producir 20 MW. Como investigadores se nombran los siguientes:

- Mirandola y Minca demuestran que la producción específica de energía eléctrica es de 0,028 – 0,0644 KW / Nm³ gas natural. Además, estos mismos investigadores presentaron datos reales de una planta construida en Ravenna, Italia.
- Poživil aportó resultados de la simulación de la estación de Velké Nĕmčice, República Checa, para el estudio del precalentamiento del gas natural.

-
- Ardali y Heybatian publicaron los resultados de un año en la planta de City Gate Station (CGS) en Shahrekord, Irán. La conclusión más importante fue que el periodo de tiempo para la recuperación de la inversión inicial del proyecto fue de 3 años. También destacaron la rentabilidad de esta tecnología en centrales térmicas, combinando esta nueva tecnología con la tradicional.
 - Mansoor, publicó un artículo (comentado anteriormente) en el que esbozaba un plan de acción y las ventajas de esta tecnología sobre Bangladesh, pero sin tener en cuenta el precalentamiento.

Se comenta las características principales de pérdidas de presión en las distintas partes del recorrido del gas natural hasta llegar a la turboexpander: pozo de yacimiento, plantas de proceso de licuefacción, oleoductos y Estaciones de Regulación y Medida (ERM) interprovinciales y urbanas.

En cuanto al principio físico y químico de esta tecnología, se realiza unos simplificados cálculos justificativos, considerando el precalentamiento, a partir un diagrama entálpico. Se incluye además una estimación de la potencia, dependiendo de una serie de parámetros de temperaturas (incluidas las del precalentamiento) y presiones, y se dan resultados experimentales de estaciones reales.

Enlace

http://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=power%20generation%20from%20pressure%20reduction%20in%20the%20natural%20gas%20supply%20chain%20in%20bangladesh&source=web&cd=1&ved=0CDYQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.banglajol.info%2Findex.php%2FJME%2Farticle%2Fdownload%2F7472%2F5627&ei=bxyET8_2M-ql0QWMW4TWBw&usq=AFQjCNHGE24ydUSpVaIJ05pFBpx_f_VjWw

3) *Advanced multivariable control of a turboexpander plant.* (Control avanzado multivariable de una planta de turboexpander)

Fuente

Artículo técnico creado en 2.006 por la empresa privada Bryan Research and Engineering Inc,

Autores

Joel Cantrell es licenciado en Ingeniería Química por la Universidad de Texas A&M, y doctorado por la Universidad de Lehigh en 1.996. Trabaja como investigador en Bryan Research and Engineering Inc., y como consultor de Synfuels coordinando el desarrollo de tecnología GTL con la Universidad de Texas A&M. Keith Bullin, ingeniera que trabaja para Bryan Research and Engineering Inc. Dan Altena, manager general de Anadarko Petroleum Corporation. Michael Howard, trabaja para Anadarko Petroleum Corporation.

Organizaciones o empresas implicadas

- Bryan Research and Engineering Inc. Empresa privada creada en 1974, dedicada a la creación de software y a dar servicios de ingeniería a industrias que utilizan petróleo, gas y productos químicos.
- Anadarko Petroleum Corporation. Empresa creada en el año 2.000 por la fusión de Union Pacific Resources Group Inc. y Anadarko. Es una importante empresa privada dedicada a la producción de petróleo y gas natural en EE.UU., aunque con oportunidades de negocio en África Occidental o China, entre otros países.

Ideas generales

Este artículo describe una aplicación software de un Sistema de Control Distribuido (DCS, Distributed Control System) en la planta Gulf Plains construida en 2.001, en la que se da al gas natural un tratamiento criogénico, mediante compresión, y así conseguir metano, propano, butano y productos naturales de gasolina.

Aunque, la aplicación de turboexpander no es la de generación de energía eléctrica, pero sí sería posible el desarrollo de software por parte de los ingenieros de Bryan Research and Engineering Inc. en este tipo de tecnología.

Enlace

<http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/Advanced%20Multivariable%20Control%20of%20a%20Turboexpander%20Plant.pdf>

4) Course overview Me420 turbo – expander: operation, performance, maintenance & troubleshooting. (*Curso “Visión general de turboexpanders: Funcionamiento, rendimiento, mantenimiento y solución de problemas”*)

Fuente

Web Haward Technology Middle East.

Autor

Dr. John Sproston es el profesor responsable e instructor del presente curso de turboexpanders. Es Ingeniero, y posterior Doctor, en Mecánica e Instrumentación, con más de 35 años de experiencia en la industria de turbinas de gas, turbinas de vapor, motores diésel, bombas, compresores, intercambiadores de calor, válvulas, medidores de flujo e instrumentación y control de procesos. Además de trabajar en Haward Technology Middle East, es consultor de varias industrias en Europa, EE.UU., Asia y Oriente Medio. Durante su vida profesional ha tenido trabajos muy importantes, como en Rolls Royce, o como profesor de Ingeniería Mecánica en la Universidad de Liverpool (Reino Unido). Añadir que ha publicado más de 100 artículos técnicos, y ha contribuido a numerosos libros de texto técnicos, además de trabajar en comisiones internacionales de Ingeniería Mecánica.

Organizaciones o empresas implicadas

- Haward Technology Middle East. Es una de las empresas más importantes de formación técnica acreditada en el mundo, cuya sede central se encuentra en

Dhabi (Emiratos Árabes Unidos). Dispone de más de 1.500 cursos de corta duración y más de 1.000 empleados por todo el mundo. La formación técnica está especialmente enfocada a técnicas producción de energía a través de derivados del petróleo. Sin embargo, ofrecen formación de otras tecnologías muy importantes, por ejemplo:

- Ingeniería química, mecánica, eléctrica, de control, de minas, civil y
- Metalurgia.
- Energías tradicionales, alternativas y renovables.
- Seguridad y salud en ingeniería.
- Gestión de finanzas o gestión de recursos humanos.

Ideas generales

Curso realizado del 11 al 15 de Octubre de 2.009 en el Apartamento 3.301, hotel Hilton Baynunah, Abu Dhabi (Emiratos Árabes Unidos), teniendo un coste de 3.750\$ por participante. El curso fue diseñado para proporcionar a los participantes una visión completa y actualizada de los turboexpanders. Concretamente, el curso abordará los siguientes contenidos de turboexpanders: fundamentos, aplicaciones de recuperación de energía, aplicación criogénica, características de su construcción, eficiencia de esta tecnología, dinámica del rotor, y mantenimiento, con los correspondientes análisis de fallas y sus posteriores soluciones.

El curso está dirigido a un amplio sector de estudiantes o profesionales de ingeniería. Dentro de esta rama, este curso tiene importancia para las siguientes áreas dentro de empresa que utilicen turboexpanders:

- Gestión de operaciones en plantas industriales diversas, como por ejemplo: plantas de generación de energía como ciclos combinados, refinerías, plantas de licuefacción de aire, separación de gases del gas natural, procesos criogénicos, etc.
- Mantenimiento en tipo de plantas industriales comentadas anteriormente.

Enlace

<http://www.harvard.tc/CourseOverviews/2009-10/ME420-10-09%20Overview.asp?id=297>

5) *40° Turbomachinery Symposium & 27° International pump users Symposium.* (40° Congreso de Turbomáquinas y 27° Congreso Internacional de Fabricantes de Bombas)

Fuente

Web Laboratorio de Turbomáquinas de la Universidad de Texas A&M.

Autores

Son numerosos los ingenieros que se encargan de dirigir todo el contenido de este congreso. Estos ingenieros representan a empresas como Petrobras o BP, o a instituciones como la Universidad de Texas, entre otras muchas organizaciones (ver página 47 del enlace siguiente).

Organizaciones o empresas implicadas

- Escuela Técnica de la Universidad de Texas A&M, especialmente el Laboratorio de Turbomáquinas. Esta universidad cuenta con 50.000 estudiantes, ocupando el 4º lugar en el ranking de las universidades públicas de EE.UU. Destacar la inversión anual de 630 millones de dólares en investigación, situándola entre las 20 mejores universidades de este país.
- Empresas que ayudan a la consecución del congreso, y que suministran turbomáquinas y bombas, como por ejemplo: GE Energy, La Turbine o Landsale (ver páginas 118 – 126 del siguiente enlace).

Ideas generales

Este 40º Congreso de Turbomáquinas y Bombas fue celebrado del 12 al 15 de Septiembre de 2011 en el edificio “George R. Brown Convention Center” en Texas (EE.UU.). Este congreso es celebrado anualmente en esta misma sede, siendo este año desde el 24 al 27 de Septiembre.

El comité de este congreso está formado por numerosos ingenieros altamente cualificados en el área de turbomáquinas, que trabajan en grandes empresas de EE.UU. y otros países, las cuales son usuarios o productores de esta maquinaria. Se impartieron conferencias, tutoriales, estudios de casos reales y debates dirigidos éstos por directivos de los principales suministradores de turbomáquinas.

Dentro del amplio sector de las turbomáquinas, se encuentra la tecnología turboexpander. Por lo que lo destacable para el presente estudio, son los debates en los que participaron empresas que fabrican turboexpander para generación de energía eléctrica, como por ejemplo: GE Energy, La Turbine o Landsale.

Enlace

<http://turbolab.tamu.edu/uploads/files/J25581%202011%20Show%20Guide.pdf>

6) *How does a turboexpander work?* (¿Cómo funciona una turboexpander?)

Fuente

Web ehow.com. Se trata de un portal en la que se redactan artículos de temas muy diversos como: comida, salud, economía, familia, moda, y tecnología.

Autor

Richard Rowe, asistió a cursos de ingeniería en el Colegio Central de la Comunidad de Florida (EE.UU.). Es un modesto trabajador, que redacta artículos técnicos en la web ehow.com.

Organizaciones o empresas implicadas

Ninguna.

Ideas generales

Se trata de un artículo con muy poco rigor técnico. En él primeramente se comenta el poco conocimiento de esta tecnología, pero destaca su amplio sector de posibles aplicaciones. A continuación se menciona muy resumidamente el funcionamiento del rotor, y del posible compresor que puede ir conectado a continuación de la turboexpander. Y por último, se describe brevemente alguna de aplicaciones de las turboexpanders como enfriamiento y recuperación de energía eléctrica.

Enlace

http://www.ehow.com/about_6627741_turbo-expander-work_.html

7) *Expander-generator set with a rating of 5.000 KW. (Turboexpander de 5.000 KW de potencia eléctrica generada)*

Fuente

Web de la empresa Energy.

Autor

Personal cualificado de la empresa Energy.

Organizaciones o empresas implicadas

- Energy. Empresa privada con sede central en Ucrania, dedicada a la fabricación de tecnologías asociadas a turbinas de gas para la generación de energía eléctrica, mecánica o térmica. Su cuota de mercado se extiende más allá de su país de origen, teniendo clientes en países como Rusia o Bielorrusia.

Ideas generales

Se describe la instalación de turboexpander que se utiliza para reducir la presión de gas natural para su consumo, aprovechando esta depresión para generar energía mecánica, y con ello energía eléctrica a través de un generador (que no aparece en el diagrama y que aparecería en 2). Un aspecto destacable es el precalentamiento del gas natural (ya explicado anteriormente) mediante el intercambiador de calor 4. Aunque, lo más característico de este diagrama es la presencia de un circuito de refrigeración de la turboexpander (1) cerrado con agua, mediante el uso de los intercambiadores 3 y 7. Así, se controla la temperatura de los devanados de la turboexpander.

Por último, se encuentran las válvulas 5 y 6, que están conectadas a un caudalímetro de gas natural, y que en consecuencia pueden cerrar o abrir el conducto en función del caudal.

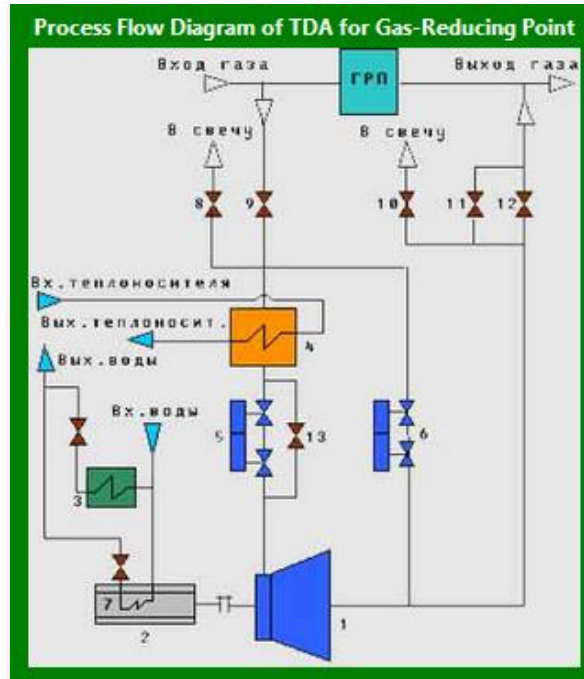


Figura 3.20. Esquema funcionamiento de una turboexpander de Energy (Fuente: Energy)

A continuación se dan datos experimentales como caudal de gas, presiones y temperaturas de entrada y salida, velocidad específica o vida útil, en función de la potencia eléctrica generada.

El artículo continúa con la completa descripción de las características de diseño de la turboexpander TDA, incluyendo ventajas de este modelo como el control automático y remoto de presiones. También se dan ventajas en el servicio, como la instalación/desinstalación modular o diseño de turboexpander a medida del cliente.

Por último, se nombran dos instalaciones reales que se han llevado a cabo con el modelo de turboexpander DGA-5000, que no viene definida por el fabricante:

- Planta TEP-21 de la empresa Mosenergo en Moscú (Rusia), con la instalación de 2 turboexpanders modelo DGA-5000. Mosenergo es la suministradora eléctrica más importante en Rusia. El total de 17 plantas de esta empresa, generan 11.100 MW de potencia eléctrica y 39.900 MW de capacidad calorífica. Las tecnologías utilizadas en esta empresa son diversas: 104 turbinas de cogeneración, 7 unidades de turbinas de gas, un ciclo combinado, estas dos unidades de turboexpanders y 231 calderas.
- Planta Lukoml GRES-1 en Lukoml (Bielorrusia), propiedad de la empresa Gomelenergo, en la que se instaló una turboexpander DGA-5000. Esta empresa se encarga de la producción y distribución de la energía eléctrica en Bielorrusia.

Enlace:

<http://www.energia.com.ua/endga5000.html>

8) *FuelCell ENERGY, INC.* (FCEL)

Fuente

Web FuelCell Energy Inc.

Autor

The Wall Street Transcript. Es una empresa privada cuya sede se encuentra en New York (EE.UU.), que publica artículos relacionados con la actividad empresarial de una industria a cambio de un beneficio económico. Estos artículos son publicados en la web cada dos semanas, y fundamentalmente pueden ser dos tipos:

- Informe técnico de la actividad industrial, redactados por analistas y directivos especializados en esa actividad.
- Entrevista con directores ejecutivos que representan empresas industriales.

Organizaciones o empresas implicadas

- FuelCell Energy Inc. empresa privada con sede situada en Danbury (Connecticut, EE.UU.). Se encarga de la fabricación de pilas de combustible (también llamadas células o celdas de combustible) para generación de energía eléctrica. FuelCell Energy es propietaria de una planta de generación de energía eléctrica en Torrington (Connecticut, EE.UU.) Con una potencia generada mayor a 90 MW por año. La compañía es identificada como la líder en pilas de combustible en generación de megavatios (macrogeneración), habiendo suministrado este producto en más de 50 instalaciones por todo el mundo.

Ideas generales

Es una entrevista de Wall Street Transcript a R. Daniel Brdar, el presidente de FuelCell Energy Inc. Es preguntado por: sus relaciones con la empresa coreana POSCO (mayor productor de energía en Corea), los competidores, estrategias de expansión de negocio, etc. Pero la pregunta que concierne a este estudio de viabilidad es la correspondiente a los mercados en los que está focalizándose la empresa.

Estos mercados son tres: aplicaciones del biogás, regiones en las que se incentive la instalación de energías renovables y aplicaciones en la distribución del gas natural. Es en este último tipo de mercado se encuentran las turboexpanders. FuelCell Energy junto con la empresa Enbridge, han desarrollado un sistema híbrido de turboexpander, situado en las Estaciones de Regulación y Medida (ERM) de gas natural. En este sistema híbrido, se añade al esquema de la introducción de este estudio, una pila de combustible que se dispone en paralelo a la turboexpander para aumentar la energía eléctrica producida, además de ayudar al precalentamiento del gas natural. Brdar defiende la eficiencia de esta aplicación, llegando incluso al 70% en la planta situada en Toronto propiedad de la empresa Enbridge. Para más detalle de esta instalación ver el artículo “Enbridge’s Approach to Greening the Natural Gas T&D Network via Hybrid Fuel Cells”

Enlace

<http://www.fuelcellenergy.com/files/07-16%20TWST%20Dan.pdf>

9) **Pressure into power.** (*Presión convertida en potencia*)

Fuente

Web GasNet (Brasil). Se trata de un portal de información sobre el gas natural en Brasil, como por ejemplo: noticias, producción, artículos técnicos de distribución, almacenamiento y mantenimiento de gas natural, etc. Además, sirve de escaparate para empresas del sector del gas natural en Brasil.

Autor

Bernie Watson, con estudios en la Universidad Cardinal Stritch (Milwaukee, EE.UU.) y en la Universidad Manchester Metropolitan (Inglaterra). Watson, trabaja en la actualidad como manager en la empresa privada Synerject LLC, cuya actividad es el desarrollo de productos y tecnologías relacionados con motores de gasolina para transportes acuáticos y de recreo y motos. Ha trabajado en empresas relacionadas con tecnologías de distribución de gas natural, entre las que destacan:

- Dresser, en la sección Roots. Dresser – Roots, empresa privada con sede en Waukesha (EE.UU.) fabrica compresores centrífugos. Roots dispone de otras líneas de comercio, formando todos ellos una de las mayores empresas en EE.UU. dedicadas al desarrollo de productos y tecnologías relacionados con la energía.
- Waukesha gas engines, empresa privada que anteriormente pertenecía a Dresser, pero que en la actualidad pertenece a General Electric. Se dedica a la fabricación de motores para generación de potencia eléctrica y térmica, motores de compresión de gas, y a la fabricación de bancos de pruebas de motores.

Organizaciones o empresas implicadas

Dresser.

Ideas generales

Este artículo fue publicado en Julio de 2.004 en GasNet (Brasil). En primer lugar se describe brevemente la aplicación de recuperación de energía mediante la depresión en la distribución de gas natural.

Destacable es que 27 instalaciones (no definidas) han instalado esta tecnología, siendo económicamente viable. Se ha demostrado que para que sea viable la potencia generada debe ser de 750 KW a 7.000 KW, recuperando la inversión inicial en un plazo de 3 a 6 años, con un ahorro de 250.000 \$ anuales. Sin embargo, se recalca que estas cifras dependen del lugar, ya que inciden factores como costes de electricidad y de gas natural.

Para la recuperación de energía son posibles dos máquinas: motor de expansión o turboexpander, en las que en ninguna de ellas se consume gas natural. A continuación se define brevemente el funcionamiento de ambas máquinas.

Se habla también del precalentamiento (ya explicado en la introducción del estudio), y se añade otro elemento con el objetivo de ahorrar. Este elemento es un motor de combustión interna, con la idea de utilizar este elemento como fuente de calor para precalentar el gas natural, a la vez que está generando más electricidad. Esta combinación es más barata que la generación tradicional de electricidad (combustión), ya que una unidad de energía eléctrica vale más dinero que la unidad calorífica de gas natural, y además se mantiene en un rango de eficiencia de 80 % – 93 %. Una regla aproximada, es que por 1 KW generado por la turboexpander, el precalentamiento por el motor de combustión interna aporta 0,5 KW más de energía eléctrica. Por ejemplo, una turboexpander que genere 1 MW, el uso de un motor de combustión interna generaría aproximadamente 500 KW más. Además, el tiempo de inactividad de un motor de combustión interna es de cinco días al año para su mantenimiento, mientras que en la turboexpander normalmente pueden funcionar todo el año, con una sustitución de piezas en un periodo de 5 a 10 años.

Enlace

<http://www.gasnet.com.br/conteudo/2578>

10) *Under pressure: how one company is harvesting clean energy from gas pipes.* (Cómo una empresa aprovecha energía limpia de la distribución de gas)

Fuente

Web de Greenwise Business. Organización situada en Utah (EE.UU.), que ofrecen recursos y apoyos necesarios a empresas que contribuyen al cuidado del medioambiente. Esta organización está comprometida a ayudar a empresas para mejorar los recursos en reciclaje y para reducir desechos.

Autor

Desconocido

Organizaciones o empresas implicadas

- 2OC: Empresa privada con sede situada en Bath (Reino Unido), que se encarga de la elaboración de proyectos de generación de energía a partir de las Estaciones de Regulación y Medida (ERM). Su primera planta fue construida en Londres, produciendo más de 18 MW de energía eléctrica dirigida a un cliente privado y a la red eléctrica de la ciudad, y además, 1 MW de energía calorífica para la red de la ciudad.

Ideas generales

En primer lugar, se describe la carrera profesional del presidente de la empresa 2OC, Andrew Mercer. Se nombra la instalación de turboexpander que se llevó a cabo en Suiza, y que fue realizada por la empresa 2CO. A continuación se describe la depresión, y el consecuente descenso de temperatura de – 40 °C, en el proceso de expansión de gas natural.

Mercer solicita que la energía basada en la geo-presión sea reconocida como renovable, para invertir en la generación de energía a partir de ello. Este debate gira en torno a la idea de que cuanta energía es natural, y cuanta energía es debida a la compresión, añadiendo la idea de que el gas natural es un recurso finito.

El presidente de 2OC también defiende la generación de energía eléctrica y calor combinados, nombradas estas instalaciones como Combined Heat and Intelligent Power (CHIP). Se destaca en ellos el uso del motor de combustión, funcionando con aceite vegetal de combustible, que se encarga del calentamiento del gas natural subenfriado. Usar este equipo supone un ahorro económico y una reducción de emisiones contaminantes. Actualmente, esta empresa está realizando el proyecto Blue-BG, conjunto con la Red Nacional británica.

Por último, defiende el uso de la energía solar concentrada (no aplicable a este estudio).

Enlace

<http://www.greenwisebusiness.co.uk/news/under-pressure-how-one-company-is-harvesting-clean-energy-from-gas-pipes-1394.aspx>

11) Retrofit of Tehran city gate station, C.G.S., no.2 by using turboexpander.

(Adaptación de la ERM N°2 de la ciudad de Teherán, usando turboexpander)

Fuente

Web de la Conferencia de Tecnología Energética Industrial, IETC (Industrial Energy Technology Conference). Organizado por el Laboratorio de Sistemas de Energía de la Universidad de Texas A & M y el Departamento de Luisiana de Recursos Naturales. La conferencia en la que fue impartida este artículo fue en el año 2.010 El enlace web de la IETC es el siguiente: <http://ietc.tamu.edu/home>

Autores

- Ramin Taheri Seresht. Actualmente es el presidente del consejo de administración de la empresa Yasun Farayand. En el pasado, fue director ejecutivo de la empresa Azar Pajouhan Andish, la cual se dedica a la distribución de gas natural. El enlace web de esta última empresa es el siguiente: <http://www.azarpajouhan.com/>
- Hassan Khodaei Jalalabadi, ingeniero que trabaja en la empresa Yasun Farayand.
- Organizaciones o empresas implicadas:
- Yasun Farayand: empresa privada situada en Teherán (Irán), cuya actividad industrial está relacionada con energías derivadas del petróleo. No se ha encontrado más información en la web de esta empresa.
- Universidad Tecnológica de K.N. Toosi, situada en Teherán (Irán). Lo más destacable de la actividad de esta universidad, son los programas internacionales

de investigación en ingeniería industrial, junto con otras universidades de países como Reino Unido, Holanda y Rusia.

Ideas generales

Lo primeramente destacable, es la definición de los distintos tipos de estaciones de regulación de presión del gas natural, siendo las siguientes:

- City Gate Station (C.G.S.).
- Town Broad Station (T.B.S.).
- Combinatory Station (C.G.S. / T.B.S.).
- Estación para consumo industrial.
- Estación para consumo doméstico.

Además se comparan las anteriores estaciones a partir de los valores de presión de entrada, salida y finales.

A continuación se describen los elementos principales de una estación convencional, destacando que la función de reducir la presión para el consumidor final, lo hace el regulador, concretamente la válvula de mariposa que dispone este elemento.

Entonces, para recuperar esa energía perdida en el regulador, se impone el uso de turboexpander o turbinas de expansión. Éstas pueden ser radiales o axiales, y a su vez se dividen en: de impulso, de reacción o complejas.

Dependiendo si conectamos un compresor o una caja reductora más un generador, se pueden conseguir unas u otras aplicaciones. Las aplicaciones de las turboexpanders pueden ser las siguientes:

- Recuperación de gas a alta presión para obtener energía eléctrica.
- Procesos criogénicos.
- Industrias químicas y petroquímicas (incluyendo el proceso FCC o proceso de refinación del petróleo, y la producción de ácido nítrico, ácido acético y ácido tereftálico).
- Industrias petrolíferas y que utilicen gas.
- Separación de los compuestos del aire.
- Licuefacción de gases (como por ejemplo el Helio).
- Componentes del gas natural separables por condensación.
- Generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica.

Después de describir breves aspectos termodinámicos (no relevantes para este estudio), se dan las razones por las que se realiza el estudio de esta tecnología en la C.G.S. N° 2 de Teherán para producción de energía eléctrica. Tras describir los

componentes del gas natural que pasa por esta estación, los parámetros de temperaturas, presiones y flujos en los meses en un año, y un análisis exergético, se describe la simulación para este caso real.

En la simulación se estudian 2 casos: una turboexpander instalada en paralelo con la estación, y 3 turboexpanders instaladas en paralelo con cada una de las unidades de la estación. A su vez, cada uno de estos dos casos se estudia para gas sin precalentar y gas precalentado. En la simulación se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 3.5

Tabla 3.5. 1ª parte de Estudio económico Yasun Farayand. [13]

Estados de simulación	Potencia generada (KW)	Energía anual producida (KWh)
1 Turboexpander sin precalentamiento del gas	19.347,6	64.841,552
1 Turboexpander con precalentamiento del gas	20.728,1	176.603,412
3 Turboexpanders sin precalentamiento del gas	19.347,6	164.841,552
3 Turboexpanders con precalentamiento del gas	20.728,5	176.606,820

Tras éste análisis, se realiza un estudio económico para el mismo caso real. Para ello se considera la siguiente relación:

$$\text{Precio(millones_\$)} = 0,005312 \times [\text{Potencia_salida(kW)}]^{0,7294} \quad (5)$$

Teniendo en cuenta además el precio del KW desde 1.998 hasta 2.010 en Irán, se resumen los resultados económicos en la Tabla 3.6:

- A = Costes de la instalación (millones de riales)
- B = Costes de mantenimiento (millones de riales)
- C = Costes de inversión (millones de riales)
- D = Ingresos anuales de energía eléctrica producida considerando precios locales (millones de riales)
- E = Ingresos anuales de energía eléctrica producida considerando precios globales (millones de riales)
- F = Tiempo de recuperación de la inversión considerando precios locales (años)
- G = Tiempo de recuperación de la inversión considerando precios locales (años)

$$1 \text{ €} = 16.204,29 \text{ riales}$$

Tabla 3.6. 2ª parte de Estudio económico Yasun Farayand. [13]

Nº de turbinas	Precio de una turbina (millones de riales)	Precio total de turbinas instaladas (millones de riales)	A	B	C	D	E	F	G
1	75.000	75.000	1.500	750	76.500	43.181	46.132	1,8	1,7
3	34.000	102.000	2.040	1.020	104.040	43.181	46.132	2,5	2,3

Por último, se dan las conclusiones del estudio, que en realidad son ventajas de esta tecnología con respecto a las plantas de generación eléctrica convencionales.

- 1) Para empezar a producir no se necesita una alta inversión inicial.
- 2) No se da la combustión de un combustible fósil.
- 3) No hay emisiones de gases contaminantes al medio ambiente.
- 4) Los costes de mantenimiento y sus operaciones son inferiores.
- 5) No es necesario un elevado número de personal.
- 6) La instalación ocupa un menor espacio.

Enlace

http://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=yasun%20farayand%20company&source=web&cd=1&sqi=2&ved=0CCYQFjAA&url=http%3A%2F%2Fietc.tamu.edu%2Fwp-content%2Fuploads%2Fsessions%2Fs11p3.ppt&ei=IDeeT6T4AZSG8gPtvfUc&usg=AFQjCNHe6fPeVHEAgsf_LUX-p9DEiM1weA

12) Pipeline to ultra-clean generation. energy recovery generation (ERG).
(Tubería de generación ultra-Clean. Recuperación de energía)

Fuente

NYSEARCH forma parte de la empresa privada NORTHEAST GAS ASSOCIATION y es la encargada de gestionar una de las principales investigaciones de gas natural, el desarrollo y la demostración de programas (I+D) en los Estados Unidos.

Autor

Los autores de este artículo son los propios trabajadores de NYSEARCH.

Organizaciones o empresas implicadas:

La empresa privada NORTHEAST GAS ASSOCIATION es una asociación comercial regional que se centra en la investigación de la tecnología de educación y formación y el desarrollo de operaciones, planificación y aumento de la conciencia pública de gas natural en el Noreste de los EE.UU.

Su misión es promover y mejorar la prestación segura, confiable, eficiente y ambiental responsable del gas natural a los clientes de la región.

Ideas generales:

El proyecto presente en este artículo ha demostrado que el uso de la energía inherente a la tubería de gas se puede utilizar para producir electricidad de una manera altamente eficiente, además de reducir en gran medida las emisiones de carbono a la atmósfera.

Se produce la sustitución de una válvula reductora por un turboexpansor con el fin de producir trabajo con la energía perdida. La caída de temperatura se compensa con precalentadores, generalmente por baños de glicol, aunque la eficiencia es muy baja (entorno al 40%), por lo que se sustituye por pila de combustible que proporciona la temperatura necesaria y produce electricidad directamente.

Enbridge diseñó, construyó y actualmente opera y mantiene la primera planta de 2,2MW de potencia híbrida utilizando un sistema de cogeneración de turboexpander y de pila de combustible construido en una ciudad de puerta de estación ya existente, con una eficiencia en torno al 60%.

Dicha instalación se muestra a continuación esquemáticamente a la izquierda de la imagen, y a la derecha tenemos 2.2 MW Ultra-Clean Hybrid Power Generation. Facility Located at an Existing Urban Gate Station:

Por lo tanto, NYSEARCH ha aprendido las lecciones de Enbridge, ya que éstos han compartido experiencias de mejora y la prevención de escenarios a partir de esta primera instalación, además de ofrecer a los financiadores de NYSEARCH una base para continuar realizando limpios lugares de generación de energía.

Enlace

http://www.nysearch.org/publications/Tech_Brief_2011/M2005-007_UltraCleanGeneration_TBv2011_012412.pdf

13) ST. Fergus Terminal gets turboexpanders for critical service. (*Turboexpander en Fergus terminal para servicios críticos*)

Fuente

Oil & Gas Journal es una revista que realiza publicaciones semanalmente, líder en la industria petrolera, con una cobertura en todo el mundo. La revista es publicada por Penn Well Corporation.

Autor

Joseph K. Lillard perteneciente a la sociedad de Santa María, situada en California.

Ideas generales:

Para realizar la lectura completa de este artículo se exige la inscripción a la revista Oil & Gas Journal pagando su precio correspondiente, por lo que no se ha podido llegar al fondo de este artículo.

Enlace

<http://www.ogj.com/articles/print/volume-92/issue-36/in-this-issue/refining/st-fergus-terminal-gets-turboexpanders-for-critical-service.html>

14) *Patente turboexpander*

Fuente

Nuestra fuente son las patentes que se encuentran ubicadas en google.

Autor

Dr. Judson S. Swearingen (11 Enero 1907 – 5 Septiembre 1999, Glendora, California) inventor y empresario. Hizo importantes contribuciones a la tecnología criogénica de expansores, compresores y el diseño de los sellos del eje de alta velocidad de las máquinas.

Organizaciones o empresas implicadas

RotoFlow Corporation ha sido, desde el principio, tanto el pionero como el líder en la tecnología de turboexpander en aplicaciones de gas natural. El Dr. Judson S. Swearingen fundador de RotoFlow Corporation, Inc., inició el programa para la construcción y operación del primer hidrocarburo turboexpander.

Ideas generales

En la patente podemos encontrar tanto los planos correspondientes a la turboexpander, donde podemos ver los componentes que la forman, como la definición de las distintas combinaciones que pueden presentar los componentes asociados a la turboexpander.

Enlace

<http://www.google.com/patents/US5045711>

15) *Harvesting pipeline energy to produce electricity.* (Energía híbrida para generar electricidad)

Fuente

Power Engineering, fundada en 1896, es la voz global de la industria de generación de energía que ofrece a los lectores la información crítica necesaria para seguir siendo eficiente y competitiva en el mercado actual. Es parte del grupo de energía Penn Well, la mayor editorial de EE.UU. de libros eléctricos de potencia de la industria, directorios, mapas y conferencias.

Autor

El autor de este artículo es el escritor independiente Drew Robb habitual colaborador de la revista Power Engineering.

Organizaciones o empresas implicadas

Penn Energy, donde podemos encontrar la información más reciente sobre la industria de la energía.

Ideas generales

Utilizando una planta de energía híbrido que consta de una planta de energía directa FuelCell y un turboexpansor generador, titulado FuelCell-Generation de Energía de recuperación del sistema (CPD-ERG). Se utiliza gas a alta presión para generar energía, mientras al mismo tiempo reducimos la presión para la entrega a través de la red.

La electricidad se genera utilizando la energía que de otro modo se perdería en la reducción de la presión de la línea a través de una válvula de estrangulación.

El diseño de este tipo de sistema y su integración es el resultado de un esfuerzo de desarrollo conjunto de Enbridge Inc. de Alberta, Canadá y FuelCell Energy Inc., con sede en Danbury.

Las pilas de combustible son una parte integral del proceso y consisten en un estacionario fundido de carbonato directo FuelCell (CPD). Una pequeña porción del gas natural que pasa a través de la turboexpander está internamente dentro de la célula de combustible para producir hidrógeno. La electricidad es el resultado del proceso electroquímico y los mejores niveles de eficiencia de la DFC-ERG, además de reducir los gases del efecto invernadero.

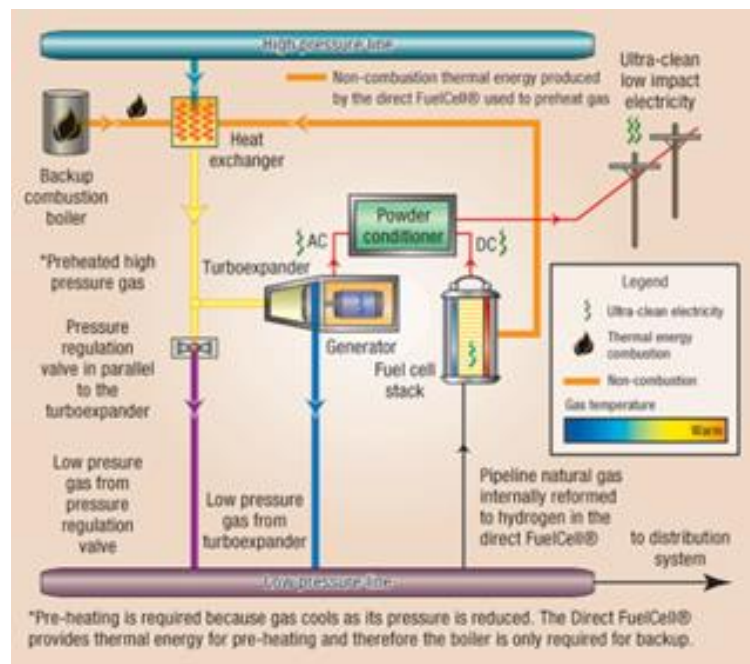


Figura 3.21. Instalación Enbridge II. (Fuente: FuelCell Energy)

La primera instalación DFC-ERG se encuentra en un centro de Enbridge en Toronto, Ontario, y está operativo desde finales de 2007. Dicha instalación sirve como prueba de campo para seguir avanzando en el concepto DFC-ERG.

Un proyecto más amplio, conocido como el proyecto DFC-ERG Milford, está actualmente en curso. Se trata de un combinado de células de combustible/turboexpansor en una planta de energía prevista para la instalación en una estación de bajada de Southern Connecticut Gas Co. Cuando dicha planta esté terminada y operativa, generará 9MW de potencia suministrada a la red a través de 15kV con el United Illuminating Co, con eficiencias mayores al 60%.

Enlace

<http://www.pennenergy.com/index/power/display.articles.power-engineering.volume-111.issue-11.departments.dg-update.harvesting-pipeline-energy-to-produce-electricity.html>

16) SASKATOON

Fuente

City of Saskatoon, ubicada en la parte central de Saskatchewan, Canadá.

Autor

Kevin Hudson, Ingeniero de energía alternativa.

Organizaciones o empresas implicadas

Están involucrados la Universidad de Saskatchewan, la compañía eléctrica Saskatoon light & power, SaskEnergy y la subdirección de servicios del medio ambiente.

Ideas generales

El costo de capital estimado para este proyecto de turboexpansor es de 3 millones de dólares, con proyecciones de ingresos anuales estimados de unos 300.000 dólares en el año 2012. El proyecto se propone como una empresa conjunta entre la ciudad de Saskatoon y Sask Energy Incorporated.

Definiendo un turboexpansor como una turbina a través de la cual se expande una gas a alta presión (es decir, se reduce su presión). En este proceso es en el que se produce la energía. Esa energía, que de otro modo se perdería, puede ser capturada y utilizada para hacer funcionar un generador que a su vez produce electricidad.

Cuando la presión del gas natural se reduce, va acompañado de una caída de la temperatura. Si el gas natural se enfría por debajo de un cierto punto, la humedad en el gas puede congelarse y causar problemas en el transporte. Para hacer frente a este problema, el calor producido por el vertedero de gas adyacente de generación de energía se utiliza para precalentar el gas natural antes de la reducción de presión.

La planta de generación con turboexpansor producirá energía con cero emisiones (más de 3.600 toneladas de emisiones de gases de efecto invernadero se evitará cada año) y aproximadamente 1MW de electricidad, con lo que aproximadamente se podrá abastecer a 600 viviendas.

Siempre ha sido posible la producción de electricidad usando un turboexpansor para la reducción de presión, pero para ser económicamente viable, una fuente de bajo coste de calor era necesaria. Por lo tanto, el proyecto de turboexpansor ahora es posible porque el proyecto del biogás es posible.

Enlace

<http://www.saskatoon.ca/DEPARTMENTS/Utility%20Services/Saskatoon%20Light%20and%20Power/Documents/Landfill%20Gas%20and%20Turboexpander%20Projects%20FAQ%20Nov%2026,%202010.pdf>

17) Waste heat recovery technology overview. (*Recuperación del calor residual. Descripción de la tecnología*)

Fuente

Southwest Research Institute con sede en San Antonio, Texas, es una de las más grandes y antiguas organizaciones de investigación independiente, sin fines de lucro, de aplicación y desarrollo en los Estados Unidos.

Autores

Marybeth Nored, Melissa Wilcox, Robert McKee.

Organizaciones o empresas implicadas

En este caso la organización coincide con la fuente, Southwest Research Institute.

Ideas generales

En referencia a los turboexpansores podemos decir que generan torsión a través de la expansión de gas de alta presión. Sus aplicaciones son GNL y las aplicaciones de procesamiento de hidrocarburos (flujos constantes y la relación de presión).

En cuanto a la industria de gas natural, las turboexpanders regulan la presión de la transmisión de tuberías a las líneas de distribución.

A la izquierda podemos apreciar el regulador de presión ya existente (mediante una válvula) y a la derecha la propuesta de turboexpander, que disminuye la presión como la válvula pero además produce energía.

Hay que tener en cuenta que los turboexpansores requieren ya sea gas de pre o post calentamiento para evitar sobrepasar el punto de rocío.

Podemos destacar las siguientes características de las turboexpanders:

- De 600\$ a 2300\$/KW (es decir, un promedio de 1450\$/KW).
- Alta variabilidad de los flujos en las tuberías.

-
- No es una fuente constante de energía.
 - El aumento de los costos de O&M en la estación de regulación.
 - Varias instalaciones en EE.UU. en el pasado, pero desde entonces se han ido apagando debido a la economía.

Enlace

<http://www.docstoc.com/docs/39379277/Waste-Heat-Recovery-Technology-Overview>

18) **STEPHEN H. SHAKESHAFT**

Fuente

Página web de consulta de Stephen H. Shakeshaft, con más de 30 años de experiencia en consultoría en la industria petroquímica, farmacéutica, industrias de producción de gas/licuefacción, ciclo del combustible nuclear y la producción combinada de calor y electricidad.

Autor

Stephen H. Shakeshaft, ingeniero profesional con más de 30 años de experiencia en distintos campos: equipos rotativos e ingeniería mecánica a través de una amplia gama de industrias tales como la producción de gas/licuefacción (GNL), la petroquímica, la energía nuclear, productos farmacéuticos y de turbinas de gas.

Organizaciones o empresas implicadas

AEG Kanis (gas caliente), Cryostar – BOC (criogénico) de Atlas Copco y APCI – Air Productos Cryomachines (criogénico).

Ideas generales

En este artículo se presentan las distintas experiencias laborales de Stephen H. Shakeshaft en distintas facetas de la ingeniería. Como se puede apreciar, presenta experiencia en la tecnología de turboexpansores.

Enlace

<http://www.shs-consulting.co.uk/stephenhshakeshaft.doc>

19) ***Using the gas pressure potential for electricity generation at pressure reduction stations. (Utilizar el potencial de presión de gas para la generación de electricidad en las estaciones de reducción de presión)***

Fuente

Silesian University of Technology (SUT), es una de las más grandes universidades de tecnología en Polonia, con más de 65 años de exitosa tradición en la educación, la investigación y desarrollo, así como la cooperación con la industria.

Autor

El autor de este artículo es Dariusz Kowala, cuyo tutor es Wojciech Kostowski, pertenecientes a la Silesian University of Technology de Polonia.

Organización o empresas implicadas

En este caso coincide con la fuente, Silesian University of Technology (SUT).

Ideas generales

Podemos ver la comparación entre reducir la presión con un regulador o con una turboexpander (Ver Tabla 3.1 en página 45)

Podemos destacar como beneficios de la aplicación de turboexpansores la energía adicional que se genera en el sistema de transmisión de gas, que la energía mecánica se puede convertir en electricidad y la ganancia en la venta de electricidad o reducción de los costos de operación.

Una turboexpander del fabricante GASCONTROL, se encuentra instalada en la República Checa, dentro de una línea clásica de regulación. La eficiencia isoentrópica es baja y no necesita de un precalentamiento.

Para una turboexpander del fabricante RMG, el rendimiento isoentrópico es alto, aunque es necesario un precalentamiento a una temperatura superior.

En la segunda parte de este artículo se realiza un análisis termodinámico y económico con el fin de obtener la suficiente información de la conveniencia o no del uso de las turboexpanders.

20) Turboexpansores

Fuente

BuenasTareas.com, es una comunidad en crecimiento con muchos documentos, informes de investigación gratuitos, monografías, y resúmenes de libros gratis en línea. Los trabajos son gratuitos y escritos por estudiantes para estudiantes.

Autor

Realizado por “Los Puertos De Altagracia”.

Organizaciones o empresas implicadas

República Bolivariana de Venezuela, Ministerio del Poder Popular para la Educación Superior Universidad Nacional Experimental “Rafael María Baralt”. Programa: Ingeniería y Tecnología. Proyecto: Ingeniería de Gas. Cátedra: Equipos de Procesos II. La Universidad Nacional Experimental “Rafael María Baralt” es una institución de Educación Superior Pública ubicada en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo que tiene como misión impulsar el desarrollo de la subregión a través de la preparación de profesionales para la industria, así mismo colabora con las comunidades en su crecimiento cultural y social.

Ideas generales

El uso de los turboexpansores es una forma eficaz de reducir la presión de un fluido pasando de un estado de alta presión y temperatura a uno de menor presión y temperatura.

Dentro de la industria petrolera existen procesos en los cuales se requiere de energía eléctrica. La generación de la misma es una de las principales fuentes de desarrollo y de mejora de calidad de vida del hombre actual.

Enlace

<http://www.buenastareas.com/ensayos/Turboexpansores/164951.html>

21) *Waste energy recovery opportunities for interstate natural gas pipelines.* *(Oportunidades de recuperación de energía en tubería interestatal de gas natural)*

Fuente

Gulf Coast Clean Energy, tiene su sede en el Centro de Investigación Avanzada de Houston en The Woodlands, Texas. Fue creado para promover la tecnología de energía limpia mediante el uso de calor y electricidad combinados (CHP), recuperación del calor residual (WHR), y el distrito de la energía (DE) en Texas, Louisiana u Oklahoma. El centro trata de educar a los futuros padres adoptivos de energía limpia, para promover tecnologías de energía limpia como opciones viables técnica y económica en la región de los tres estados, y para aprovechar los recursos regionales existentes y potenciales.

Autor

Bruce A. Hedman, perteneciente a Energy and Environmental Analysis, Inc., an ICF International Company.

Organizaciones o empresas implicadas

Interstate Natural Gas Association of America (INGAA), es una organización que defiende las posiciones reglamentarias y legislativas de importancia para la industria de la tubería de gas natural en America del Norte.

Se compone de 26 miembros, que representan la gran mayoría de las empresas de gas natural interestatal de gaseoductos de transmisión en EE.UU. y las empresas comparables en Canadá.

Ideas generales

Centrándonos en el apartado aplicación de turboexpansores para recuperación de energía por disminución de presión, podemos decir que los expansores se usan comúnmente en la separación de aire, GNL y las aplicaciones de procesamiento de hidrocarburos.

La industria ha evaluado periódicamente la viabilidad de utilizar turboexpansores para recuperar la energía útil de la caída de presión en forma de caballos de fuerza

del eje que podría generar electricidad para el uso interno o para su venta a la red eléctrica. Sin embargo, los proyectos no han sido económicamente viables debido a la combinación de un alto costo de capital, los bajos precios de compra de energía y grandes variaciones en el flujo y la relación de la presión en las estaciones de reducción de presión que afectan el desempeño del turboexpansor.

Los obstáculos para la solicitud de turboexpansores son los costos de capital, los costos de operación, los ingresos por ventas de energía, la relación de presión y el flujo.

Sin embargo, los turboexpansores se han utilizado con éxito en GNL y naturales plantas procesadoras de gas, debido a que muchos de los factores limitantes mencionados anteriormente están ausentes. Las velocidades de flujo y caídas de presión en estas instalaciones son constantes y predecibles.

Cabe señalar que a pesar del éxito limitado, elementos de la industria siguen periódicamente evaluando la economía y la aplicabilidad potencial de turboexpansores al sistema de tuberías. Los ejemplos más recientes son los proyectos de demostración en marcha en Canadá y Estados Unidos.

Enlace

http://www.gulfcoastcleanenergy.org/Portals/24/Reports_studies/WHR%20Opportunities_ICF.pdf

22) *Hybrid turboexpander and fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations.* (Turboexpander y fuel cell para recuperar la energía de estaciones de reducción de presión)

Fuente

Queen's University (Kingston, Ontario, Canada)

Autor

Clifford Robert Howard

Organizaciones implicadas

Queen's University (Kingston, Ontario, Canadá)

Tesis dirigida por el departamento de ingeniería mecánica y materiales, en noviembre de 2009.

Ideas principales

Explica cómo se transporta el gas natural, nombrando y explicando el funcionamiento de elementos comunes como válvulas y calderas. Además explica el funcionamiento básico y las posibles aplicaciones de las turbinas expansoras y de las pilas de combustible.

Hace unas estimaciones, las cuales tal y como el autor dice son optimistas, de que para el caso de Canadá la energía que puede recuperarse en las reducciones de

presión desde el pozo de gas hasta el consumidor, sería de 5,88MW, y para el total de la red de Canadá alcanzaría los 172MW.

Estudio que investiga la instalación del sistema de turbina de expansión híbrida y pilas de combustible para recuperar energía en las estaciones de reducción de presión del gas. Realiza simulaciones teóricas de distintas configuraciones basadas en los datos obtenidos de una instalación real. La diferencia más importante entre las configuraciones se basa en el uso de la energía almacenada en la pila de combustible también para realizar el precalentamiento en un caso, y del uso una caldera otro.

Obtiene las conclusiones de que al añadir la pila de combustible se produce un efecto significativo en la eficiencia aumentado en aproximadamente un 10%. Además destaca la reducción de emisiones de dióxido de carbono que supone el uso de pilas de combustible para precalentar el gas en lugar de usar las convencionales calderas.

Instalación

El estudio está basado en una instalación desarrollada por las empresas Enbridge Inc. y Fuel Cell Energy, actualmente en funcionamiento en la sede de Enbridge en Toronto, Canadá.

Enlace

http://qspace.library.queensu.ca/bitstream/1974/5314/1/Howard_Clifford_R_200911_MASc.pdf

23) *Best practices: ENBRIDGE'S approach to greening the natural gas T&D network via hybrid fuel cells.* (Buenas prácticas: enfoque de ENBRIDGE para ecologizar el gas natural de red a través de las células de combustible)

Fuente

Energy insights

Autor

Nadav Enbar y Sam Jaffe

Organizaciones implicadas

Consultores independientes especializados en mercadotecnia y en la industria energética.

Ideas principales

Habla de una iniciativa piloto de Enbridge (la empresa de transporte energético más grande de Estados Unidos), de una instalación de dos turbinas de expansión de 2.2 MW y una pila de combustible fabricada por Fuel Cell Energy de 1.2 MW.

El objetivo es recuperar la energía que se pierde en las reducciones de presión de las tuberías de gas natural, obteniendo la máxima eficiencia y reduciendo al máximo en impacto medioambiental.

Además destaca las bajas emisiones y ruidos, pudiendo ser instalada en áreas con restricciones para ambos efectos.

Sin embargo el proyecto ha encontrado barreras de mercado por la adversidad económica del mismo. Se ha visto obligado a vender la electricidad al mismo precio común, el cual resulta ser demasiado bajo. Aunque se estima que si se vendiera al mismo precio que otras energías como la eólica, la instalación empezaría a ser rentable.

Enlace

https://www.enbridgegas.com/assets/docs/greening_natural_gas.pdf



Figura 3.22. Instalación Enbridge III. (Fuente: Enbridge 2009)

24) *Energy regeneration in natural gas pressure reduction stations by use of gas turbo expander; evaluation of available potential in Iran.* (*Regeneración de energía en estaciones de reducción de presión de gas natural por el uso del turboexpander; evaluación del potencial disponible en Irán*)

Fuente

www.igu.org

Autor

Ebrahim Khalili Ardali (*National Iranian Gas Company*)

Esmaeil Heybatian (*Chahar Mahal & Bakhtiari Province Gas Company*)

Organizaciones implicadas

National Iranian Gas Company

Chahar Mahal & Bakhtiari Province Gas Company

Ideas principales

Hacen una simulación de una estación reguladora situada en la ciudad de Shahrekord, Iran.

Suponen una turbina expansora con eficiencia isentrópica del 85%, con una producción aproximada de 1.8 MW. Tras el análisis económico llegan a un periodo de amortización de la inversión de 3 años. Según sus calculas si se instalaran este tipo de sistemas en todas las estaciones de regulación de Irán los ingresos anuales serían de 160 millones de dólares.

Nombran varias limitaciones como son:

- El elevado coste de las instalaciones, aunque el coste por KW es menor cuanto mayor es la instalación.
- Los costes de mantenimiento y operación que suponen aproximadamente un 2 % del coste total de la instalación.
- El flujo variable de la tuberías, aunque las turbinas expansoras pueden funcionar entre el 50 y el 140% del flujo de diseño, lo que implica que en muchas ocasiones no estará en funcionamiento.

Enlace

<http://www.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00399.pdf>

25) *An investigation of the performance of a hybrid turboexpander-fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations.*
(*Investigación de la actuación de un turboexpander y fuel cell para recuperar la energía de estaciones de reducción de presión*)

Se trata de un resumen del artículo "*Hybrid turboexpander and fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations*"

26) *Use of expansion turbines in natural gas pressure reduction stations.* (*Uso de turbinas de expansion en estaciones de regulación de gas natural*)

Fuente

<http://actamont.tuke.sk/>

Autor

Jaroslav Poživil

Organizaciones implicadas

Instituto de tecnología química de Praga, departamento de informática e ingeniería de control.

Ideas principales

Explica en qué consiste el uso de las turboexpander, comentando los aspectos por los cuales puede resultar interesante.

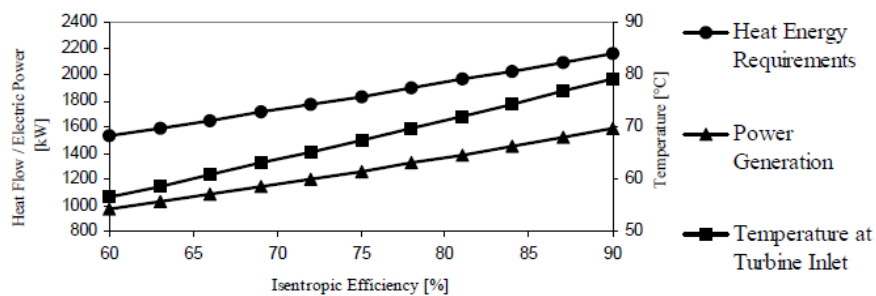
Realiza una simulación con el software HYSYS.Process 2.2, basada en datos teóricos. Los resultados los mostrados en la Tabla 3.7

Enlace

<http://actamont.tuke.sk/pdf/2004/n3/27pozivil2.pdf>

Tabla 3.7. Resultados simulación con el software HYSYS.Process 2.2 [14]

Input Data								
gas properties at inlet:								
column number		1	2	3	4	5	6	7
flow rate	Nm ³ /h	60000	60000	60000	60000	60000	60000	60000
temperature	°C	3	3	3	3	3	3	3
pressure	MPa	5,5	6,3	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5
gas properties at outlet:								
temperature	°C	3	3	3	3	3	-7	13
pressure	MPa	1,8	1,8	1,8	1,4	2,3	1,8	1,8
Results								
temperature at turbine inlet	°C	71,3	80,2	58,3	86,1	56,7	60,2	82,3
heat energy requirements	kW	1939	2242	1525	2356	1530	1617	2261
power generation	kW	1367	1547	1107	1719	1036	1309	1424
thermal efficiency	%	70,5	69,0	72,6	73,0	67,7	81,0	63,0
thermal efficiency after subtraction of the heat for elimination of J.-I. effect	%	98,3	98,3	98,4	98,3	98,4	98,4	98,4



27) Natural gas expansion plant (Plantas de expansión de gas natural)

Fuente

<http://www.patentgenius.com>

Autor

- Canders; Wolf-Ruediger (Osterode, DE)
- Kueck; Elmar (Bedburg, DE)

-
- Siefen; Heinz (Leverkusen, DE)

Organizaciones implicadas

Desconocido

Ideas principales

Se trata de una patente de una planta de expansión de gas. Explica el funcionamiento completo de la instalación, así como cada una de sus partes.

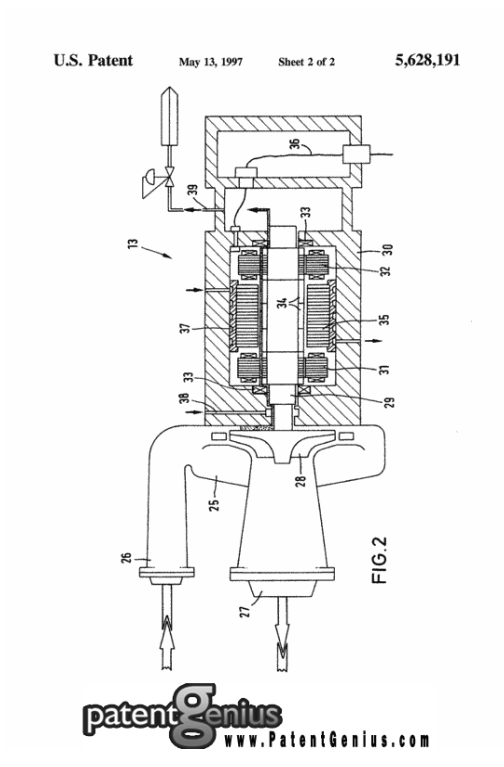


Figura 3.23. Patente turboexpander [8]

Enlace

<http://www.patentgenius.com/patent/5628191.html>

28) Natural gas pressure making clean electricity. (*Electricidad limpia a partir de la presión del gas natural*)

Fuente

<http://www.naturalgasamericas.com>

Autor

Desconocido

Organizaciones implicadas

Desconocido

Ideas principales

Habla del funcionamiento de una turboexpander, comentando los beneficios del uso de esta, principalmente de cara a un futuro inmediato donde parece que el gas natural pasará a tener un papel más importante que el actual.

Enlace

<http://www.naturalgasamericas.com/natural-gas-pressure-making-clean-electricity>

29) *Clean electricity. Do expansion turbines hold the key?* (Electricidad limpia. ¿Son la clave las turbinas de expansión?)

Fuente

www.cryostar.com. The Cryostar magazine, nº3 spring 2004

Autor

Cryostar

Organizaciones implicadas

Cryostar

Ideas principales

Habla de la importancia de la energía “verde” en el futuro. Así como del papel que pueden desempeñar la turboexpander, dentro de esta tendencia de generación de energía limpia.

Nombra la primera instalación que hizo Cryostar de una turboexpander en Ravenna, Italia, en 1987, de 1400 KW, y una de las más avanzadas que ha hecho la compañía en Arlesheim, Suiza, con una potencia de 3050 KW. Además profundiza en el funcionamiento de la turboexpander de Suiza.

Finalmente destaca la importancia de este tipo de sistemas debido a la creciente importancia y la tendencia alcista del gas natural en la generación de energía frente a otros combustibles fósiles más tradicionales como el carbón. Indicando que esta empresa se está volcando en esta tecnología e intentando hacerla viable para flujos de gas muchos menores de los que actualmente se manejan.

30) *Man turbo – turbomachinery: compressors and industrial turbines.* (Turbomáquinas: Compresores y Turbinas Industriales)

Fuente

Power-technology.com, con más de 90.000 visitantes al mes, es uno de los títulos más importantes que cubren la industria energética global. Con una mezcla de

artículos que cubren las últimas noticias, puntos de vista, las actualizaciones de la industria de los proyectos y las tendencias. Power-technology.com cuenta con un personal senior de tecnología y la compra de otros responsables con todo lo que se requiere para estar al día en este mercado en crecimiento, del sector de energía renovable en el espacio nuclear emergente. Con los periodistas ubicados alrededor del mundo, Power-technology.com representa a la industria en su conjunto con su información imparcial y oportuna.

Autor

Administración de MAN TURBO AG.

Organizaciones o empresas implicadas

MAN TURBO AG, es un fabricante líder de equipos originales de la turbo-maquinaria que ofrece una de las líneas de productos más completos de compresores y turbinas del mundo. Como compañía internacional, MAN TURBO tiene su sede en Oberhausen, con tres plantas más en Berlín, Zurich y Schio.

Ideas generales

Este artículo nos informa acerca de la compañía internacional MAN TURBO AG, haciendo una presentación inicial de la misma, y posteriormente un nombramiento de los distintos productos que fabrica, entre ellos, turboexpander.

Enlace

<http://www.power-technology.com/contractors/powerplantequip/turbo/>

31) DRESSER INC., Mafi-trench corp. sign marketing agreement for component used on new power generation system. (Acuerdo de comercialización para el componente utilizado en el Nuevo sistema de generación de energía)

Fuente

Power Engineering, fundada en 1896, parte de PennWell energy group, es la voz global de la industria de generación de energía que ofrece a los lectores con la información crítica necesaria para seguir siendo eficiente y competitiva en el mercado actual.

Power Engineering Online proporciona las últimas noticias de la energía, las cotizaciones de bolsa, cinco años de búsqueda de archivos, la generación de energía en horario de la conferencia y los detalles, productos de la industria y la guía de servicios.

Autor

Desconocido.

Organizaciones o empresas implicadas

Dresser Inc., con sede en Dallas, es un proveedor mundial en el diseño, fabricación y comercialización de equipos de alta ingeniería y servicios, se venden

principalmente a los clientes en el control de flujo, sistemas de medición y sistemas de energía.

Mafi-Trench Corp., situado en la ciudad de la costa central de Santa María, California, es un proveedor de turboexpansores hidrocarburos para el procesamiento de gas y la industria petroquímica. Además, ha suministrado la maquinaria de ingeniería personalizada para el mercado mundial casi 30 años.

Ideas generales

Dresser, Inc. ha anunciado que ha firmado un acuerdo de comercialización con Corp. Mafi-Trench sobre el uso de una importante pieza de maquinaria de componentes para PiP introducida por Dresser, la recuperación de energía.

La presión del gas se reduce para uso del consumidor, la energía generada en este proceso se encarga de accionar un generador, produciendo energía eléctrica. Una forma de conseguirlo es mediante el uso de un turboexpansor (fabricado por Mafi-Trench).

El otro método de captura y transformación de energía es mediante el uso de una expansión o motor Derramar, para alimentar el generador. En ambos casos es importante señalar que ni el turboexpansor ni el motor de expansión, consume gas natural para generar electricidad (a diferencia de un motor de combustión interna o turbina de gas).

Los grandes consumidores de gas natural han descubierto que el sistema PiP es una forma muy económica de generar entre 500 KW y 7 MW con una recuperación esperada entre tres y seis años y los ahorros anuales son de 250.000\$ aproximadamente.

La reducción y regulación de gas natural mediante el nuevo sistema PiP, complementa la recolección, transporte y distribución de gas natural.

Enlace

<http://www.power-eng.com/articles/2004/02/dresser-inc-mafi-trench-corp-sign-marketing-agreement-for-component-used-on-new-power-generation-system.html>

32) Green energy turboexpander. *(Energía ecológica con turboexpanders)*

Fuente

www.turboexpanders.com, empresa de tecnología cuyo enfoque es exclusivamente el de turboexpansores. Poseen una amplia experiencia en la que se incluye proyectos de éxito en RotoFlow turboexpansores, así como los suministrados originalmente a través de aire Atlas Copco, RotoFlow, Cryostar, Mafi-Trench Company (MTC), GPS, Geliymash, Hunter, Lotema, Linde, Sulzer, TexasTurbine y Trbodyne.

Autor

Desconocido.

Organizaciones o empresas implicadas

Toreuse, empresa dedicada a la maquinaria, a los equipos y a las herramientas, con sede en Alemania.

Ideas generales

Los turboexpandores acoplados a los generadores pueden utilizarse para generar electricidad “limpia” en muchas aplicaciones diferentes.

En este caso, nos centramos en la energía geotérmica. Ciclos binarios utilizan el agua caliente del pozo geotérmico para calentar un fluido de trabajo. El fluido de trabajo se expande a través de la turbina que acciona el generador, produciendo electricidad.

Las turbinas radiales de expansión son el motor ideal en aplicaciones de ciclo binario, ya que pueden operar mejor que las turbinas convencionales.

Enlace






<http://www.toreuse.com/green-energy-turboexpander/>

3.3. Estudio de las aplicaciones comerciales del turboexpander en generación eléctrica

3.3.1. Fabricantes

La presencia internacional de los fabricantes, más de 24 disponen de página web en inglés con catálogos e información técnica y comercial suficiente. Como se puede ver en la Tabla 3 la tecnología está implantada y en muchos países con servicio técnico capaz de resolver cualquier proyecto.

Tabla 3.8. Fabricantes de turboexpanders

	VOITH TURBO BHS GETRIEBE, MAN DIESEL&TURBO, RMG GROUP, SIEMENS
	AIRCO,ELLIOT GROUP, EMERALD POWER, LA TURBINE,LANGSON, MAFI-TRENCH
	CRYOSTAR
	ATLAS KOPCO
	TURBOGAZ, ENERGY
OTHER	HONEYWELL, TRICONEX,GELIYMASH,TRANSPACIFIC ENVIROENERGY,

Sin embargo, para su aplicación en cada país habría que analizar la idoneidad de unos y otros. Por ejemplo, en España sería más razonable abordar los proyectos con

turboexpanders con suministradores que tengan servicio técnico y fábrica en Europa, como son Atlas Kopco, Siemens y GE.

Para facilitar la revisión de información de fabricantes de turboexpanders se han llevado a cabo las siguientes acciones:

- Definición de una Tabla en el que se haga un desglose de información de cada fabricante.
- Clasificación de los fabricantes. El objetivo es acotar la popularidad del fabricante en su actividad empresarial en general. Para ello, el criterio de *Relevancia del fabricante* se ha llevado a cabo por el número de resultados de búsqueda en Google, acotando 5 tipos de fabricantes (A-E) de la siguiente manera:

Tabla 3.9. Criterio clasificación de fabricantes

	Nº resultados de búsqueda en google
A	1 a 100.000
B	100.001 a 1.000.000
C	1.000.001 a 100.000.000
D	Mayor de 100.000.000

A continuación, en la Tabla 3.10, se muestran la información de los fabricantes de turboexpander:

Tabla 3.10. Fabricantes de turboexpanders

Nº	FABRICANTE	SEDE	MODELOS TURBOEXPANDERS	CATÁLOGO	ENLACE	RELEV. FABRIC.
1	ATLAS COPCO	Suecia	Single-stage ETG 450 MS. Two-stage ETG 360 MS-2. Three-stage ETG 190 MS-3. Two-stage ETG 190 MS-2	SI	http://www.atlascopco.com/us/	C
2	VOITH TURBO BHS GETRIEBE	Alemania	No ofrecen equipos completos de turboexpander. Fabrican engranajes y acoplamientos de ejes para turboexpander	NO	http://www.bhs-getriebe.de/lang_en/home/index.php	A
3	CRYOSTAR	Suiza	Turbogenerador de una etapa o de 2 etapas con rodamientos lubricados por aceite. Turbogenerador con rodamientos magnéticos	NO	http://www.cryostar.com/	A
4	TRANS PACIFIC ENVIROENERGY INC	Canadá	ElectraTherm Gas Pressure Reduction Generator (GPRG) (30KW - 2.5MW)	NO	http://www.tpenvironmentenergy.com/page20/page20.html	A

5	ELLIOT GROUP	EE.UU.	-	NO	http://www.elliott-turbo.com/	E
6	EMERALD POWER	EE.UU.	-	NO	http://emeraldpower.com/home/	D
7	ENERGY	Ucrania	Turboexpander TDA-2500, TDA-4000 y TDA-5000. Turboexpander TDA-2500VD, TDA-4000VD y TDA-5000VD	SI	http://www.energia.com.ua/enindex.html	*
8	GELIYMASH	Rusia	-		http://www.geliymash.com	A
9	GE	INTER.	-	?	www.ge.com	E
10	HONEYWELL		MT160, MT450, MT550	SI	https://www.honeywellprocess.com	D
11	LA TURBINE	EE.UU.	Fabricación bajo pedido	?	http://www.laturbine.com/es	D
12	LANGSON	EE.UU.	-	NO	http://www.langsonenergy.com	B
13	MAN DIESEL & TURBO	Alemania	Expander / TRT	NO	http://www.mandieselturbo.com/000002/Home.html	C
14	OC TURBOEXPANDERS	EE.UU.	-	NO	http://www.octurbexpanders.com	A
15	PETROGAS	EE.UU.	Model TE series	NO	http://www.petrogas.org/turboexpander.php	B
16	RD DYNAMICS	EE.UU.	TurboEx®127, TurboEx®215, TurboEx®330, TurboEx®411, TurboEx®540, TurboEx®630, TurboEx®800, TurboEx®1000	NO	http://www.rddynamics.com/products/turboexpand.html	D
17	RMG GROUP	Alemania	Turboexpander MTG 160, Turboexpander MTG 550	SI	http://www.rmg.com/en/rmg-products/expansion-turbines/mtg-radial-turbine.html	C

18	SIEMENS	Alemania	Serie STC-GT, serie STC-GTO, STC_GVT	SI	http://www.energy.siemens.com/hq/en/compression-expansion/expansion-turbines/	D
19	TEXAS TURBINE	EE.UU.	-	NO	http://txturbine.com/	D
20	TRICONEX	Reino Unido	-	NO	http://www.turbomachinerymag.com/white%20papers/TMC.AP-03.pdf	B
21	TURBOEXPANDER	EE.UU. E.A.U.	-	NO	http://turboexpanders.com/cm/Home.html	A
22	TURBOGAZ	Ucrania	Modelos NTDA, TDA, UDEhU, MTDA-U1 y MTDA-U2 de diferentes potencias	SI	http://www.turbogaz.com.ua/eng/index.html	A

3.3.2 Análisis detallado de los fabricantes

1) ATLAS COPCO

Empresa privada de origen sueco fundada en 1.873, y que fabrica productos y ofrece servicios de compresores, expansores y sistemas de tratamiento del aire, equipos de construcción y minería, herramientas industriales y sistemas de montaje, así como los correspondientes servicios postventa y de alquiler. A finales de 2011, el Grupo tenía una plantilla de 37.500 empleados y unos ingresos de 81.000 MSEK (9.000 MEUR). Fabrica productos en más de 20 países que se venden y alquilan con distintas marcas a través de una red mundial de ventas y servicio técnico que abarca más de 170 países, la mitad de los cuales son atendidos por compañías de ventas en propiedad absoluta o parcial. Atlas Copco cotiza en la Bolsa de Estocolmo como NASDAQ OMX.

En el presente estudio, los productos de Atlas Copco que importan son los relacionados con la línea de negocio de “*Soluciones de recuperación de energía*” (http://www.atlascopco-gap.com/article.php?id=77&link_id=19&sublink_id=55&main_id=91).

Concretamente, las turboexpanders cuya aplicación es la recuperación de energía mediante la reducción de presión (Energy Recovery – Pressure Letdown), las cuales son las turboexpanders serie ETG.

Las turboexpanders serie ETG tienen un rango de potencias habitual de 500 KW a 10.000 KW, con una presión de entrada máxima de 80 bar, una temperatura de entrada de hasta 170°C y unos caudales volumétricos de hasta $200.000 \frac{m^3}{h}$. Se pueden configurar de 1 a 4 etapas por cada equipo, para conseguir la mayor eficiencia posible en la generación de energía eléctrica.

Algunas de las turboexpanders ofrecidas por Atlas Copco para la generación de energía eléctrica son las siguientes:

- Single-stage ETG 450 MS: 2.566 KW
- Two-stage ETG 360 MS-2: 9.488 KW
- Three-stage ETG 190 MS-3: 4.500 KW
- Two-stage ETG 190 MS-2: 2.530 KW

Para más información de los parámetros de funcionamiento de las anteriores turboexpanders ver Página 21 del siguiente enlace: http://www.atlascopco-gap.com/download_file.php?id=457 , o la página 21 del archivo Catalogo_09.pdf, y las páginas 25 y 26 del archivo Catalogo_08.pdf.

Ventajas para el cliente:

- Uso de válvulas ajustables para producir patrones de flujo óptimos, proporcionando un control preciso en el rango del 10 % al 150 % del caudal de diseño. Estas válvulas puede ser ajustadas manualmente o automáticamente mediante actuadores, los cuales pueden ser controlados de forma remota.
- Los álabes guía de entrada del rodete de los turboexpandores están diseñados para controlar el flujo en un amplio rango de trabajo entre verano e invierno, y día y noche. Para ello se utilizan los Álabes de Guía de Entrada Variables (IGV).



Figura 3.24. Carcasa de una turboexpander con IGVs instalados. (Fuente: Atlas Copco)

- Rodetes en equipos abiertos o cerrados y fabricados a partir de una gran variedad de materiales para manejar gases específicos.
- Equipos fabricados con alto índice de protección de sellado, para minimizar las fugas.

- Disponibilidad de varias configuraciones para que el cliente elija el equipo que más se ajuste a sus características.

1.1) Atlas Copco Mafi-Trench Company LLC (<http://www.atlascopco-gap.com/>)

Es una filial constituida a partir de la absorción de Mafi Trench Company por el grupo Atlas Copco. Esta empresa fue fundada en 1.975, ubicada en Santa Maria (California). Esta empresa es líder en la fabricación de ingeniería de turbo expansión a partir del uso de hidrocarburos. Su línea de negocio va enfocada a actividades como procesamiento de gas natural, petroquímica, purificación del hidrógeno, control del punto de rocío, recuperación de energía residual y generación de energía geotérmica.

Para ver información de la tecnología de turboexpanders que desarrolla esta empresa, véase MafiTrench_01.pdf y MafiTrench_02.pdf. Recaltar que es una filial de Atlas Copco, y que por lo tanto, ofertan los mismos equipos ya comentados anteriormente.

2) VOITH TURBO BHS GETRIEBE GMBH

Empresa privada de origen germana, con sede central en Sonthofen. Se encargan de la fabricación de elementos auxiliares al equipo de turboexpanders. Concretamente, son especialistas en fabricación de engranajes. Ofrecen diversos tipos de engranajes, tales como:

- Engranajes de ejes paralelos, pudiendo ser controlados por motores eléctricos, turbinas de gas, turbinas de vapor, motores de combustión interna, generadores, compresores o bombas.
- Unidad integral de engranajes, para aumentar la potencia nominal de un compresor.
- Unidad de engranajes para distribución de potencia, utilizados para equipos que transmiten potencias de hasta 170 MW y velocidades de hasta 100.000 rpm.

Además de engranajes, esta empresa alemana distribuye acoplamientos para alineamiento de ejes.

3) CRYOSTAR

Empresa privada con sede central en Basilea (Suiza), con una actividad empresarial de más de 30 años, cuyo origen fue el diseño y fabricación de equipos criogénicos, pero que con el paso del tiempo ha ido añadiendo más productos que ofrecer, como por ejemplo:

- Productos y servicios asociados a la distribución y transporte de gas natural.

-
- Turbinas de vapor.
 - Bombas.
 - Compresores.
 - Plantas de licuefacción de gases a pequeña escala.
 - Producción de energía limpia (energía libre de dióxido de carbono) utilizando turboexpanders, llamando a esta fuente de energía como geopresión. El enlace en el que el fabricante explica esta nueva visión de la energía es el siguiente: <http://www.cryostar.com/web/pressure-let-down-station.php>

Los productos que ofrece Cryostar para la generación de energía eléctrica a partir de la depresión en el gas natural en las ERMs son las siguientes:

- Turbogenerador de una etapa con rodamientos lubricados por aceite
 - Rango de potencias de salida: 500 KW – 15 MW
 - Rango de velocidades: 6.000 rpm – 33.000 rpm
- Turbogenerador de dos etapas con rodamientos lubricados por aceite
 - Rango de potencias de salida: 500 KW – 15 MW
 - Rango de velocidades: 6.000 rpm – 33.000 rpm
- Turbogenerador con rodamientos magnéticos
 - Potencia de salida: 300 KW
 - Velocidad: 30.000 rpm



Figura 3.26. Productos Cryostar. Fuente: Cryostar

Destacar de Cryostar que fue una de las empresas pioneras en el desarrollo de la tecnología de rodamientos magnéticos activos (Active Magnetic Bearings, AMB). Concretamente, fue el primer fabricante en suministrar expansores AMB para el procesamiento de gas natural, y es el mayor distribuidor de expansores AMB en el mundo.

Por último, añadir los documentos descargables de Cryostar, que hablan de la gran oportunidad de recuperación de energía a través del uso de las turboexpanders, no añadiendo más información relevante a lo ya comentado:

- Turbo-expanders for cold production and energy recovery (turboexpanders para producción de frío y recuperación de energía): <http://www.cryostar.com/pdf/dnl-zone/Cryostar-process-machinery.pdf>
- Revista de Cryostar, N°3 Primavera de 2.004 (comentada en el apartado de artículos del presente estudio): http://www.cryostar.com/magazine/cryostar_magazine3.pdf
- Catálogo de Cryostar: Documento *Catalogo_Cryostar.pdf*

4) TRANS PACIFIC ENVIROENERGY INC.

Empresa privada con sede central en Alberta, Canadá, líder en este país en la recuperación de energía mediante calor residual y la reducción de presión. Está formada por las siguientes empresas:

- Bantrel: <http://www.bantrel.com/>
- Well Dunn Consulting: <http://welldunn.ca/>
- Cangea (Canadian Geothermal Energy Association): <http://www.cangea.ca/>
- Deloitte: http://www.deloitte.com/view/en_GX/global/index.htm
- React Energy.
- Electra Therm: <http://electratherm.com/press-release7.html>

Esta última entidad es de importancia en este estudio de viabilidad de tecnología de turboexpander. Electra Therm está trabajando con su propia tecnología patentada, para conseguir su objetivo con la menor cantidad de emisiones contaminantes al medio ambiente.

La tecnología más importante en esta empresa es el equipo Electra'sTherm Stand Alone Green Machine, el cual captura calor residual de la mayoría fuentes geotérmicas o industriales, para generar combustible gratis, o bien, energía eléctrica gratis y limpia. Estudios reales de este tipo de tecnología son descritos en este enlace: http://electratherm.com/case_studies/

5) ELECTRATHERM GAS PRESSURE REDUCTION GENERATOR (GPRG) (30KW - 2.5MW)

Al igual que la Green Machine, este equipo está diseñado para producir energía gratis y limpia, sin necesidad de un proceso de combustión. El equipo CPRG Electra Therm es capaz de generar energía eléctrica gratis y limpia, a partir de la depresión del gas natural en las ERMs. Una ventaja de este equipo es que es modular y móvil, por lo que es fácil de transportar e instalar. Otras ventajas son los controles son automatizados y los costes de operación y mantenimiento son bajos, además de obtener una rápida recuperación de la inversión inicial.



Figura 3.27. Turboexpander CPRG Electra Therm. Fuente: Electratherm

6) ELLIOTT GROUP

Empresa privada con sede central en Pensilvania (EE.UU.), encarga del diseño, fabricación, instalación y servicios de turbomáquinas, como turbinas de vapor, compresores, turboexpanders. Además de estos productos, ofrece equipos de ciclo combinado, sistemas de control, piezas de repuesto y sistemas de lubricación. Elliott Group dispone de alrededor de 30 sedes por todo el mundo, con un total de unos 2.000 empleados a su disposición, de los cuales, 900 se encuentran en la sede central de Pensilvania.

Esta empresa es pionera en la creación de tecnología relacionada con la recuperación de energía, cuando en los años 50, patentó un equipo de turboexpander para recuperación de energía. Partiendo de un hidrocarburo a alta temperatura, es posible obtener, a partir de un nivel de presión no muy elevado, energía mecánica. Esta energía mecánica puede ser utilizada para mover un compresor o un generador. Elliot Group se ha enfocado en el desarrollo de tecnología turboexpander para procesos de refinación del petróleo.

7) EMERALD POWER

Empresa privada con sede central en Nueva York (EE.UU.) que desarrolla tecnologías con el objetivo de reducir las emisiones de carbono contribuyendo a la

mejora del cambio climático, reduciendo simultáneamente el coste de producción de energía limpia en EE.UU.

Una de las líneas de negocio son las plantas NGV, es decir, las estaciones de Gas Natural para Vehículos. Recalcar que la primera estación de este tipo que se construyó en EE.UU. fue implantada por Emerald Power. Para más información véase este enlace: <http://emeraldpower.com/home/technology-ww.php>.

Otra tecnología desarrollada por esta empresa, es la relacionada con la recuperación y purificación de gases de efecto invernadero. Consiste en un nuevo método denominado Kryosol, en el que con técnicas criogénicas, se puede separar y purificar el dióxido de carbono y metano. Para más información véase este enlace: <http://emeraldpower.com/home/technology-lfg.php>.

Por último, la tecnología que interesa en este estudio, es la definida por la empresa como: *Recovering Pipeline Pressure 'Let Down'*. La empresa no define las turboexpanders que instala sino que solamente destaca todas las grandes ventajas que suponen la utilización de esta tecnología. Entre ellas destacan las siguientes:

- 1) Produce energía eficiente a precios competitivos.
- 2) Reduce la necesidad de construcción de nuevas centrales eléctricas en zonas de población elevada.
- 3) Produce energía más eficiente cuando hace calor, que es cuando mayores son los picos de demanda.

Para ver otras razones por las que Emerald Power defiende que el uso de turboexpanders para generación de energía eléctrica, véase el siguiente enlace: <http://emeraldpower.com/home/technology-ld.php>

8) ENERGY

Empresa privada con sede central en Ucrania, dedicada a la fabricación de tecnologías asociadas a turbinas de gas para la generación de energía eléctrica, mecánica o térmica. Su cuota de mercado se extiende más allá de su país de origen, teniendo clientes en países como Rusia o Bielorrusia.

Los productos que ofrece esta empresa son: turbina de gas, regulador de presión, generador mediante turbinas de gas, turbocompresores y turboexpanders.

Modelos de turboexpanders que nos proporciona el fabricante:

- Turboexpander TDA-2500, TDA-4000 y TDA-5000.
- Turboexpander TDA-2500VD, TDA-4000VD y TDA-5000VD.

Ambos modelos de turboexpanders utilizan turbinas de flujo axial. En cambio, la diferencia entre ambas líneas de turboexpanders son las etapas en las que se divide el equipo y el ratio de compresión:

- 2 etapas y un ratio de compresión de 4,8 para los modelos TDA.

-
- 3 etapas y un ratio de compresión de 3,77 para los modelos TDA VD.

El fabricante proporciona los parámetros generales de funcionamiento de ambos modelos, como por ejemplo: caudal de gas, temperaturas de entrada y salida, presión de entrada, vida útil o velocidad específica. Estos y otros parámetros, además de gráficas de potencia en función de caudal, temperatura y presión, aparecen en los siguientes enlaces:

- Hoja técnica de modelos TDA: <http://www.energia.com.ua/endga5000.html>
- Hoja técnica de modelos TDA VD: <http://www.energia.com.ua/endga6000.html>

El fabricante ofrece una completa descripción de las características de diseño de la turboexpander TDA y TDA VD, siendo similares, exceptuando el ratio de compresión y el número de etapas como se ha comentado anteriormente.

Ventajas más relevantes que proporciona Energy de ambos modelos de turboexpanders son las siguientes:

- Control automático y remoto de presiones.
- Instalación/desinstalación modular.
- Diseño de turboexpander a medida del cliente.

La entrega de los equipos incluye los siguientes elementos:

- Turboexpander.
- Caja reductora.
- Eje.
- Sistema de sujeción.
- Válvula de medida de flujo, válvula de emergencia y válvula de seguridad.
- Regulador de presión.

Además, se entregan otros componentes como: juego de herramientas especiales, piezas de montaje, manuales de instalación.

También se da la posibilidad de ofrecer al cliente los equipos eléctricos necesarios para la generación de electricidad: turbogenerador y equipos eléctricos.

9) GELIYMASH

Empresa procedente de Rusia, empresa fuerte en este país, es una de las más antiguas empresas rusas en el campo del diseño y la producción de equipos criogénicos. Además fabrica turboexpander. Ofrece productos fabricados en serie e únicos, en función de las necesidades del cliente. Entre sus productos se encuentran:

- Plantas criogénicas
- Turbina expansoras y las unidades de la turbina de expansión
- Intercambiadores de calor en espiral tubulares
- Plantas de adsorción
- Sistemas de purificación de gas y sistemas de secado
- Equipo para gas natural licuado (GNL), producción y la utilización.

Pero no parece ser una empresa importante por el momento en lo referido a turboexpander de gas natural.

10) GE

Es una empresa internacional, dedicada al sector industrial que trata de dar soluciones a prácticamente cualquier problema del mismo. Por lo que podemos considerarla como una de las empresas importantes en la fabricación de turboexpander.

Podemos encontrar turboexpander de esta compañía instaladas en:

- Sicilia, Italia. En un ciclo combinado, genera 10MW y expande un flujo de 350,000 Nm³/hr.
- El sur de California. En la entrada de la tubería de gas de una ciudad, genera 1.000.000 KWh/año.

11) HONEYWELL

Empresa internacional. Diseña y fabrica tecnologías para hacer frente a grandes retos relacionados con macrotendencias globales tales como la seguridad, la seguridad y la energía. Con aproximadamente 122.000 empleados en todo el mundo, incluyendo más de 19.000 ingenieros y científicos.

Que nos presenta 3 tipos de turboexpander en su catálogo, cuyas características quedan resumidas en la siguiente Tabla 3.11.

Catalogo:

https://www.honeywellprocess.com/library/marketing/notes/MTG_RMGB_by_Honeywell_GB.pdf

12) LA TURBINE

Tal y como ellos mismo se definen, L.A. La turbina es una empresa de diseño y fabricación de la creación de aplicaciones específicas, turboexpansores de alta ingeniería que se utilizan en el procesamiento de hidrocarburos, la generación de energía geotérmica, y otras aplicaciones de recuperación de energía-en los procesos

industriales en todo el mundo. Expertos de servicios de campo, reparación, y piezas de recambio están disponibles para todo tipo de turboexpansores. Su sede está ubicada en California.

Además ofrecen servicio post-venta para el suministro de repuestos, mantenimiento, etc. Asegurando la posibilidad de enviar a un técnico en 48 horas para desplazamientos internacionales.

Entre algunos de sus clientes nombran a BP, Cheurón, Exxon, Freeport GNL, Linde, Ormat, Concha, y Total.

Tabla 3.11. Turboexpanders Honeywell. Fuente: Honeywell

TECHNICAL SPECIFICATIONS			
Turbine	MTG 160	MTG 450	MTG 550
type	radial turbine with vane adjustment	radial turbine with vane adjustment	radial turbine with vane adjustment
inlet pressure	max. 40 bar	max. 70 bar	max. 70 bar
max. gas flow rate	10000 Nm ³ /h	25000 Nm ³ /h	30000 Nm ³ /h
min. gas flow rate	3000 Nm ³ /h	4500 Nm ³ /h	5000 Nm ³ /h
pressure Pein/Paus at serial expansion	2.5 to 4.5	2.5 to 4.5	2.5 to 4.5
	6.25 to 20.25	6.25 to 20.25	6.25 to 20.25
Generator			
type	permanent synchronous generator	permanent synchronous generator	permanent synchronous generator
bearings	digital magnetic bearings	digital magnetic bearings	digital magnetic bearings
cooling	water cooling process gas cooling	water cooling process gas cooling	water cooling process gas cooling
nominal power	160 kW	450 kW	550 kW
nominal speed	45000 U/min	32000 U/min	32000 U/min
efficiency	96 %	96 %	96 %
pressure level	PN 40	PN 70	PN 70
dimensions	l = 1,093 mm, w = 955 mm, h = 735 mm	l = 1,800 mm, w = 800 mm, h = 1,500 mm	l = 1,800 mm, w = 800 mm, h = 1,500 mm
weight of MTG	approx. 800 kg	approx. 2,650 kg	approx. 2,750 kg
Control system and inverter			
power electronics	PWM inverter in IGBT - technology	PWM inverter in IGBT - technology	PWM inverter in IGBT - technology
nominal voltage	400 V	400 V	400 V
nominal power	160 kW	450 kW	550 kW
frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz
power factor	1	1	1
efficiency	98 %	98 %	98 %
cooling	water-cooling and air-cooling	water-cooling and air-cooling	water-cooling and air-cooling
protection	IP 44 (switchboard), IP 20 (brake resistor)	IP 44 (switchboard), IP 20 (brake resistor)	IP 44 (switchboard), IP 20 (brake resistor)
dimensions	w = 2,400 mm, h = 2,400 mm (+400 mm), d = 600 mm	w = 3,600 mm, h = 2,400 mm (+400 mm), d = 600 mm	w = 2,400 mm, h = 2,400 mm (+400 mm), d = 600 mm

13) LANGSON

Empresa dedicada a la fabricación de sistemas para recuperar energía en las reducciones de presión de las tuberías de gas natural. Dicen haber desarrollado un sistema capaz de obtener energía de las reducciones de presión de gas natural.

14) MAN DIESEL & TURBO

Empresa privada con sede central en Augsburg (Alemania), dedicada principalmente a la fabricación de motores diésel para plantas energéticas y para barcos, y a la fabricación de turbomáquinas. La dimensión de esta empresa es visible en su número de empleados, con aproximadamente 14.000 empleados repartidos en más de 100 países, además de ser una de las 30 empresas que forman el índice DAX de la bolsa alemana.

Los productos de Man Diesel & Turbo abarcan 4 áreas:

- 1) Plantas energéticas y motores de barcos, además de sus elementos auxiliares.
- 2) Equipos de reactores y sus complementos para refinerías e industrias petroquímicas.
- 3) Turbomáquinas.
- 4) Tecnología verde: equipos, fundamentalmente motores para barcos, que reduzcan su consumo y su impacto medioambiental.

El área de negocio que nos atañe es el de turbomáquinas (<http://www.mandieselturbo.com/0001177/Products/Turbomachinery.html>). Ofrece diversos tipos de compresores, turbinas de vapor o de gas, turbogeneradores y turboexpanders, denominado por el fabricante como Expander / TRT. Pueden diseñarse para una sola etapa y para multietapa, pudiendo ser las turbinas de expansión ser radiales o axiales. Estas turboexpanders puede ser conectadas a un compresor o a un generador, soportando los siguientes valores máximos de entrada: 370°C de temperatura y 25 bar de presión. Mientras que la potencia eléctrica máxima obtenida en estos equipos es de 30 MW, pudiendo ser de aplicación en procesos de obtención de ácido tereftálico, refinación del petróleo, separación de gases o recuperación de presión.

Por último, mostrar un enlace de interés, en el que se describe la actividad de esta empresa en el sector de plantas energéticas:

Power Plants: energy wherever you need it.
http://www.mandieselturbo.com/files/news/files_of11510/Brochure_Power%20Plants.pdf

15) OC TURBOEXPANDERS

O.C. Turboexpanders ofrece el diseño y fabricación de turboexpander, así como todos los elementos auxiliares que estas necesitan, y cualquier equipo relacionado con la industria petroquímica, generación de energía y separación de aire en la industria.

Empresa situada en California .Ofrecen un extenso servicio post-venta.

16) PETROGAS

Petrogas es una empresa privada formada en 1975 con el fin de ofrecer tecnologías únicas de procesos a la industria del petróleo y producción de gas. La sede central y planta de fabricación de Petrogas se encuentra ubicada 45 kilómetros al sur de Houston, Texas, en el condado de Brazoria (EE.UU.).

Petrogas realiza sistemas de turboexpander, sin embargo no nos aparta un catálogo en el cuál podamos ver los distintos tipos de turboexpander que fabrica. Dichas turboexpander son utilizadas en la serie de modelos TE.

17) RD DINAMICS

R&D Dynamics Corporation fue fundada en 1990. El fundador de la compañía es el Dr. Agrawal Girifue. R&D Dynamics está llevando a cabo el diseño, desarrollo y fabricación de las tres clases de turbomaquinaria.

Además del desarrollo y fabricación de la turbomaquinaria, R&D Dynamics invierte fuertemente en investigación y desarrollo para el avance de sus principales tecnologías. También posee una amplia gama de patentes de turbomáquinas.

Se encuentra ubicada 10 kilómetros al norte de la ciudad de Hartford (capital del estado de Connecticut de los Estados Unidos) y 9 millas al sur del aeropuerto Bradley.

El departamento de diseño de R&D Dynamics desarrolla y fabrica una gama completa de alta velocidad libre de aceite, de aluminio, de aire/gas respaldado por cojinetes turboexpansores.

Los turboexpansores son componentes esenciales en muchos sistemas (separación de aire, exploración de gas/aceite y refrigeración criogénica. R&D Dynamics ofrece una alta fiabilidad, alta eficiencia y el funcionamiento completo libre de aceite.

Ofrece un rango de turboexpansores de 1 a 400 KW, con caudales que van desde 200 hasta 80.000 lbs/hora.

Tabla 3.12. Modelos RD Dinamics. (Fuente: RD Dinamics)

MODELO	POTENCIA (KW)
TurboEx® 127	1-7
TurboEx® 215	5-20
TurboEx® 330	15-50
TurboEx® 411	25-75
TurboEx® 540	45-115
TurboEx® 630	60-160
TurboEx® 800	100-250
TurboEx® 1000	150-400

En el caso de querer diseñar y fabricar un turboexpansor de acuerdo a nuestras necesidades, nos podemos poner en contacto con R&D Dynamics a través de Mktg@rddynamics.com con la siguiente información: Tipo de gas, presión de entrada, temperatura de entrada, temperatura de salida, presión de salida de alimentación o de flujo.

18) RMG GROUP

RMG Group tiene una reputación envidiable como “Worldleader” en el diseño, fabricación y comercialización de control de gas y equipos de medición y sistemas para la industria del gas en todo el mundo, ya que combina más de 200 años de experiencia y conocimientos, junto con una estrategia impresionante de desarrollo continuo del producto, la inversión y un compromiso de calidad total en todos los aspectos del negocio.

RMG Group posee distintos miembros distribuidos por todo el mundo como pueden ser:

- Bryan Donkin RMG Gas Controls Ltd. (Inglaterra).
- Bryan Donkin RMG Canadá Ltd. (Canadá).
- RMG Regel + Messtechnik GmbH (Alemania).
- WÄGA Wärme-Gastechnik GmbH (Alemania).
- RMG Messtechnik GmbH (Alemania).
- RMG Gaselan Regel + Messtechnik GmbH (Alemania).
- Gazomet Sp. Zo.o. (Polonia).
- Mercury Instruments LLC (USA).
- RMG GAZ KONT. SIS. ITH: IHR. LTD. STI (Turquía).

RMG Group ha sido adquirida por Honeywell, un líder en tecnología diversificada. RMG hará parte de Honeywell Process Solutions (HPS), un negocio dentro del grupo de Soluciones de Control y Automatización de Honeywell.

RMG Group nos ofrece la gama de turboexpander MTG, dentro de la cual tenemos dos tipos, la MTG 160, que nos proporciona una potencia nominal de 160 KW y la MTG 550, que nos ofrece una potencia nominal de 550 KW.

19) SIEMENS

Siemens AG es una empresa mundial de electrónica e ingeniería eléctrica, operando en los campos de la industria, la energía y la atención sanitaria, así como el suministro de soluciones de infraestructura, principalmente para las ciudades y áreas metropolitanas. Desde hace más de 160 años, Siemens se ha destacado por la excelencia tecnológica, la innovación, la calidad, la fiabilidad y la internacionalidad.

Pese a estar distribuida por todo el mundo, sus sedes principales se encuentran en Berlín y Munich, Alemania.

Siemens AG nos ofrece tres series de productos, la serie STC-GT, la serie STC-GTO y la serie STC-GVT con sus respectivas características así como con los beneficios de su uso.

20) TEXAS TURBINE

Texas Turbine, Inc. es una compañía independiente que se ocupa solamente de turboexpansores y compresores, por lo tanto, son capaces de centrarse totalmente en proporcionar a los clientes los mejores productos y servicios en todas las fases de la industria. Con los departamentos de ingeniería, fabricación y servicios completos, están totalmente equipados para manejar cualquiera de nuestras necesidades.

Texas, Turbine, Inc. se encuentra situada en Texas (EE.UU.).

La web se encuentra en proceso de construcción, no encontrándose ninguno de los productos que ofrece Texas, Turbine, Inc.

21) TRICONEX

Triconex, unidad operativa de la compañía de Invensys, es líder mundial en el suministro de productos, sistemas y servicios de seguridad, control y aplicaciones de turbomaquinaria. Desde su creación en 1983, la compañía ha instalado miles de sistemas de seguridad y soluciones de control crítico en una amplia variedad de industrias y aplicaciones en todo el mundo. Triconex opera a nivel mundial en 7.000 instalaciones.

Invensys tiene su sede central en Londres, Reino Unido.

Triconex nos habla de los turboexpanders, así como de sus respectivas aplicaciones. Sin embargo, no nos aporta ningún catálogo donde podamos ver la distinta gama de turboexpanders que nos ofrece.

22) TURBOEXPANDER

Empresa de tecnología cuyo enfoque es exclusivamente el de turboexpansores. Poseen una amplia experiencia en la que se incluye proyectos de éxito en RotoFlow turboexpansores, así como los suministrados originalmente a través de aire Atlas Copco, RotoFlow, Cryostar, Mafi-Trench Company (MTC), GPS, Geliymash, Hunter, Lotema, Linde, Sulzer, TexasTurbine y Trbodyne.

El personal de turboexpanders.com se dedica a proporcionar servicio sin compromiso para sus turboexpansores, independientemente de la OEM.

Su sede se encuentra en Houston (EE.UU.) y Dubai (Emiratos Árabes Unidos).

Los servicios que nos puede ofrecer turboexpanders.com son los siguientes:

- Realización de nuevos turboexpanders.
- Reemplazo de turboexpanders.
- Rediseño.
- Actualizaciones de nuestro equipo.
- Piezas de repuesto.
- Instrumentación y control.

23) TURBOGAZ

Turbogaz PJSC es el líder en el desarrollo y la fabricación de turboexpansores para la industria del petróleo y de gas y el equipo de los mismos.

Turbogaz es una empresa de investigación y desarrollo donde las actividades principales son la investigación, el desarrollo y la implementación de turboexpansores.

Turbogaz PJSC realiza el circuito completo, desde la investigación y desarrollo para el suministro de los productos, incluyendo la instalación supervisada, las obras de puesta en marcha, la captación del personal de mantenimiento, la garantía y el servicio post-garantía.

Turbogaz fue creado en 1975 de acuerdo con la decisión del Ministerio de la Industria del Gas de la URSS. La marca es notoriamente conocida en Ucrania y en muchos países de la Comunidad de Estados Independientes.

En el catálogo de “Turbogaz” podemos encontrar la gran mayoría de las instalaciones realizadas por este fabricante. Como se puede observar, un gran porcentaje de estas instalaciones están situadas en Ucrania.

En cuanto a los modelos de turboexpander que presenta este fabricante podemos encontrar, entre otros, el modelo NTDA, TDA, UDEhU, MTDA-U1 y MTDA-U2, dichos modelos pueden presentar distintos valores de potencia.

24) SPILLING

Fabricante alemán. No ha sido estudiado en detalle.

Originalmente fundada como una empresa de ingeniería en 1890 en el sector naval en el puerto de Hamburgo, Spilling se ha posicionado como una empresa especializada en el diseño y construcción de turbo máquinas para generación eléctrica distribuida. El rango de producción de sus turbinas contempla entre los 100 y los 5000 KW.

3.3.2. Instalaciones

Los primeros ejemplos que más frecuentemente se mencionan son los de Italia (Mirandola y Macor, 1988), y EEUU (Hedman, 2008) se instalaron en San Diego (California), Memphis (Tennessee) en 1983; Stockbridge (Georgia) en 1984 y Hamilton (New Jersey) en 1987. La de California, un turboexpander instalado en una estación de regulación a puertitas de la ciudad de San Diego, generaba 260 KW a partir de un caudal de 13.000 m³/h, en la ciudad de Hamilton, New Jersey, generan 2.800 KW funcionando con un caudal de 42.400 m³/h.

Hemos revisado otras referencias como son los proyectos en Canadá (Howard, 2009) y Bangladesh (Mahbubur, 2010) que nos han permitido adquirir los conocimientos para realizar los cálculos necesarios. La potencia generable en un turboexpander es proporcional al caudal multiplicado por la diferencia de las entalpías de entrada y salida del gas natural. Estas entalpías dependerán de la presión y temperatura del gas en su proceso de expansión.

Se han encontrado referencias sobre instalaciones operadas en el mundo que nos han inspirado para proponer a los alumnos de la Universidad Politécnica de Cartagena casos de estudio para que desarrollaran como proyectos fin de grado.

Algunos de estos ejemplos son:

- Sicilia, Italia, central de ciclo combinado equipada con un Turboexpander-Generador, es capaz de generar 10 MW mediante la expansión de 350.000 Nm³/h de gas.
- Memphis, Tennessee, una planta química es capaz de producir 450 KW a partir de un caudal de 17.700 m³/h.
- USA: San Diego, California, un turboexpander instalado en una estación de regulación a puertitas de la ciudad genera 260 KW a partir de un caudal de 13.000 m³/h. En Hamilton, New Jersey, generan 2.800 KW funcionando con un caudal de 42.400 m³/h.

Se conoce que en 2011 Enagás comenzó un proyecto para evaluar la posibilidad de instalar turboexpanders en España, se desconoce cuál ha sido el éxito del proyecto.

Se encuentran referencias de turboexpander con generador eléctrico acoplado desde el año 1988, y se mencionan en la información de los fabricantes más de 1.000 proyectos de turboexpanders. Sin embargo la aplicación más común del turboexpander es tener acoplado un compresor en vez de un generador eléctrico.

En el año 2009 se conocían instalaciones de turboexpanders en estaciones de regulación de presión de gas natural que sumaban unos 23 MW, sin embargo nosotros hemos constatado más de 40 instalaciones que suman más de 140 MW simplemente realizando búsquedas en internet.

Los grandes gaseoductos que cruzan Ucrania trayendo el gas desde Rusia a Europa y el de Canadá hacia EEUU son dos localizaciones donde el turboexpander aparece

frecuentemente alimentando de electricidad a las poblaciones cercanas al trazado del gaseoducto. También se encuentran en Irán y Turquía, en Europa países como Alemania, Italia, Bélgica, Holanda y Suiza son las referencias más frecuentes.

En Europa, la empresa Cryostar aporta referencias de 7,7 MW instalados en Italia, 7,8 MW en Alemania y 5,3 MW en Holanda. En Canadá, en 2012, se realizó el proyecto Sakatoon que incluyó un turboexpander de 1 MW,

En Inglaterra, una empresa llamada 2OC incluye en sus proyectos el uso de turboexpanders. Como ejemplo, un proyecto en Londres con 3,5 MWh de potencia. Esta empresa estima que de las 12.500 estaciones de regulación existentes en Reino Unido, en 2.000 localizaciones podrían ser viables los turboexpanders.

Se presenta la Tabla 3.13, en la que aparece el cliente, país, fabricante que aporta el equipo, año de finalización de obra, potencia eléctrica y número de etapas de la instalación.

Tabla 3.13. Instalaciones de turboexpanders

CLIENTE	PAIS	FABRICANTE	AÑO	POTENCIA (KW)	ETAPAS
ELECTRABEL	BELGICA	ATLAS COPCO	2002	2500	1
ELECTRABEL	BELGICA	ATLAS COPCO	1997	3100	2
ENRON	TURQUIA	ATLAS COPCO	2000	2350	1
SIBELGAS	BELGICA	ATLAS COPCO	2000	2600	1
EWV	ALEMANIA	ATLAS COPCO	1998	1200	1
STADTWERKE HEIDELBERG	ALEMANIA	ATLAS COPCO	1998	2400	2
MINISTERIO IRANI DE ENERGIA	IRAN	ATLAS COPCO	1997	2x6600	2
MINISTERIO IRANI DE ENERGIA	IRAN	ATLAS COPCO	1997	2x9400	2
SPE	BELGICA		1997	1300	1
SKAERBAEKVAERTET	DINAMARCA	ATLAS COPCO	1996	5000	3
GAZMUVEK FOVAROSI	HUNGRIA	ATLAS COPCO	1995	2950	2
TECHINT	ITALIA	ATLAS COPCO	1993	4656	3
TECHINT	ITALIA	ATLAS COPCO	1988	1400	2
KRAFTWERKE MAINZ-WIESBADEN	ALEMANIA	ATLAS COPCO	1992	3440	2
MONTEDIPE	ITALIA	ATLAS COPCO	1991	3250	2
STADTWERKE	ALEMANIA	ATLAS COPCO	1986	1900	1
ELECTRICAS REUNIDAS	ESPAÑA	ATLAS COPCO	1985	500	1
SAN DIEGO GAS	E.E.U.U.	ATLAS COPCO	1982	362	1

MOSENERGO	RUSIA	Energy	-	-	2
GOMELENERGO	BIELORRUSIA	Energy	-	-	1
GVM	SUIZA	CRYOSTAR	-	3050	1
-	CANADA	CRYOSTAR	-	1000	-
-	ITALIA	CRYOSTAR	-	7700	-
-	ALEMANIA	CRYOSTAR	-	7800	-
-	HOLANDA	CRYOSTAR	-	5300	-
-	UCRANIA	TURBOGAZ	1991-2007	2500	1
ENBRIDGE	CANADA	CRYOSTAR		2200	1
-	UCRANIA	TURBOGAZ	1991-2007	2500	1
-	BIELORRUSIA	TURBOGAZ	1991-2007	2500	2
-	BIELORRUSIA	TURBOGAZ	1991-2007	2500	1
-	UCRANIA	TURBOGAZ	1991-2007	2500	1
-	UCRANIA	TURBOGAZ	1991-2007	4000	1
-	UCRANIA	TURBOGAZ	1991-2007	4000	1
-	UCRANIA	TURBOGAZ	1991-2007	4000	1
-	RUSIA	TURBOGAZ	1991-2007	5000	1
-	BIELORRUSIA	TURBOGAZ	1991-2007	4000	1
-	UCRANIA	TURBOGAZ	1991-2007	8	1
-	UZBEKISTAN	TURBOGAZ	1991-2007	8	1
-	UCRANIA	TURBOGAZ	1991-2007	300	1
-	HAMILTON (E.E.U.U.)	-	1987	2800	-
-	AGAWAM (E.E.U.U.)	-	1987	1750	-
-	INGLATERRA	-	2009	20000	-
SASKENERGYLINCORPORATED	CANADA	-	2012	1000	1
ENAGÁS	ESPAÑA	-	2.014	2500	1

*Nota: El símbolo “-“ denota que esa información es desconocida.

Se presenta la Tabla 3.14, el listado de instalaciones construidas en diferentes países.

Tabla 3.14: Lista de instalaciones por país

PAIS	FABRICANTE	AÑO	POTENCIA (KW)
BELGICA	ATLAS COPCO	1997- 2002	9.500
TURQUIA	ATLAS COPCO	2000	2.350
ALEMANIA	ATLAS COPCO + CRYOSTAR	1986 1992 - 1998	16.740
IRAN	ATLAS COPCO	1997	32.000
DINAMARCA	ATLAS COPCO	1996	5.000
HUNGRIA	ATLAS COPCO	1995	2.950
ITALIA	ATLAS COPCO + CRYOSTAR	1988 -1993	16.006
ESPAÑA	ATLAS COPCO	1985	500
EEUU	ATLAS COPCO	1982 - 1987	4.912
RUSIA	Energy	1991-2007	5.000
BIELORUSIA	Energy + Turbogaz	1991-2007	11.500
SUIZA	CRYOSTAR	-	3.050
CANADA	CRYOSTAR	2001-12	4.300
HOLANDA	CRYOSTAR	-	5.300
UCRANIA	TURBOGAZ	1991-2007	23.800
INGLATERRA	-	2009	2.000
TOTAL			144.908

En 2008, se podía referenciar unos 23 MW instalados según la INGAA de Estados Unidos. Sin embargo, en nuestra primera revisión hemos podido constatar 40 instalaciones que suman 145 MW. Sin embargo consultado a tres de los fabricantes hemos obtenido un listado de referencias más extenso: La siguiente Tabla 3.15 muestra las referencias de Atlas Copco en 2008, que sumaban 214, 8 MW con instalaciones desde el año 1.977 en Estados Unidos, 8 instalaciones en los años 80, 16 en los años 90 y 8 en los años 2000 al 2008.

Tabla 3.15. Referencias de instalaciones de Atlas Copco en 2008. Fuente: Atlas Copco

Cliente	Localidad	País	Año	Potencia (KW)	Aplicación
Geothermie Allgau	Mauerstetten	Alemania	2008	5000	Geotérmica
Enel North America	Stillwater	EEUU	2008	4 x 13500	Geotérmica
Enel North America	Salt Wells	EEUU	2008	2x 13500	Geotérmica
Wow Energies	Dyess Air Force Base	EEUU	2007	7350	Recuperación de calor
Electrabel	Luchtbal	Belgica	2002	2500	Estación de Regulación
Stone & Webster	Calpatria	EEUU	2000	11500	Geotérmica
Enron Engineering	Marmara	Turquía	2000	2350	Estación de Regulación
Sibelgas	Quai Marly	Belgica	2000	2600	Estación de Regulación
EWE	Oldenburg	Alemania	1998	1200	Estación de Regulación
Stadtwerke Heidelberg	Heilderberg	Alemania	1998	2400	Estación de Regulación
Ministerio Energia Iran	Ramin	Iran	1997	2x6600	Estación de Regulación
Ministerio Energia Iran	Neka	Iran	1997	2 x 9400	Estación de Regulación
SPE	Gent-Ringvaart	Belgica	1997	1300	Estación de Regulación
Electrabel	Brugge-Herdersbrug	Belgica	1997	3100	Estación de Regulación
Skaerbaekvaerket	Frederica	Dinamarca	1996	5000	Estación de Regulación
Gazmuvek Fovarosi	Budapest	Hungria	1995	2950	Estación de Regulación
ER Paul	Kaohsiung	Taiwan	1994	3000	Recuperación de calor
Techint	Salionze	Italia	1993	4656	Estación de Regulación

Costain E&C	Teesside	Reino Unido	1993	2300	Proceso de gas
Steamboat Development	Steamboat Nevada	EEUU	1992	10100	Geotérmica
BASF	Antwerpen	Belgica	1992	500	Recuperación de calor
Fratweke Mainz-Wiesbaden	Mainz-Wiesbaden	Alemania	1992	3440	Estación de Regulación
Montedipe	Porto Maghera	Italia	1991	3250	Estación de Regulación
Amoco Prod. Company	Anschutz Ranch East	EEUU	1991	2500	Proceso de gas
BASF	Freeport	EEUU	1989	2500	Recuperación de calor
Techint	Padova	Italia	1988	1400	Estación de Regulación
Stadwerke	Niederbonsfeld	Alemania	1986	1900	Estación de Regulación
BASF	Sabine River	EEUU	1985	1800	Recuperación de calor
Electricas Reunidas	Zaragoza	España	1985	500	Estación de Regulación
Syr. Petrochemical Comp.	Siria	Siria	1984	550	Recuperación de calor
San Diego Gas & El.	san Diego,CA	EEUU	1982	362	Estación de Regulación
Magma Electric Company	Hotville	EEUU	1982	13500	Geotérmica
Barber Nichols Engineering	El Centro	EEUU	1979	730	Geotérmica
Hilbert Andersson	El Centro	EEUU	1977	1750	Geotérmica

Turbogaz, empresa de Ucrania, en los últimos 30 años ha instalado más de 200 turboexpanders. Tienen un rango de potencias desde 8 KW hasta 12000 KW.

En 1991 Joint Stock Company “Turbogaz” desarrollo y suministro en la URSS la primera planta de turboexpander con generador eléctrico con una capacidad de 2,5 MW

(UDEU-2500) para GDS-7 Dniepropetrovsk LPU MG, GMA “Khrakovtransgaz”, AC “Ukrtansgaz” of NJSC “Neftegaz of Ukraine”.

En 2006, A petición de la NJSC “Neftegaz of Ukraine” (NaftoGaz), empresa perteneciente al Ministerio de Industria y Energía del Gobierno de Ucrania, la empresa realizó un estudio de viabilidad de implementación de turboexpanders para generación eléctrica en toda la red gasista de Ucrania. Los resultados de este estudio fueron reflejados en el Real Decreto de Junio 27, 2006 N 436 –p donde se acuerda la implantación de 54 Turboexpanders en las estaciones de regulación (GDS) de NJSC “Neftegaz of Ukraine” hasta el año 2030 dentro de la estrategia energética de Ucrania.

Desde 2003 hasta 2008, tienen referenciadas 10 patentes relacionadas con Turboexpanders y unos 13 MW de Potencia instalada según el listado de la Tabla 3.17

Tabla 3.17. Referencias de instalaciones de Turbogaz. Fuente: Turbogaz

Lugar de instalación	País	Capacidad KW	Presión entrada Mpa	Presión salida Mpa	Caudal Nm ³ /día
GMA Khaskovtransgaz AC Urktransgaz Gas Distributing station GDS-7 Dniepropentovsk	Ucrania	2500	2,15	1	4,5
Minsk heat and power station HPS-4	Bielorusia	2500	0,9	0,3	2,4
Estación de regulacion de Novolukomi	Bielorusia	2500	0,9	0,3	2,4
GS Soloha GTP Poltavagazdobicha	Ucrania	4000	5,4	3,1	4,2
GDS de Odessa	Ucrania	4000	2,535	0,461	2,4
GDS de Zaporozhye	Ucrania	4000	2,9:4,2	0,7:0,75	2,6-3,02*10 ⁶
GDS de Severodonetzk	Ucrania	4000	3,27:4,5	1,1:1,4	4,2-5,9*10 ⁶
Moscu HPS-23	Rusia	5000	0,6:1,1	0,07:0,15	2,7-4,7*10 ⁶
Gomelsk HPS-2	Bielorusia	4000	1,2	0,2	2,6
GDS Smela, GMA Cherkassitransgaz	Ucrania	8	1,5:2,5	0,3:1,2	0,043*10 ⁶
GDS-1 , ciudad de Chirchik	Uzbekistán	8	1,5:2,5	0,3:1,2	0,043*10 ⁶
CS Zadnieprovskoye GMA Cherkassitransgaz	Ucrania	300	3,5:7,5	0,8:2,6	0,5*10 ⁶

Referencias en España:

A través de la empresa Abantia hemos conseguido algunas referencias que reflejamos en la Tabla 3.18:

Tabla 3.18. Referencias en España de Abantia. Fuente: Abantia

Empresa	MW	Localización
Fertiberia	2	Puertollano
General Química	1	Miranda de Ebro
Cepsa	0,5	La Rábida
Piscifactorías		Fab. Spilling

SPILLING – Empresa Alemana nos aporta en su página web unos cuantos ejemplos de casos reales en las que sus instalaciones se están usando con éxito comercial. Se reflejan en la Tabla 3.19:

Tabla 3.19. Ejemplos instalación Empresa Spilling. Fuente: Spilling

Tipo instalación (Spilling)	Ciudad Alemana 120.000 habitantes	Ciudad Alemana 200.000 habitantes	Siderurgia Alemania	Planta Amoniaco Polonia
Pre-calentamiento	Fábrica de papel	CHP	Vapor	Vapor
Presión entrada	37	41	41	45
Presión salida	4,5	9	0,5	5
Caudal Nm ³ /h	10600	45000	14000	21000
Potencia Generador (KW)	442	1450	810	1045

Este fabricante ha optado por una solución modular en la que escala las máquinas expansoras de forma que obtiene un abanico de potenciales consumidores más allá del gran consumidor industrial. En la Tabla anterior, podemos observar como en pequeñas ciudades obtiene unos 442 KWh. Importante señalar que reduce mucho los costes de estos proyectos el disponer de una instalación adyacente que suministra el foco caliente para el precalentamiento previo a la expansión en la turbina.

Una aplicación donde Spilling ha introducido el proceso es las piscifactorías donde se consume gas natural para sus procesos. Esta línea de actuación de algunos fabricantes nos hace pensar que ya es una realidad la micro-generación con turboexpander lo cual permitiría una expansión de la aplicación mucho más fácil y extensiva generando una gran cantidad de generación distribuida permitiendo a esos clientes su autogeneración en base a su consumo de gas natural siempre que disponga de unos caudales mínimos y un salto de presión suficiente así como de un precalentamiento adyacente que solucione los costes y las emisiones que supondrían consumir combustibles para precalentar el gas natural.

3.4. Conclusiones

De la revisión de las referencias bibliográficas en los que otros autores realizan cálculos, simulaciones y estudios de implantación del turboexpander en el transporte del gas natural se obtienen conclusiones útiles para poder realizar después nosotros el estudio de implantación de la tecnología. También se pueden extraer conclusiones muy provechosas de los fabricantes y de las instalaciones comerciales que nos aportan criterios de diseño y de viabilidad.

3.4.1. Disposición de las instalaciones y escenarios de aplicabilidad del turboexpander

Para abordar sistemáticamente la evaluación de esta aplicación en España debemos inicialmente comprender los distintos escenarios donde se podrían situar estas máquinas. Para ello revisamos primero los distintos casos donde dependiendo del salto de presión y del caudal (cantidad y estabilidad) nos permite hacer una primera estimación de la potencia eléctrica que se puede generar.

3.4.1.1. Disposiciones de las instalaciones de turboexpanders

Un diagrama de una estación de reducción de presión utilizando un turboexpander se muestra en la Figura 59, donde se observa que para garantizar la redundancia y fiabilidad del sistema el turboexpansor se sitúa en paralelo con las válvulas de expansión.

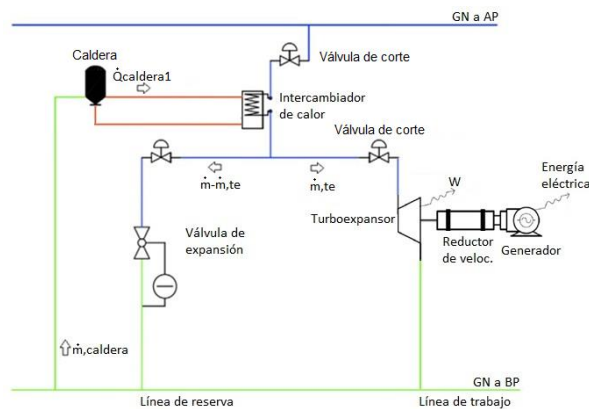


Figura 3.28 Estación de regulación de presión con turboexpander. Fuente: [32]

En función del caudal a expandir, la presión de entrada y la de salida, se distinguen tres disposiciones para la instalación de las turbinas de expansión en una estación de regulación de presión.

- Caso 1. Para una relación entre la presión de entrada y la de salida menor a 4.5, se puede hacer con una sola expansión en la turbina. La disposición de esta configuración se muestra en la Figura 3.30

Caso 2. Para relaciones de presión mayores a 4.5, se hace necesario dos expansiones con precalentamiento intermedio antes de cada expansión (Ver Figura 3.31). Las temperaturas de precalentamiento están restringidas a valores por debajo de 100 °C.

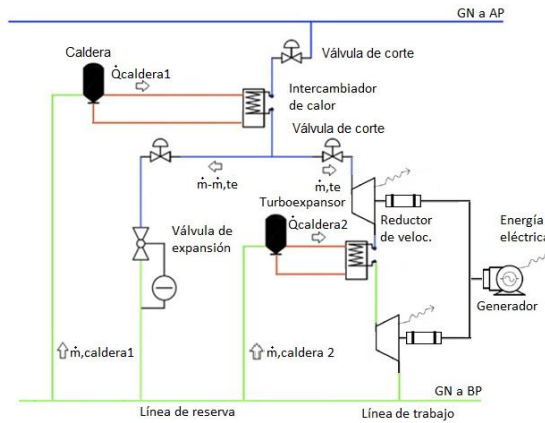


Figura 3.29. Estación de regulación de presión con turboexpanders en serie. Fuente: [32]

Caso 3. Si el caudal de gas natural es variable en rango y superar al de una solo turbina, se deberían de instalar dos líneas con turboexpander en paralelo (Ver Figura 3.32).

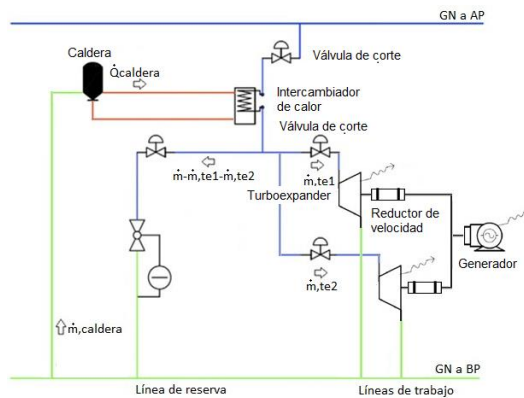


Figura 3.30.- Estación de regulación de presión con turboexpanders en paralelo. Fuente: [32]

3.4.1.2. Escenarios de aplicabilidad del turboexpander

Vistos los antecedentes de la aplicación y las posibles disposiciones, la aplicación de los turboexpanders para generación eléctrica es viable técnicamente en 2 escenarios: en las estaciones de regulación a puertas de ciudades y en instalaciones industriales. Las ciudades pueden ser de caudal muy variable, y ejemplo de industrias consumidoras de gran volumen de gas natural son la siderurgia, la cerámica y los ciclos combinados.

3.4.1.2.1. Estación de regulación y medida a puertas de ciudades

En las Tablas 3.15 y 3.16 de referencias de Atlas Copco y Tuurbogaz hemos observado como las turbinas de este tipo funcionando en instalaciones de estas características se pueden encontrar en países como Ucrania, Rusia, Estados Unidos y Canadá y su potencia de generación oscila entre 500 KW y 9000 KW. De hecho, la mayoría de las referencias de estos fabricantes se dan en estaciones de regulación a puertas de ciudades.

En las referencias bibliográficas de Iran [11] donde se estudia la ampliación de la estación de regulación de la ciudad de Teheran se realiza una clasificación de estaciones de regulación en 5 categorías, de ciudad (C.G.S City Gate station), de gran ciudad (TBS Town Broad Station), combinada (CGS y TBS), para consumo industrial y para consumo doméstico. Sin embargo, las características técnicas de este tipo de clasificación son muy variables pudiendo obtenerse situaciones similares en una CGS y en una TBS. Para mostrar el potencial de generación eléctrica del turboexpander hemos recreado 3 tipos de ciudades con las características de presión y variando su caudal (grande, medio y bajo) nos permite ilustrar como se realizaría el estudio de su potencial.

Para ello hemos utilizado el cálculo de que por cada $30.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ se puede producir 1 MW en cualquier turboexpander de cualquier fabricante pues esta conclusión se deduce del análisis de los catálogos de los fabricantes.

Veamos pues tres casos de estaciones de regulación de ciudades según su caudal:

➤ **Caso 1: Ciudades de gran caudal de gas natural**

Este tipo de instalaciones podemos encontrarlas ubicadas a puertas de la ciudad donde derivan el gas a gasoductos de distribución de menor presión. El tiempo de operación de este tipo de estación abarca todas las horas de un año, siendo sus condiciones de trabajo mostradas en la Tabla 3.20.

➤ **Caso 2: Ciudades de caudal medio de gas natural**

Se trata de una instalación de características similares a la anterior, pero de un caudal menor cuyas características de funcionamiento se muestran en la Tabla 3.20

El tiempo de operación de este tipo de estación abarca todas las horas de un año, sin embargo, el consumo instantáneo de gas para uso doméstico es muy variable, teniendo lógicamente más demanda en calefacción en los meses fríos, así como picos horarios debidos los hábitos familiares y comerciales (cocina, agua caliente...).

➤ **Caso 3: Estación de regulación y medida a puertas de ciudad de pequeño caudal**

Este tipo de instalaciones se encuentran en el último punto de distribución de gas, se encuentran muy próximas al consumidor final por lo que reducen la presión del gas prácticamente hasta el valor de utilización por los aparatos domésticos. Se caracterizan por los parámetros de funcionamiento mostradas en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20. Características de ERM de ciudades según caudales

Características \ Caudales	Grande	Medio	Pequeño
Presión de entrada (bares)	72	72	16
Presión de salida (bares)	16	16	0,4
Caudal de diseño (m ³ N/h)	30.260	11.050	1.000
Caudal medio (m ³ N/h)	15.932	5.818	527
Disponibilidad (h/año)	8.760	8.760	8.760

Con estas características, si en las ERM se instalaran turbinas podemos llegar a producir la energía que se muestra en la Tabla 3.21. Para calcular la potencia instalable hemos utilizado el caudal de diseño que dividido por 30.000 nos da la potencia en MW de la turbina a instalar.

Para calcular la potencia generable máxima hemos utilizado la potencia instalada nominal de diseño y se ha multiplicado por el número de horas. Para calcular la potencia generable mínima hemos usado el caudal medio y aplicado el mismo cálculo teniendo en cuenta el número de horas al año de disponibilidad, por tanto, no hemos usado ningún coeficiente de minoración por estacionalidad del consumo.

Tabla 3.21. Posibilidades de generación según caudales

Características \ Caudales	Grande	Medio	Pequeño
Potencia máxima instalable (KW)	1.008	368	33
Potencia media generable (KW)	531	193	17
Energía máxima generable (MWh/año)	8.835	3.226	292
Energía media generable (MWh/año)	4.652	1.698	153

En el caso 1, es decir ERM a puertas de ciudad de gran caudal, como cabía esperar, para un gran caudal, salto de presión y funcionamiento constante en tiempo de la instalación, la electricidad que podemos generar a partir de una turbina de expansión es muy elevada.

En el caso 2, ERM a puerstas de ciudad de caudal medio, al igual que el escenario anterior, podemos generar una gran cantidad de energía, pero en menor medida debido a un menor caudal de trasiego en la turbina.

Finalmente, las estaciones de regulación y medida a puertas de ciudad de pequeño caudal, se encuentran en el último punto de distribución de gas, muy próximas al consumidor final por lo que reducen la presión del gas prácticamente hasta el valor de utilización por los aparatos domésticos. El menor salto de presión y un caudal bastante inferior en comparación con los dos escenarios anteriores hace que la energía eléctrica generada sea en proporción también muy pequeña.

3.4.1.2.2 Industrias: Siderurgia, Cerámica y Ciclo Combinado

La necesidad de precalentamiento del gas antes de la expansión en los turboexpanders hace que sea necesario consumir un combustible para en una caldera por ejemplo calentar agua. Sin embargo, en la industria solemos encontrar corrientes calientes de agua o vapor principalmente, que se podrían integrar en la instalación del turboexpander evitando así la instalación de equipos adicionales de pre-calentamiento y solo con tuberías e intercambiadores de calor resolver el problema del precalentamiento necesario del gas. Así mismo, la industria suele ser un consumidor estable a lo largo del año y dispone de instalaciones eléctricas y personal de operación y mantenimiento que fácilmente permitirían que la instalación del turboexpander sea absorbida dentro del complejo industrial.

Al igual que hemos hecho anteriormente con las ciudades tipo, para ilustrar la aplicabilidad de los turboexpanders, realizamos un estudio con tres tipos de industrias consumidoras de gas natural en distintas cantidades, la siderurgia, la industria cerámica y el ciclo combinado. Los resultados de este estudio se muestran en las Tablas 4.

➤ Caso 4: Siderurgia

Este tipo de industria demanda un caudal de gas medio, como una ciudad, por lo que se abastece partir de un gasoducto de transporte, para alimentar los hornos de fundición utilizado para la fabricación de productos básicos de hierro, acero y ferroaleaciones. Además, la demanda permanece constante a lo largo de toda la jornada laboral, lo que permite la selección de una turbina ajustada en el punto óptimo de funcionamiento para asegurar así un rendimiento máximo del sistema. La disponibilidad típica de la instalación es de 24 horas durante 5 días a la semana.

Este tipo de instalación es un buen candidato ya que suelen tener también una acometida eléctrica de media o de alta tensión donde poder acoplar el generador eléctrico acoplado al turboexpander no solo para consumo interno sino para exportación y venta de electricidad a la red.

➤ Caso 5: Cerámica

Al igual que el cliente anterior, se trata de un cliente industrial. El caudal demandado por este tipo de industria es significativamente menor que para el de una siderurgia, pero la demanda se mantiene constante al igual que antes, por lo que la acometida de gas natural parte de un gasoducto de distribución a baja presión.

Para un salto de presión y caudal menor que el anterior, aun con una disponibilidad elevada, no parece a priori muy atractiva en este tipo de industria el uso de turbinas de expansión de gas natural.

➤ **Caso 6: Central de ciclo combinado**

La central de ciclo combinado típica que se estudia es de 400 MW, consumiendo cada uno de ellos alrededor de 60.000 Nm³/h. Suponiendo que el régimen de operación de un ciclo es aproximadamente de un 20% de las horas totales del año, produciendo mayoritariamente de lunes a viernes de 8:00 a 24:00 en los meses de invierno y verano, ya que en estos períodos de tiempo es cuando se produce un aumento en el consumo eléctrico de la población.

Con un salto de presión elevado y un caudal muy elevado hace que la energía extraída del gas para generación de electricidad sea muy elevada. En cambio, la baja disponibilidad anual hace que un régimen de operación bajo, el cómputo de la electricidad generada a lo largo de un año no sea tan alta como cabría esperar en un primer momento. Sin embargo, en los casos en que la central incremente su régimen de operación es evidentemente el escenario más interesante por la sinergia en las instalaciones eléctricas, gasistas y de disponer de equipo de operación y mantenimiento ya incorporado en la central, por lo que los gastos de inversión se prevé serán menores comparados con otros clientes industriales.

Hay otros escenarios industriales interesantes de estudio particularizado como pueden ser las refinerías y todos aquellos complejos petroquímicos que sean grandes consumidores de gas natural y se conecten a la red de transporte y distribución. De todas formas, serían equivalentes en caudales y presión a los de alguna ciudad.

En la Tabla 3.21 se caracterizan las estaciones de regulación de industrias añadiendo una estimación de horas de operación al año. En base al caudal de diseño y dividiendolo por 30.000 se obtiene la potencia instalable que se muestra en la Tabla siguiente. Con esta potencia instalada multiplicando por el número de horas se calcula la energía eléctrica generable en 1 año.

Tabla 3.21. Características de ERM instaladas en industrias

	Industrias			
	Siderurgia	Cerámica	Ciclo Combinado 20%	Ciclo Combinado 80%
Presión de entrada (bares)	72	16	72	72
Presión de salida (bares)	16	0.4	35	35
Caudal de diseño (Nm ³ /h)	7.465	591	60.000	60.000
Operación (horas)	6.264	6.936	1.752	7.008

Estos cálculos mostrados en la Tabla 3.22, nos permiten observar como inicialmente el ciclo combinado es un tipo de industria que por consumir una gran cantidad de gas y además poder hacerlo en un gran número de horas tiene un mayor potencial que otro tipo de industria como la siderurgia y la cerámica.

Tabla 3.22. Estimación de energía eléctrica en función de caudales de gas de industrias

	Industrias			
	Siderurgia	Cerámica	Ciclo Combinado 20%	Ciclo Combinado 80%
Potencia instalable (KW)	248	20	2.000	2.000
Generación (MWh/año)	1.558	136	3.504	14.016

Para poder realizar estudios más detallados y sacar mayores conclusiones se necesitaría disponer de los datos de diseño y de operación de este y otros tipos de industria.

3.4.2. Conclusiones desde el punto de vista tecnológico

Nos encontramos una serie de ventajas e inconvenientes en la aplicación de turboexpanders.

Se dan una serie de ventajas de utilizar instalaciones de turboexpander, frente a las plantas de cogeneración tradicionales. Estas ventajas son las siguientes:

- Es una energía “gratuita”, ya que la fuente de energía es la depresión del gas natural en las ERMs (Estaciones de Regulación y Medida). Esta depresión es realizada por una válvula de expansión, desaprovechando toda esa energía de presión. Por lo tanto, si se sustituye dicha válvula por una turbina de expansión natural (turboexpander), hay una recuperación de energía a través del salto de presión. La turboexpander aprovecha la energía cinética producida por el salto de presión, produciendo energía eléctrica a través del acoplamiento de un generador.
- Otro aspecto a destacar es el bajo impacto medioambiental de este nuevo tipo de generación de energía eléctrica, ya que no se necesita la combustión de un gas adicional, y por lo tanto se reducen notablemente las emisiones de CO₂.
- Ahorro del casi 10 % de las ventas por la no emisión del CO₂ en la combustión de un combustible fósil (véase el desarrollo en el anterior estudio económico).
- Para empezar a producir no se necesita una alta inversión inicial.
- No es necesario un elevado número de personal.
- La instalación ocupa un menor espacio.

- Produce energía eficiente a precios competitivos. Fundamentalmente, se genera energía más eficiente cuando hace calor, que es cuando mayores son los picos de demanda.

Pese a producir energía limpia y gratuita, la instalación de esta tecnología también presenta una serie de obstáculos:

- Costes de capital: En estos costes se incluyen el equipo, caja de cambios, generador, pre y post-calentadores, interconexión, controles y costes de instalación.
- Costes de operación: serán más altos que en las estaciones reguladoras, ya que con los turboexpanders se necesita fuel para precalentar el gas. Esto conllevará aproximadamente el 2% del coste capital.
- Relación de presión: el potencial de la recuperación de la energía es proporcional al cociente entre las presiones de entrada y salida. Cuanto mayor sea la diferencia de presiones, más energía se recuperará. Existe una relación mínima de presión, por debajo de la cual, el turboexpander no funcionará.
- Caudal: este parámetro influye directamente en el rendimiento, ya que es el que condiciona la presión de salida. La variabilidad del caudal es una consideración importante en la economía del proyecto, y hay que tener en cuenta que el caudal de gas sufre variaciones continuas dependiendo de las fluctuaciones de la demanda.

3.4.3. Conclusiones acerca de los fabricantes de turboexpanders

Tras la búsqueda y recopilación de información en Internet acerca de todos los fabricantes de turboexpanders, es posible destacar a una serie de éstos. Es evidente que la valoración que se ha llevado a cabo ha dependido de la calidad y cantidad de información mostrada en la página web de cada fabricante.

Sin embargo, al tratarse de una tecnología energética alternativa, es muy habitual la confidencialidad de datos. Por lo tanto, no existe mucha información en Internet acerca de turboexpanders, sobretodo de modelos e instalaciones de esta tecnología. Así, podría ocurrir que fabricantes que hayan realizado muchas instalaciones por todo el mundo, no se hayan considerado como importantes en este estudio, al no disponer información suficiente en Internet. A pesar de esta gran limitación de información, los criterios que se han llevado a cabo para valorar la relevancia de los fabricantes de turboexpanders, numerados de mayor a menor importancia, son los siguientes:

- 1) Número de instalaciones por todo el mundo.
- 2) Diversidad de modelos ofertados.
- 3) Popularidad de la empresa en Internet. Este criterio se ha basado en los resultados de búsqueda en Google.
- 4) Cuota de mercado de la empresa. La valoración de este aspecto es a partir del número de sedes de la empresa por todo el mundo.

A partir de los anteriores criterios, y considerando que sólo se ha considerado información de Internet, los principales fabricantes de turboexpanders son los siguientes:

- Atlas Copco.
- General Electric.
- La Turbine.
- Turbogaz.

BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 3

- [1] BP Statistical Review of World Energy 2011 www.bp.com (accessed 2012)
- [2] Bloch H, Soares C. Turboexpanders and process applications. Boston: Gulf Professional Publishing. 2001
- [3] Kostowski WJ, Usón S. Thermo-economic assessment of a natural gas expansion system integrated with a co-generation unit. Applied Energy, Elsevier 2013; 101:58–66
- [4] Kostowski WJ. The possibility of energy generation within conventional natural gas transport system. Strojaestvo. 2010; 52(4):429-40
- [5] Holm J. Application of turboexpanders for energy conservation. Turbomach Int. 1983; 24(1):26-31
- [6] Mirandola, A. y Macor, An Experimental Analysis of an Energy recovery Plant by expansion of Natural Gas, Proc. Of the 23rd Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. 1988; Vol. 4, pp33-38, Denver –Colorado
- [7] Faddeev IP. Turboexpanders to utilize the pressure of natural gas delivered to Saint Petersburg and industrial centers. Chem. Petrol Eng. 1998;34(11-12):704-11
- [8] Dr. Judson S. Swearingen Patent. RotoFlow Corporation; 1.989; <http://www.google.com/patents/US5045711>
- [9] Hedman B. Waste energy recovery opportunities for interstate natural gas pipelines. Gulf Coast Clean Energy; Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) 2.008
- [10] Mansoor A. Power generation opportunities in Bangladesh from gas pressure reducing stations. In: 3rd International Conference on Electrical and Computer Engineering, Dhaka, Bangladesh. 2.004
- [11] Rahman M.M., Power generation from pressure reduction in the natural gas supply chain in Bangladesh. Journal of Mechanical Engineering, 2.010
- [12] Ardali EK, Heybatian E. Energy regeneration in natural gas pressure reduction stations by use of gas turbo expander; evaluation of available potential in Iran www.igu.org National Iranian Gas Company; ChaharMahal & Bakhtiari Province Gas Company. 2.009
- [13] Seresht RT, Jalalabadi HK, Rashidian B. Retrofit of Tehran city gate station, (C.G.S., No.2) by using turboexpander. In: The thirty-second industrial energy technology conference, New Orleans, LA. 2010
- [14] Pozivil J. Use of expansion turbines in natural gas pressure reduction stations. Acta Montan Slovaca 2004; 9(3):258–60. <http://actamont.tuke.sk/>

-
- [15] Dariusz Kowala. Using the gas pressure potential for electricity generation at pressure reduction stations. Silesian University of Technology (SUT). 2.009
- [16] Energy company web. Expander-generator set with a rating of 5.000 KW <http://www.energia.com.ua/endga5000.html>
- [17] Howard C, Oosthuizen P, Peppley B. An investigation of the performance of a hybrid turboexpander-fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations. *Appl Therm Eng* 2011; 31:2165–70.
- [18] Nadav Enbar y Sam Jaffe; Best practices: Enbridge's approach to greening the natural gas t&d network via hybrid fuel cells 2.010
- [19] Nysearch Northeast gas association. Pipeline to ultra-clean generation energy recovery generation (ERG)
- [20] Interview to Andrew Mercer. Under pressure: how one company is harvesting clean energy from gas pipes, 2.010
- [21] Cryostar; available at <http://www.cryostar.com/web/green-energy-system.php>
- [22] Saskatoon Project, available at <https://www.saskatoon.ca>
- [23] IPIECA. Available At <http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/60371>
- [24] Europa. EU2050. Energy Roadmap (2012) Available at <http://ec.europa.eu/energy/en/studies>
- [25] IEA. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas. International Energy Agency .Disponible en: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf , 2012.
- [26] EIA Independent Statistics & Analysis. US Energy Information Administration available at <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>
- [27] Neseli, Mehmet Alparslan, Onder Ozgener y Leyla Ozgener. Energy and exergy analysis of electricity generation from natural gas pressure reducing stations. *Energy Conversion and Management*. Elsevier. 2015
- [28] Farzaneh-Gord M. Recoverable energy in natural gas pressure drop stations: a case study of the Khangiran gas refinery. *Energy Explor Exploit* 2008; 26(2):71–82.
- [29] International Energy Agency. World Energy Outlook 2014. Shen DM, Feranades F, Simoes-Moreir JR. Using gas pipeline pressure to liquefy natural gas or generate electricity. *Hydrocarb Process* 2006; 85(1):47–8. 50.
- [30] Kirillov NG. Analysis of modern natural gas liquefaction technologies. *Chem Pet Eng* 2004; 40(7):401–6.
- [31] He TB, Ju YL. A novel process for small-scale pipeline natural gas liquefaction. *Applied Energy* 2014; 115: 17–24

- [32] Howard, Clifford Robert. Tesis doctoral: “Hybrid turboexpander and fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations”. Universidad Queen, Kingston, Ontario, Canada. 2009

Nota: Agradecer a los alumnos Juan Pedro Garcia Hernandez, Jose Maria Haro Lopez, Francisco Javier Pardo Balibrea, Carmen M^a Salvador Ortega y M^a Dolores Navarro Perez su colaboración para ordenar toda la información relativa a referencias, fabricantes e instalaciones. También su colaboración en los estudios de viabilidad económica.

Capítulo 4

Estudio de implantación de los turboexpanders en España

Para realizar un estudio de implantación de los turboexpanders en España se ha calculado el potencial técnicamente viable de la tecnología verificando las condiciones de las infraestructuras gasistas en España en cuanto a las presiones y caudales de consumo. Se revisa también la importancia de los perfiles de consumo y la estacionalidad del mismo que pueden condicionar el caudal y por tanto la potencia generable. Este estudio nos ha llevado a seleccionar el ciclo combinado como el mejor candidato para realizar un análisis en detalle.

Primero, se realiza un estudio a nivel país, teniendo en cuenta la potencia generada en los últimos años por los ciclos combinados. Después, se realiza un estudio más detallado de un tipo de ciclo para finalmente realizar análisis económicos de viabilidad futura. Los factores que afectaran a su viabilidad también se analizan. Este mismo análisis se realiza a nivel mundial utilizando los datos del consumo anual de cada país.

4.1. Análisis del potencial del turboexpander en el sistema gasista español

Para analizar en detalle la aplicabilidad del turboexpander en el sistema gasista español y la cantidad de posibles instalaciones que se podrían construir, debemos analizar y conocer 4 elementos principales: las infraestructuras gasistas, el perfil de consumo y el consumo total anual, así como la estacionalidad de ese consumo.

El conocimiento de las infraestructuras nos permite prever si la red gasista está bien distribuida por todo el país o se concentra geográficamente. El perfil del consumo nos permite saber a qué presión se consume el mayor volumen de gas natural.

Las tendencias crecientes o no del consumo total nos dan una idea de la viabilidad presente y futura de la tecnología del turboexpander insertada en la red gasista. La estacionalidad nos permite saber si el consumo se concentra en unos meses o bien está distribuido en un caudal medio estable que proporcionaría mayor rendimiento en la generación eléctrica del turboexpander.

4.1.1. Infraestructura

España dispone de una red gasista que se muestra en la Figura 4.1. La red de transporte es operada en forma de monopolio por una sola empresa ENAGÁS que opera según la regulación establecida por el gobierno nacional. España importa casi el 100% de lo que consume y recibe el gas a través las 7 regasificadoras instaladas en 7 puertos, 3 en el Mediterráneo (Barcelona, Cartagena y Sagunto), una en el Atlántico Sur (Huelva) y 3 en el Norte (Reganosa, Gijón y Bilbao). Adicionalmente, disponemos de 6 interconexiones internacionales a través de gaseoducto submarinos con Marruecos y Argelia (Medgas) y por gaseoducto terrestre con Portugal y Francia. Se dispone también de 3 almacenamientos subterráneos (Gaviota, Serrablo y Yela). Toda esta conectividad convierte a España en un país estratégico para la entrada del gas natural por el Sur de Europa.

De acuerdo con las cifras disponibles en Sedigas [19], España tenía en 2014, 81.806 km de tubería, siendo de transporte más de 13.492 km y de distribución más de 67.696 km (datos de 2013). La tendencia en los últimos años es de crecimiento, ya que en el año 2000 se disponía de solo de 37.022 km, por lo que en 13 años se ha multiplicado por 2,2 con una inversión media anual de unos 1.000 MM€ / año .

El gas natural es transportado en condiciones de alta presión (más de 60 bares) por los 9.540 km. que Enagás opera y mantiene, con 18 estaciones de compresores y 433 estaciones de regulación de acuerdo con los datos disponibles en la memoria anual de Enagás [21].

Los rangos de presión se consideran alta presión por encima de 60 bares, y red de transporte secundaria cuando se opera en el rango de 60 a 16 bares y la red de distribución opera por debajo de 16 bares.

Del estudio del sistema gasista español, se concluye que es un sistema extenso, en el que se está invirtiendo para hacer llegar a cada vez más municipios el gas natural y que por las distancias a recorrer maneja altas presiones que nos permitirán instalar turboexpanders en los saltos de presión que se produzcan a lo largo de la red de gaseoductos. Dispone de varias entradas y por tanto su mallado no presenta ninguna debilidad que pudiera afectar a la viabilidad de la instalación de turboexpanders.



Figura 4.1: Infraestructuras gasistas en España. (Fuente: Enagás)

En España, se producen, por tanto, tres saltos de presión que se pueden aprovechar con la instalación de turboexpanders, el salto de 60 a 30 bares suele ser el que se consigue en los ciclos combinados y algunas industrias, de 30 a 16 bares en los consumidores industriales y de 16 a 4 bares para las estaciones a la entrada de grandes ciudades y resto de consumidores industriales.

El salto de 4 bares a milibares en el consumo doméstico está muy distribuido por las ciudades y suele ser de bajo caudal y muy fluctuante cada día y no es objeto de estudio en esta tesis.

4.1.2. Demanda

El consumo total anual de España en los últimos años ha disminuido, por efectos de la crisis económica, sin embargo la demanda convencional, es decir, la que no está relacionada con la producción de electricidad sino con la actividad industrial y doméstica, se ha mantenido, como se puede ver en la Tabla 4.1.

En España, además de los ciclos combinados, hay un total de 30.704 MW de unidades instaladas que generan consumiendo gas natural. Para el 2020, si la flota de Ciclos Combinados en España retomara la producción eléctrica como en el año 2008, se podría tener un incremento de la demanda de gas natural que podría llegar a los 500.000 GWh por año (ya en 2008 fue de 449.437 GWh). Sin embargo, según Enagás en su informe anual del 2014, se espera que la demande global de gas aumente por encima del

2% anual hasta el año 2020. En España, Enagás espera este crecimiento de la demanda de gas debido al esperado incremento del PIB, una mayor penetración del gas natural en el consumo final y una parcial recuperación del uso del gas natural para generación eléctrica.

Tabla 4.1. Evolución demanda gas natural en España (Fuente: Sedigas)

Mercados\ Años	2000	2005	2008	2010	2011	2012	2013	2014
1.Domestico-Comercial	34.755	56.425	59.617	64.328	52.433	56.776	56.597	49.098
2.Industrial	144.994	202.278	197.256	194.089	203.626	216.923	213.733	195.230
Convencional 1+2	179.749	258.703	256.873	258.417	256.059	273.699	270.330	244.328
3. Centrales Eléctricas	10.379	111.320	187.531	135.625	109.875	81.600	56.811	51.758
4. Uso No energético	6.131	6.199	5.033	6.131	6.319	4.339	6.260	5.346
Total en GWh	196.259	376.221	449.437	400.173	372.253	359.638	333.401	301.432
Total en bcm	16,84	32,31	38,60	34,40	32,00	31,20	28,70	25,40
% Eléctrica	5,29	29,59	41,73	33,89	29,52	22,69	17,04	17,17

En España, además de los ciclos combinados, hay un total de 30.704 MW de unidades instaladas que generan consumiendo gas natural. Para el 2020, si la flota de Ciclos Combinados en España retomara la producción eléctrica como en el año 2008, se podría tener un incremento de la demanda de gas natural que podría llegar a los 500.000 GWh por año (ya en 2008 fue de 449.437 GWh). Sin embargo, según Enagás en su informe anual del 2014, se espera que la demande global de gas aumente por encima del 2% anual hasta el año 2020. En España, Enagás espera este crecimiento de la demanda de gas debido al esperado incremento del PIB, una mayor penetración del gas natural en el consumo final y una parcial recuperación del uso del gas natural para generación eléctrica.

Por tanto, considerando la regla de cálculo obtenida en la revisión de los fabricantes y los estudios previos sobre turboexpanders, por cada 30.000 Nm³/h y teniendo un ratio de cambio en presiones de 2,5 insertando turboexpanders podemos generar 1 MW aproximadamente, lo cual nos permite calcular la Tabla 4.2 en base a los datos de la Tabla 4.1.

Tabla 4.2. Evolución generación con turboexpanders basado en consumo anual de gas natural

	2000	2005	2008	2010	2011	2012	2013	2014
Total en bcm	16,84	32,31	38,60	34,40	32,00	31,20	28,70	25,40
Turboexpanders TWh	0,56	1,08	1,29	1,15	1,07	1,04	0,96	0,85

Considerando entonces la demanda anual de gas de España podría haberse autogenerado aproximadamente 1 TWh de media anualmente, lo cual representa entre un 0.5 - 0,4% del total de la producción anual de electricidad que asciende en los últimos años entre 240 - 270 TWh/ año. Todos estos TWh con turboexpanders hubieran sido

libres de emisiones de CO₂, NO_x, SO₂, consumos de agua o ningún otro impacto medioambiental.

Los cálculos de la Tabla 4.2 se realizan teniendo en cuenta 1 solo salto de presión, aunque en realidad se producen 3 saltos de presión, en las centrales eléctricas se produce un solo salto de 60 a 30 bares, al consumidor industrial llega con 2 saltos de presión y al consumidor doméstico después de 3 saltos de presión. Aplicando a los consumos anuales de la Tabla 4.1. las expansiones correspondientes, los resultados se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Cálculo generación con turboexpanders basado en tipo de consumo anual de gas natural

TEX eléctrico 1 expansión	0,03	0,33	0,56	0,41	0,33	0,25	0,17	0,16
TEX industrial 2 expansión	1,08	1,55	1,54	1,55	1,54	1,64	1,62	1,47
TEX doméstico 3 expansiones	0,63	1,02	1,07	1,16	0,94	1,02	1,02	0,88
TEX total (TWh/año)	1,74	2,90	3,18	3,12	2,81	2,91	2,81	2,51
Año	2000	2005	2008	2010	2011	2012	2013	2014

Desde este cálculo inicial teórico con 1 solo salto de presión se obtienen una media de 1 TWh /año en los últimos 10 años. Podemos verlo de otra forma, ya que es equivalente a tener durante 365 días y 24 horas una producción instantánea de 114 MWh y por tanto debemos analizar en detalle que escenarios y casos de aplicación se consiguen en España para esta posible producción de energía limpia. Si cada turboexpander fuera del tamaño de 1 MW estaríamos hablando de unos 114 proyectos de instalación o localizaciones donde poder realizar una inversión de aproximadamente 1 MM€ en cada una.

Comparando las Tablas 4.2 y 4.3 podemos observar que prácticamente se consigue el triple de generación con turboexpanders si aprovechamos los tres saltos de presión, pudiéndose obtener unos 3 (2,89) TWh/ año de media en los últimos 10 años (tener en cuenta que en el redondeo hemos considerado que el último salto de presión de 4 bares a milibares se había despreciado en su totalidad).

Se podrían conseguir por tanto una producción de unos 342 MWh de media, instantáneos que es la potencia equivalente a una central de ciclo combinado. Tenemos por tanto la potencia equivalente a una central eléctrica fluyendo por los gaseoductos.

España en el contexto europeo es la sexta nación en consumo anual y por tanto es un buen caso de análisis ya que aunque hay países con mayor consumo anual, el

conocimiento de la red gasista y el sistema eléctrico español nos permitirá realizar un estudio más pormenorizado. Esta posición queda reflejada en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Primeros 6 países consumidores de gas en Europa en bcm/año [5]

Europa	438
Alemania	84
Reino Unido	73
Italia	64
Francia	43
Holanda	37
España	29

La Figura 4.2 muestra la tendencia de consumo anual tanto de Europa como de España, que aunque en principio muestra una tendencia negativa desde el 2010 debido a la reducción del consumo en los ciclos combinados y la crisis económica, recordemos que el gas natural es el único combustible fósil que los informes de predicción futura de la agencia Internacional de la Energía, en todos los escenarios, observa un crecimiento. Ese crecimiento es distinto dependiendo de la región del planeta que estemos estudiando.



Figura 4.2. Consumos de gas en España y Europa 2000-2013 [5]

Se concluye por tanto del análisis del consumo anual de toda España, que el potencial del turboexpander es de 1 TWh/año de generación eléctrica considerando 1 salto de presión y de 3 Twh/año considerando los 3 saltos hasta los 4 bares. Otra conclusión es que la demanda de gas creció desde el año 2000 al 2008, pero ha disminuido debido a la crisis económica, aunque se espera una recuperación al ritmo del 2% anual según Enagás y el Ministerio de Industria [20]. Con los consumos actuales se calculan entre 114 a 342 Mwh de producción horaria media de electricidad, esto equivale a decir que en los gaseoductos fluye energía equivalente a una central eléctrica.

4.1.3. Perfil del consumo del gas natural en España

Nos referimos a perfil de consumo el que se define por los rangos de presión y volúmenes anuales de gas natural consumido. La Tabla 4.5 resume los diferentes saltos de presión y volúmenes anuales consumidos indicando el número de clientes que tienen ese perfil.

Tabla 4.5. Perfil de consumo de gas natural en España (2013) (Fuente: CNMC*)

* No coinciden la CNMC y Sedigas en el consumo del año 2013. CNMC 328.847 GWh y Sedigas 333.401 GWh.

Grupo	Consumo Anual GWh	Número de clientes	Turboexpanders MWh
Grupo 1: P>60 bars	108.798	111	
Consumo<200 GWh	1.115	20	Bajo caudal
200 < Con.<1000	17.599	37	5,72
Con. > 1.000	90.084	54	29,29
Grupo 2: 4<P<60 bars	133.177	4.108	
< 30 GWh	15.811	3.315	Bajo caudal
30<cons<100	21.764	468	Bajo caudal
100<cons<500	56.637	287	18,41 (x2)
Consumo >500	42.171	38	13,7 (x2)
P<4 bars	1.197	427	Bajo caudal
Grupo 3: P<4 bares	65.785	7.443.000	-
Interrumpible	2.190	7	Bajo caudal
Plantas de amoniaco	6.166	3	Bajo caudal
Plantas satélite	11.631	712	Bajo caudal
	328.947 GWh		67.15 (99,23)

Los grupos 1 y 2 son los conocidos como consumidores industriales y el grupo 3 son los consumidores domésticos y comerciales. El grupo 1 con 111 clientes que consumen en alta presión (más de 60 bares) representa un tercio de todo el consumo anual.

El grupo 2, cuyos clientes (4.108) consumen otro tercio lo hace en un rango entre 4 y 60 bares.

Finalmente el grupo 3 que representa al consumidor doméstico con 7,5 Millones de clientes realiza su consumo en baja presión.

En la última columna, se ha añadido los MWh producibles con turboexpanders aplicando la regla de 1 MWh por cada 30.000 Nm³/h y por tanto son cálculos del potencial generador.

Para realizar estos cálculos basados en gas natural expresados en GWh hemos tenido que convertirlo en volumen de gas teniendo en cuenta un valor medio del Poder

Calorífico Superior (PCS) en 11,345 KWh/m³. Por tanto, el gas expresado se expresa en términos de energía como Energía = Volumen x PCS.

Este paso intermedio de conversión de energía a caudal para luego calcular la potencia generable en el turboexpander no se ha incluido en la Tabla 4.5 por simplificar la misma.

Teóricamente, y solo basados en el consumo anual habíamos calculado un potencial teórico de 1 TWh que equivalía a 114 MWh. Sin embargo, observando el perfil de cómo se produce ese consumo hemos calculado solo 67,15 MWh, despreciando por bajo caudal a los consumidores de baja presión y a todos aquellos por debajo de 200 GWh.

Estos cálculos los hemos realizado teniendo en cuenta 1 solo salto de presión. Si tenemos en cuenta el doble salto en el grupo 2, se obtendrían un total de 99,23 MWh.

Vamos a poder deducir un criterio de volumen mínimo que determina un caudal mínimo que nos garantice una generación eléctrica estable, fiable y por tanto viabilidad técnica.

4.1.3.1 Análisis del consumo industrial

Un consumo de gas natural de 500 GWh/año es equivalente a obtener un caudal en las tuberías de 4.878 Nm³/h. (Este número se obtiene dividiendo los GWh/año por el PCS y obteniendo el caudal horario dividiendo por el número de horas del año.)

Los consumidores con 100 GWh/año obtienen una media de caudal de 975 Nm³/h y aquellos consumidores con al menos 200 GWh/año obtienen un caudal medio aproximado de 2.000 Nm³/h (equivalentes a 128 KWh en potencia en un turboexpander).

Podemos en primera instancia, despreciarlos, ya que con 1.000 Nm³/h podemos generar solamente unos 50 KWh, que lo vamos a considerar micro generación y no es objeto de estudio de esta tesis. Este cálculo lo realizamos teniendo en cuenta la producción específica de energía eléctrica de (0,028-0,0644 KW/Nm³ de Mirandola [22]).

Podemos concluir por tanto, que un caudal mínimo para viabilidad de una instalación con turboexpander necesita de un caudal mínimo de 5.000 Nm³/h suministrado en alta presión. (Según el índice de Mirandola este caudal generaría unos 322 KWh).

Este perfil se encuentra solamente en el grupo 1 y en el grupo 2 de la siguiente forma:

- Grupo 1: 37+54 = 91 potenciales proyectos.
 - 37 clientes con un consumo entre 200 y 1000 GWh al año.
 - 54 clientes con más 1.000 GWh al año.
- Grupo 2: 38 clientes con más de 500 GWh.

En este grupo se observa un gran número de clientes, 287, que tienen un perfil de consumo entre 100 y 500 GWh /año que potencialmente podrían producir unos 18,41 MWh con turboexpanders, pero habría que analizarlos individualmente para

conseguir visualizar su viabilidad técnica y económica dependiendo de otros factores como la estacionalidad.

Una primera conclusión del análisis del perfil de consumo es que de los 114 MWh teóricos, que se obtienen del consumo anual de España (considerando 1 solo salto de presión), si aplicamos según el perfil de consumo, un criterio de caudal mínimo medio (criterio de los 500 GWh/año) podemos calcular que son viables técnicamente unos 67,15 MWh, lo que representa un 59% del valor teórico obtenible de la cifra de consumo nacional de gas natural. Observamos en este análisis que por su perfil de consumo en alta presión y alto caudal anual, aparecen 129 clientes (37+54) del grupo 1, más 38 del grupo 2 de la Tabla 4.5; proyectos que suman 48,71 MWh (5,72 + 29,29 + 13,7 de la Tabla 4.5) , ya que los consumidores de grupo 2 que consumen entre 100 y 500 GWh/año, habría que estudiarlos en detalle para ver la viabilidad de los restantes 18,41 MWh que se deducen de su consumo anual y se realiza entre 4 y 60 bares.

Es, por tanto, el consumidor industrial donde se concentra el potencial para el turboexpander, ya que son pocos clientes pero grandes consumidores de caudal, en alta presión, suponen el 60% del consumo anual de España y suelen disponer de sinergias como fuentes calor para el precalentamiento e instalaciones eléctricas para la evacuación de la electricidad generable.

4.1.3.2 Análisis del consumo doméstico

El consumidor doméstico y comercial en España (Grupo 3 con presión menor de 4 bares) representa 7,5 MM de clientes. La tendencia de crecimiento de este perfil es ascendente, con unos 82.210 clientes nuevos el año 2014 y 79.635 clientes nuevo el año 2013.

En España el doméstico solo representa un 20% del consumo total (en Europa este perfil representa el 34% del total, debido a un mayor uso de la calefacción). Además el consumo doméstico es altamente estacional con un ratio de consumo de 1 a 5 veces entre invierno y verano. Esto implica que el 80% del consumo se realiza solo en 4 meses– 120 días.

Analizando más en detalle este perfil generador, Sedigas en su memoria anual del 2014 [19], refleja que 1.638 municipios de un total de 8.100 municipios en España disponen de infraestructura gasista. Aunque el porcentaje de población española que vive en los municipios con gas natural es del 78% solo el 30% de las viviendas cuenta con suministro de gas.

De acuerdo a la información de Sedigas, el consumo medio por habitante en Europa es de 2.516 KWh/habitante y en España solo es de 872 KWh/habitante (KWh de gas).

Sin embargo, considerando el tamaño de las ciudades españolas, observamos que hay 2 que tienen de más de 1 Millón de habitantes (Madrid y Barcelona). 4 ciudades están en el rango entre 786.000 – 586.000 habitantes y hay 7 ciudades más en el rango entre 439.000 – 306.000 ciudadanos.

En total, por tanto solo 13 ciudades tienen más de 300.000 habitantes.

Un segundo grupo de 29 ciudades están por encima de 200.000 habitantes y un tercer grupo de 62 ciudades tienen más de 100.000 habitantes y finalmente un grupo de 100 ciudades con más de 75.000 habitantes.

Esta concentración de habitantes puede ser interesante para concentrar el consumo de gas natural en una sola región.

Efectivamente el consumo de gas natural se concentra en 6 provincias que representan un 72% del consumo con más de 20.000 GWh/año.

Solo 2 ciudades, Madrid y Barcelona pueden ser consideradas como grandes consumidores (más de 16.000 GWh/año) que representarían un potencial generador con turboexpanders de 17 MWh pero solamente concentrados en 4 meses durante el período de invierno y unos 3 MWh durante los otros 8 meses del año.

Hay 4 ciudades que consumen más de 2.000 GWh/año (Bilbao, vitoria, Valladolid y Hospitalet) que podrían producirse unos 5 MWh en invierno y apenas 1 MWh durante el resto del año.

Finalmente, otro grupo de 10 ciudades (Badalona, Tarrasa, Zaragoza, Gijón, Oviedo, Vigo, A Coruña, Pamplona, Albacete y Valencia) se podrían generar en la estación de regulación de la ciudad 1 MWh durante el periodo invernal.

Se resume en la Tabla 4.6 los resultados del estudio del tamaño de las ciudades y su consumo de gas natural que se podría expandir en turbinas con generador eléctrico acoplado.

Tabla 4.6. Potencial turboexpander en ciudades españolas

Consumo doméstico	Invierno	Verano
2 ciudades	17 MWh x 2 = 34 MWh	3 MWh x 2 = 6 MWh
4 ciudades	5 MWh x 4 = 20 MWh	1 MWh x 4 = 4 MWh
10 ciudades	1 MWh x 10 = 10 MWh	0
	64 MWh	10 MWh

En un país como España, con clima mediterráneo, el consumo doméstico difícilmente encuentra localizaciones para implementar la oportunidad el turboexpander durante todo el año, pero hemos sido capaces de identificar algunas oportunidades donde la concentración de habitantes y su perfil de temperaturas produce una serie de picos de consumo sobre todo en invierno que sería aprovechable usando los turboexpanders.

En concreto, la Tabla 4.6 muestra que serían unos 64 MWh en invierno y 10 MWh el resto de los meses del año. Estos cálculos son conservadores pues se realizan en base a un salto de presión de ratio 2, cuando en realidad el salto de presión de 4 bares a milibares tiene un salto de presión más alto. Habría que resolver además el pre y post

calentamiento pero sin duda no se deben despreciar pues la tendencia del consumo doméstico es creciente.

4.1.4 Estacionalidad.

Es un factor a tener en cuenta, pues afecta directamente al caudal que proporcionalmente varía la potencia generable.

En la Figura 4.3 se observa como la estacionalidad del sector industrial es mínima, observándose un pequeño valle de consumo en Agosto.

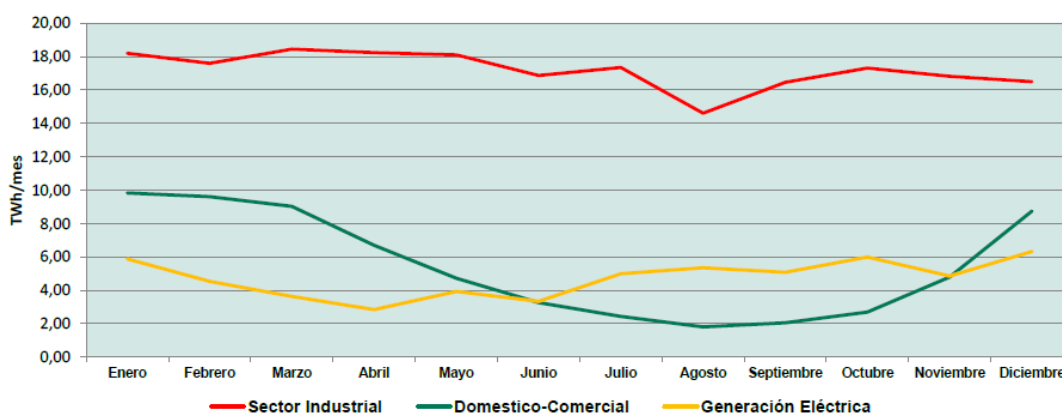


Figura 4.3. Estacionalidad del consumo de gas por sectores en España (Fuente: CNMC)

Sin embargo el consumidor doméstico y comercial, se ve muy afectado por la temperatura ambiente con un ratio de 1 a 5 de consumo entre invierno y verano.

El sector eléctrico (los ciclos combinados) también muestran un ligero cambio entre estaciones pero no representa ninguna barrera para el caudal mínimo.

4.1.5 Resultados

El consumidor industrial en su totalidad representa el 80% del consumo en volumen, con 5000 clientes, de los cuales solo 129 clientes son claramente una oportunidad para el turboexpander pudiéndose generar sin estar afectados por la estacionalidad unos 48,75 MWh como mínimo, y unos 67,15 MWh como máximo teniendo en cuenta la estacionalidad.

El consumidor doméstico, representa un 20% del consumo en volumen, con más de 7,5 MM de clientes, sin embargo, son las grandes urbes las que representarían 16 proyectos con unos 64 MWh en invierno y 10 MWh el resto del año.

La conclusión es que para estudiar el potencial de generación de un país, los factores relevantes a tener en cuenta son los siguientes:

-
- El consumo anual total: proporciona un primer orden de magnitud de la potencia generable en función del volumen anual, pero no es concluyente porque depende del perfil del consumidor (doméstico/ industrial)
 - Infraestructura del sistema gasista: se necesita una red desarrollada
 - Niveles de presión del sistema de transporte: solamente en redes de alta presión es viable la instalación de turboexpanders
 - Según los saltos de presión, el perfil del consumidor (Industrial o domestico) y el número de clientes en cada grupo.
 - Estacionalidad: dependiendo del clima.
 - Concentraciones de población: los grandes centros urbanos consiguen concentrar en un solo punto geográfico un sumidero que pueden generar picos de consumo.

Podemos aportar el siguiente criterio para aplicar en futuros estudios:

Criterio de caudal mínimo en 500 GWh /año que deriva en un caudal medio de 5.000 Nm³/h lo que garantiza unos 250 KWh y unos ingresos mínimos de 100.000 €/año considerando un precio medio de 50 €/MWh.

En un país con un perfil de consumo parecido al español, podemos concluir que el potencial teórico medio es de 114 MWh si todo el gas se repartiera en los 365 días igualmente en sus 24 horas y de unos 342 MWh considerando tres saltos de presión.

Sin embargo estudiando el perfil de consumo se observa que se consiguen en invierno unos máximos de 131,75 MWh. (64 MWh domésticos y 67,15 industriales) y en verano unos mínimos de 58,75 MWh. (48,75 MWh industriales y 10 MWh domésticos) con 1 solo salto de presión, o bien entre 163 a 109 MWh considerando más saltos de presión. Esto confirma que el estimador de consumo basado en el consumo total anual tiene un cierto error aunque para estudios preliminares se puede considerar efectivo a la hora de calcular el potencial de un país en base a su consumo anual.

4.2 Estudio de potencial viabilidad de generación eléctrica con turboexpanders en ciclos combinados en España

De los 111 clientes que en España consumen con más de 60 bares (ver Tabla 4.5), 51 son ciclos combinados y gracias a la publicación de los datos del sector eléctrico disponemos de sus perfiles de consumo de gas natural, ya que estos se derivan de la generación eléctrica que han vertido en barras de la central y que esta monitorizada por REE y reportada en sus informes anuales. Estos datos nos permiten los cálculos necesarios que muestren en detalle el potencial de cogeneración con turboexpander.

En una primera aproximación, podemos calcular el potencial del turboexpander basándonos en el total de generación anual.

Un ciclo combinado consume unos 50.600 kg/h de gas natural para producir unos 400 MWh (fuente AES- MHI). La densidad del gas natural es de unos 0,78 kg/m³. Por tanto, en los ciclos combinados obtenemos que por cada 400 MWh producidos se consumen unos 60.000 Nm³/h.

Según Mirandola la producción específica de energía eléctrica es de 0,028 a 0,0644 KW/Nm³ de gas natural, por lo que en teoría podemos producir con 60.000 Nm³/h entre 1.816 y 2.160 KWh. En la sección anterior, hemos usado el estimador de 30.000 Nm³/h para producir 1 MWh ya que Mirandola nos proporcionaba un rango entre 840 KWh y 1.932 KWh, por tanto habíamos seleccionado un estimador conservador. En el estudio del ciclo combinado en el que no dispongamos del caudal de gas natural sino de la energía producida usaremos también un estimador conservador.

En el ciclo combinado el salto de presión es 2, es decir, normalmente el gaseoducto esta sobre 64 bares y en la estación de regulación las turbinas de gas consume a 32 bares (fuente AES-MHI). Por tanto, si consultamos las curvas de los turboexpanders del fabricante Atlas Copco según la Figura 4.4 observamos que para un flujo de 60 * 10³ Nm³/h y un ratio de presiones de 2,0 obtenemos 10 * 10² KW, es decir, 1 MWh. Usaremos por tanto este estimador en los cálculos en los que la potencia generable con turboexpanders esté basada en la producción eléctrica anual del mismo. Normalmente, la producción de un ciclo combinado a nivel anual se suele expresar en GWh/año.

Los ciclos combinados en España suelen ser instalaciones con potencias de 400, 800 o 1200 MW (ver Tabla 4.7), por sus distintas configuraciones de 1x1, 2x1 o 3x1, pero actualmente un grupo de turbina de gas y turbina de vapor produce unos 400 MWh.

Por tanto, nuestro estimador para calcular la potencia generable con un turboexpander en un ciclo combinado de 400 MWh será de 1 MWh.

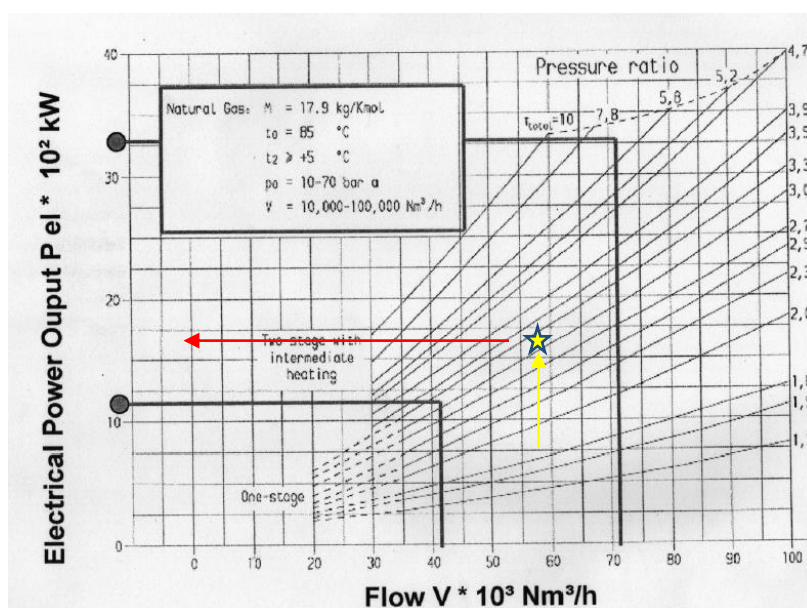


Figura 4.4. Cálculo de la potencia en KW de turboexpander en función del caudal y del salto de presión (Fuente: Atlas Copco)

España consume de media horaria electricidad en unos 35.000 MWh de los cuales un 20% se genera en las centrales de Ciclo Combinado, es decir, unos 7.000 MWh. Como son grandes consumidores de gas natural, cada 400 MWh supondrían que un turboexpander generara 1 MW, con una primera estimación y aproximación al estudio de esta aplicación, solo en los ciclos combinados podemos afirmar que de forma “continua” (24 h y 365 días) se podrían turbinar 17,5 MWh, que en un año acumularían 153 GWh con un ingreso de unos 7,665 MM€ con un precio de venta de 50€/MWh. Este valor de 153 GWh anual es bastante inferior a los 262 GWh que habíamos estimado para los clientes del grupo 1 de perfil de consumo en el apartado anterior, ya que ahora el estimador usado es mucho más conservador.

Además de la mejora en el rendimiento, la tasa de emisiones de un 1 KWh de electricidad generada es de 0,4 kg CO₂ / KWh, lo cual supondría a nivel anual una reducción en emisiones de 61.320 Ton CO₂/año.

Estudiando los ciclos combinados en detalle podemos obtener una cifra más aproximada. En la siguiente Tabla se muestra el listado de las 51 centrales de ciclo combinado instaladas en España desde el 2002 hasta el 2011. Señalamos en la Tabla 4.7, el año de su puesta en marcha, la provincia, la empresa propietaria, su nombre en el sistema eléctrico español (según REE) y su potencia instalada.

Tabla 4.7. Listado de CCGT en España. Elaboración propia Fuente: REE

Año	Provincia	Empresa	Centrales	Pot. instalada
2005	Toledo	IB + GF 50%	Aceca 3	400
2006	Toledo	IB + GF 50%	Aceca 4	374
2011	Cádiz	EON	Algeciras 3	831
2005	Vizcaya	ESB+Osaka	Amorebieta	795
2005	Cádiz	Iberdrola	Arcos 1	396
2005	Cádiz	Iberdrola	Arcos 2	379
2005	Cádiz	Iberdrola	Arcos 3	844
2005	La Rioja	Contour Global	Arrúbal 1	402
2005	La Rioja	Contour Global	Arrúbal 2	397
2003	Vizcaya	EVE+Enagas	Bahía de Bizkaia	800
2002	Barcelona	GAS Fenosa	Besós 3	412
2002	Barcelona	GAS Fenosa	Besós 4	407
2011	Barcelona	Endesa	Besós 5	873
2004	Cádiz	50% Cepsa	Campo Gibraltar 1	393
2004	Cádiz	50% Cepsa	Campo Gibraltar 2	388
2006	Cartagena	GAS Fenosa	Cartagena 1	425
2006	Cartagena	GAS Fenosa	Cartagena 2	425
2006	Cartagena	GAS Fenosa	Cartagena 3	419
2002	Navarra	HC energía	Castejón 1	429

2003	Navarra	Iberdrola	Castejón 2	378
2008	Navarra	HC energía	Castejón 3	426
2002	Castellón	Iberdrola	Castellón 3	800
2008	Castellón	Iberdrola	Castellón 4	854
2006	Teruel	GDF SUEZ	Castelnou	798
2006	Huelva	Endesa	Colón 4	398
2006	Cartagena	GDF SUEZ	El Fangal 1	409
2006	Cartagena	GDF SUEZ	El Fangal 2	408
2006	Cartagena	GDF SUEZ	El Fangal 3	402
2011	Zaragoza	EON	Escatrón 3	818
2010	Zaragoza	-	Escatrón Peaker	283
2006	Cartagena	Iberdrola	Escombreras 6	831
2011	Campanillas	GAS Fenosa	Málaga 1 cc	421
2007	Huelva	GAS Fenosa	Palos 1	401
2007	Huelva	GAS Fenosa	Palos 2	396
2007	Huelva	GAS Fenosa	Palos 3	398
2007	Tarragona	GAS Fenosa	Plana del Vent 1	412
2007	Tarragona	GAS Fenosa	Plana del Vent 2	421
2008	La Coruña	Endesa	Puentes Garcia Rodriguez 5	849
2007	Barcelona	GAS Fenosa	Puerto de Barcelona 1	447
2007	Barcelona	GAS Fenosa	Puerto de Barcelona 2	445
2008	La Coruña	GAS Fenosa	Sabón 3	389
2007	Sagunto	GAS Fenosa	Sagunto 1	417
2007	Sagunto	GAS Fenosa	Sagunto 2	420
2007	Sagunto	GAS Fenosa	Sagunto 3	419
2002	Cádiz	GAS Fenosa	San Roque 1	397
2002	Cádiz	GAS Fenosa	San Roque 2	402
2005	Vizcaya	Iberdrola	Santurce 4	403
2008	Asturias	HC energía	Soto de la Ribera 4	432
2010	Asturias	HC energía	Soto de la Ribera 5	434
2010	Tarragona	Endesa	Tarragona Endesa	400
2003	Tarragona	EON	Tarragona Power	424
Total				25.321

Se instalaron en 10 años 25.321 MW. En la Tabla 4.8 se muestra la generación de cada central en el periodo 2010-2014 extraída de los reportes anuales de REE en ese periodo en GWh.

Tabla 4.8. Producción anual de cada CCCC de España 2010-14 (Elaboración propia a partir de datos de REE)

CCCC \ Año	2010	2011	2012	2013	2014
Aceca 3	1.225	909	457	189	179
Aceca 4	1.838	2.444	2.168	954	908
Algeciras 3	126	1.754	518	0,2	32
Amorebieta	2.483	1.029	849	169	176
Arcos 1	170	121	0	0	1
Arcos 2	63	18	1	15	7
Arcos 3	2.229	1.094	175	102	76
Arrúbal 1	695	424	672	228	17
Arrúbal 2	612	575	670	177	149
Bahía de Bizkaia	2.939	2.283	3.349	3.032	2.835
Besós 3	1.710	655	326	162	272
Besós 4	2.183	1.715	1.941	2.186	2.247
Besós 5	479	1.786	1.466	702	668
Campo Gibraltar 1	2.194	1.467	1.164	209	0
Campo Gibraltar 2	1.552	1.445	1.510	207	0
Cartagena 1	726	1.422	1.201	794	1.007
Cartagena 2	1.062	1.030	904	582	718
Cartagena 3	952	1.193	805	945	528
Castejón 1	1.454	530	335	243	192
Castejón 2	704	204	7	0	0
Castejón 3	1.350	488	521	138	198
Castellón 3	93	169	72	50	9
Castellón 4	2.619	2.419	746	479	344
Castelnou	1.957	358	51	90	157
Colón 4	771	755	386	165	181
El Fangal 1	1.310	187	36	34	22
El Fangal 2	1.028	239	111	19	26
El Fangal 3	1.170	353	91	40	118
Escatrón 3	3.359	1.129	907	3	32
Escatrón Peaker	82	18	13	8	43
Escombreras 6	1.161	1.111	36	0	0
Málaga 1 cc	1.401	2.068	2.089	1.713	1.248
Palos 1	2.022	1.124	575	335	133
Palos 2	1.944	887	686	440	396
Palos 3	1.719	894	844	723	69
Plana del Vent 1	213	801	1.091	258	302

Plana del Vent 2	188	838	1.021	426	16
Puentes Garcia Rodriguez 5	694	432	452	258	336
Puerto de Barcelona 1	678	1.140	732	1.244	1.171
Puerto de Barcelona 2	289	886	1.146	760	507
Sabón 3	1.497	1.872	891	950	211
Sagunto 1	2.127	1.569	2.074	1.547	894
Sagunto 2	2.255	1.238	1.422	946	1.388
Sagunto 3	2.119	1.496	589	1.028	1.501
San Roque 1	1.109	1.654	1.914	1.858	2.022
San Roque 2	836	751	139	223	375
Santurce 4	650	178	50	1	6
Soto de la Ribera 4	1.418	1.379	629	236	232
Soto de la Ribera 5	359	438	173	81	79
Tarragona Endesa	1.079	353	57	0	0
Tarragona Power	1.712	1.414	526	138	31
Total	64.605	50.736	38.588	25.087	22.059

Por tanto, en base a la Tabla 4.8 si todas las centrales hubieran instalado en sus estaciones de regulación un turboexpander en paralelo se podría haber co-generado el siguiente potencial que se muestra en la siguiente Tabla 4.9.

Esta Tabla muestra el total generado en los CCCC, por cada 400 MWh estimamos según los datos de cálculo de una central ejemplo, que se pueden generar 1 MWh con turboexpander. Por tanto, aplicando esta regla obtenemos la siguiente Tabla 4.9.

Tabla 4.9. Generación potencial con turboexpanders en los CCCC.

	2010	2011	2012	2013	2014
Total generación CCCC	64.605	50.736	38.588	25.087	22.059
Pot. Turboexpanders	162	127	96	63	55
Total Energía España	273.318	264.903	268.807	260.327	253.564

*Unidades GWh/año

Como se puede apreciar las cantidades cogeneradas potencialmente no son grandes cantidades si las comparamos con la generación anual del propio ciclo combinado o del total del consumo anual de todo un país como España, pero debemos recordar que son MW “limpios”, sin haber emitido ni una sola tonelada de CO₂ a la atmosfera.

De nuevo, estos valores anuales son inferiores a los estimados inicialmente. Por ejemplo para el año 2013, que en base al perfil de consumo suponíamos un producción con turboexpanders de 29 MWh para los clientes del grupo 1, de ellos el ciclo combinado representa 7,2 MWh (para producir 63 GWh/año).

Una vez analizados los ciclos combinados en su conjunto y el potencial del turboexpander en todos ellos, a continuación se realiza un estudio central a central para evaluar más en detalle no solo su viabilidad técnica sino también mostrar un primer cálculo de los ingresos que se podrían haber obtenido con la venta de la electricidad cogenerada.

En base a este mismo estimador, podemos calcular por central la cantidad de energía que podrían haber cogenerado si hubieran tenido instalado el turboexpander en los últimos 5 años. Estos cálculos se reflejan en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10. Generación anual con TEX en base a la generación del CC

CCCC \ Año	2010	2011	2012	2013	2014
Aceca 3	3,0625	2,2725	1,1425	0,4725	0,4475
Aceca 4	4,595	6,11	5,42	2,385	2,27
Algeciras 3	0,315	4,385	1,295	0,0005	0,08
Amorebieta	6,2075	2,5725	2,1225	0,4225	0,44
Arcos 1	0,425	0,3025	0	0	0,0025
Arcos 2	0,1575	0,045	0,0025	0,0375	0,0175
Arcos 3	5,5725	2,735	0,4375	0,255	0,19
Arrúbal 1	1,7375	1,06	1,68	0,57	0,0425
Arrúbal 2	1,53	1,4375	1,675	0,4425	0,3725
Bahía de Bizkaia	7,3475	5,7075	8,3725	7,58	7,0875
Besós 3	4,275	1,6375	0,815	0,405	0,68
Besós 4	5,4575	4,2875	4,8525	5,465	5,6175
Besós 5	1,1975	4,465	3,665	1,755	1,67
Campo Gibraltar 1	5,485	3,6675	2,91	0,5225	0
Campo Gibraltar 2	3,88	3,6125	3,775	0,5175	0
Cartagena 1	1,815	3,555	3,0025	1,985	2,5175
Cartagena 2	2,655	2,575	2,26	1,455	1,795
Cartagena 3	2,38	2,9825	2,0125	2,3625	1,32
Castejón 1	3,635	1,325	0,8375	0,6075	0,48
Castejón 2	1,76	0,51	0,0175	0	0
Castejón 3	3,375	1,22	1,3025	0,345	0,495
Castellón 3	0,2325	0,4225	0,18	0,125	0,0225
Castellón 4	6,5475	6,0475	1,865	1,1975	0,86
Castelnou	4,8925	0,895	0,1275	0,225	0,3925
Colón 4	1,9275	1,8875	0,965	0,4125	0,4525
El Fangal 1	3,275	0,4675	0,09	0,085	0,055
El Fangal 2	2,57	0,5975	0,2775	0,0475	0,065
El Fangal 3	2,925	0,8825	0,2275	0,1	0,295

Escatrón 3	8,3975	2,8225	2,2675	0,0075	0,08
Escatrón Peaker	0,205	0,045	0,0325	0,02	0,1075
Escombreras 6	2,9025	2,7775	0,09	0	0
Málaga 1 cc	3,5025	5,17	5,2225	4,2825	3,12
Palos 1	5,055	2,81	1,4375	0,8375	0,3325
Palos 2	4,86	2,2175	1,715	1,1	0,99
Palos 3	4,2975	2,235	2,11	1,8075	0,1725
Plana del Vent 1	0,5325	2,0025	2,7275	0,645	0,755
Plana del Vent 2	0,47	2,095	2,5525	1,065	0,04
Puentes García Rodríguez 5	1,735	1,08	1,13	0,645	0,84
Puerto de Barcelona 1	1,695	2,85	1,83	3,11	2,9275
Puerto de Barcelona 2	0,7225	2,215	2,865	1,9	1,2675
Sabón 3	3,7425	4,68	2,2275	2,375	0,5275
Sagunto 1	5,3175	3,9225	5,185	3,8675	2,235
Sagunto 2	5,6375	3,095	3,555	2,365	3,47
Sagunto 3	5,2975	3,74	1,4725	2,57	3,7525
San Roque 1	2,7725	4,135	4,785	4,645	5,055
San Roque 2	2,09	1,8775	0,3475	0,5575	0,9375
Santurce 4	1,625	0,445	0,125	0,0025	0,015
Soto de la Ribera 4	3,545	3,4475	1,5725	0,59	0,58
Soto de la Ribera 5	0,8975	1,095	0,4325	0,2025	0,1975
Tarragona Endesa	2,6975	0,8825	0,1425	0	0
Tarragona Power	4,28	3,535	1,315	0,345	0,0775
Total pot Turboexpander	162	127	96	63	55

Ordenando la Tabla 4.10 de mayor a menor en producción de GWh y aplicando un precio de venta medio de 50 €/MWh obtenemos la Tabla 4.11, que sería el ranking de los ciclos combinados en base a la potencia generada y potencialmente generado con turboexpanders acumulado en los últimos 5 años 2010-14.

Tabla 4.11. Lista ordenada de CCCC en últimos 5 años en base a potencial turboexpander

CCCC	Total GWh/5 años	Ingresos MM€
Bahía de Bizkaia	36,10	1.804.750
Besós 4	25,68	1.284.000
San Roque 1	21,39	1.069.625
Málaga 1 cc	21,30	1.064.875
Accea 4	20,78	1.039.000

Sagunto 1	20,53	1.026.375
Sagunto 2	18,12	906.125
Sagunto 3	16,83	841.625
Castellón 4	16,52	825.875
Escatrón 3	13,58	678.750
Sabón 3	13,55	677.625
Cartagena 1	12,88	643.750
Besós 5	12,75	637.625
Campo Gibraltar 1	12,59	629.250
Puerto de Barcelona 1	12,41	620.625
Campo Gibraltar 2	11,79	589.250
Amorebieta	11,77	588.250
Cartagena 3	11,06	552.875
Palos 2	10,88	544.125
Cartagena 2	10,74	537.000
Palos 3	10,62	531.125
Palos 1	10,47	523.625
Soto de la Ribera 4	9,74	486.750
Tarragona Power	9,55	477.625
Arcos 3	9,19	459.500
Puerto de Barcelona 2	8,97	448.500
Besós 3	7,81	390.625
Aceca 3	7,40	369.875
Castejón 1	6,89	344.250
Castejón 3	6,74	336.875
Plana del Vent 1	6,66	333.125
Castelnou	6,53	326.625
Plana del Vent 2	6,22	311.125
Algeciras 3	6,08	303.775
San Roque 2	5,81	290.500
Escombreras 6	5,77	288.500
Colón 4	5,65	282.250
Arrúbal 2	5,46	272.875
Puentes Garcia Rodriguez 5	5,43	271.500
Arrúbal 1	5,09	254.500
El Fangal 3	4,43	221.500
El Fangal 1	3,97	198.625

Tarragona Endesa	3,72	186.125
El Fangal 2	3,56	177.875
Soto de la Ribera 5	2,83	141.250
Castejón 2	2,29	114.375
Santurce 4	2,21	110.625
Castellón 3	0,98	49.125
Arcos 1	0,73	36.500
Escatrón Peaker	0,41	20.500
Arcos 2	0,26	13.000

En la Tabla 4.11 se observa como al menos 8 ciclos combinados superan o están cerca del millón de euros de ingresos por venta de electricidad en los últimos 5 años. Esto es una referencia interesante ya que veremos que la inversión media de un turboexpander de 1 MWh es de 1 MM€ de inversión inicial.

Igualmente aplicando el precio medio del mercado diario de cada año a la Tabla 4.10 que se conoce en 50€ se pueden calcular (estimar) los ingresos obtenidos por cada central si hubieran generado ese 1 MW extra por cada 400 MWh generados. Los resultados se plasman en la Tabla 4.12.

En la Tabla 4.12 hemos calculado los ingresos anuales estimados de cada central en 5 años. Se observa una amortización media del 49%, teniendo en cuenta que se considera la inversión para 1 MW de 1MM€ cada uno. Se tendrían por tanto que haber invertido 51 MM€.

En este caso, hemos llamado amortización al cociente entre la Inversión Inicial y los ingresos brutos por venta de la electricidad.

Se han señalado con colores según el siguiente criterio de amortización:

Rojo	Amortización > 100%	8 CCCC
Azul	40 < Amortización < 100 %	18 CCCC
Verde	10 < Amortización < 40 %	21 CCCC
Negro	Amortización < 10%	4 CCCC

En resumen, el éxito comercial que se hubiera conseguido sin tener en cuenta el factor de carga:

En 5 años, 8 proyectos amortizados y dando beneficios. Otros 18 con más del 40% amortizado.

En 10 años, estimados que al menos 36 de los 51 CCCC han amortizado el proyecto y generan beneficios, es decir, una tasa de éxito comercial del 70%.

Veamos ahora, como quedan estas cifras teniendo en cuenta el factor de carga.

El factor de carga es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

Esto significa que los grupos en realidad nunca están el 100% del tiempo a plena carga y por tanto no están consumiendo el 100% del gas natural que podríamos turbinar y cogenerar con él. Este factor de carga medio es del 51,2% en el año 2014.

Tabla 4.12. Ingresos generados por el TEX por venta de electricidad generable

CCCC \ Año	2010	2011	2012	2013	2014	Total ingresos	% amortizacion	Minoracion
Aceca 3	153.125	113.625	57.125	23.625	22.375	369.875	37%	160.526
Aceca 4	229.750	305.500	271.000	119.250	113.500	1.039.000	104%	665.999
Algeciras 3	15.750	219.250	64.750	25	4.000	303.775	30%	78.070
Amorebieta	310.375	128.625	106.125	21.125	22.000	588.250	59%	203.535
Arcos 1	21.250	15.125	0	0	125	36.500	4%	6.862
Arcos 2	7.875	2.250	125	1.875	875	13.000	1%	5.161
Arcos 3	278.625	136.750	21.875	12.750	9.500	459.500	46%	120.849
Arrúbal 1	86.875	53.000	84.000	28.500	2.125	254.500	25%	133.358
Arrúbal 2	76.500	71.875	83.750	22.125	18.625	272.875	27%	192.923
Bahía de Bizkaia	367.375	285.375	418.625	379.000	354.375	1.804.750	180%	804.919
Besós 3	213.750	81.875	40.750	20.250	34.000	390.625	39%	159.766
Besós 4	272.875	214.375	242.625	273.250	280.875	1.284.000	128%	844.872
Besós 5	59.875	223.250	183.250	87.750	83.500	637.625	64%	136.452
Campo Gibraltar 1	274.250	183.375	145.500	26.125	0	629.250	63%	322.176
Campo Gibraltar 2	194.000	180.625	188.750	25.875	0	589.250	59%	301.696
Cartagena 1	90.750	177.750	150.125	99.250	125.875	643.750	64%	421.656
Cartagena 2	132.750	128.750	113.000	72.750	89.750	537.000	54%	331.329
Cartagena 3	119.000	149.125	100.625	118.125	66.000	552.875	55%	342.230
Castejón 1	181.750	66.250	41.875	30.375	24.000	344.250	34%	170.404
Castejón 2	88.000	25.500	875	0	0	114.375	11%	58.560
Castejón 3	168.750	61.000	65.125	17.250	24.750	336.875	34%	162.037
Castellón 3	11.625	21.125	9.000	6.250	1.125	49.125	5%	10.218
Castellón 4	327.375	302.375	93.250	59.875	43.000	825.875	83%	196.558
Castelnou	244.625	44.750	6.375	11.250	19.625	326.625	33%	77.084
Colón 4	96.375	94.375	48.250	20.625	22.625	282.250	28%	123.343
El Fangal 1	163.750	23.375	4.500	4.250	2.750	198.625	20%	79.847
El Fangal 2	128.500	29.875	13.875	2.375	3.250	177.875	18%	70.616
El Fangal 3	146.250	44.125	11.375	5.000	14.750	221.500	22%	111.858
Escatrón 3	419.875	141.125	113.375	375	4.000	678.750	68%	161.543
Escatrón Peaker	10.250	2.250	1.625	1.000	5.375	20.500	2%	4.326
Escombreras 6	145.125	138.875	4.500	0	0	288.500	29%	147.712
Málaga 1 cc	175.125	258.500	261.125	214.125	156.000	1.064.875	106%	684.715
Palos 1	252.750	140.500	71.875	41.875	16.625	523.625	52%	319.411
Palos 2	243.000	110.875	85.750	55.000	49.500	544.125	54%	335.181
Palos 3	214.875	111.750	105.500	90.375	8.625	531.125	53%	320.800
Plana del Vent 1	26.625	100.125	136.375	32.250	37.750	333.125	33%	148.241
Plana del Vent 2	23.500	104.750	127.625	53.250	2.000	311.125	31%	100.493
Puentes Garcia Rodríguez 5	86.750	54.000	56.500	32.250	42.000	271.500	27%	68.147
Puerto de Barcelona 1	84.750	142.500	91.500	155.500	146.375	620.625	62%	379.202
Puerto de Barcelona 2	36.125	110.750	143.250	95.000	63.375	448.500	45%	248.469
Sabón 3	187.125	234.000	111.375	118.750	26.375	677.625	68%	424.193
Sagunto 1	265.875	196.125	259.250	193.375	111.750	1.026.375	103%	645.590
Sagunto 2	281.875	154.750	177.750	118.250	173.500	906.125	91%	588.075
Sagunto 3	264.875	187.000	73.625	128.500	187.625	841.625	84%	544.531
San Roque 1	138.625	206.750	239.250	232.250	252.750	1.069.625	107%	709.161
San Roque 2	104.500	93.875	17.375	27.875	46.875	290.500	29%	104.580
Santurce 4	81.250	22.250	6.250	125	750	110.625	11%	46.794
Soto de la Ribera 4	177.250	172.375	78.625	29.500	29.000	486.750	49%	253.110
Soto de la Ribera 5	44.875	54.750	21.625	10.125	9.875	141.250	14%	62.150
Tarragona Endesa	134.875	44.125	7.125	0	0	186.125	19%	95.296
Tarragona Pow er	214.000	176.750	65.750	17.250	3.875	477.625	48%	156.661
Total Ingresos anuales TEX	8.075.625	6.342.000	4.823.500	3.135.900	2.757.375	25.134.400	49%	12.868.813

Por tanto, se puede producir una minoración que debemos tener en cuenta para tener un análisis más realista. Aunque al aplicar el del 2014 a los 5 años estamos siendo un poco pesimistas ya que el factor de carga del 2010 era del 70% de media.

Esta pequeña simplificación sin embargo solo sirve para ilustrar como el factor de carga minoraría la producción del turboexpander.

Este fenómeno se explica entendiendo cómo funcionan los CCCC en los mercados eléctricos. Mayoritariamente se usan como respaldo de las renovables y por tanto operan en su mínimo técnico o un poco por encima para suministrar servicios auxiliares como secundaria, terciaria, desvíos, restricciones, etc... que les permiten optimizar sus ingresos.

Por tanto, aplicando la minoración nos queda una tasa de éxito menor:

Rojo	Amortización > 100%	0 CCCC
Azul	40 < Amortización < 100 %	10 CCCC
Verde	10 < Amortización < 40 %	28 CCCC
Negro	Amortización < 10%	13 CCCC

El resumen del éxito comercial, teniendo en cuenta el factor de carga, es el siguiente:

- En 5 años 0 proyectos amortizados y dando beneficios. Otros 10 con más del 40% amortizado.
- En 10 años, estimados que al menos 24 de los 51 CCCC han amortizado el proyecto y generan beneficios, es decir, una tasa de éxito comercial aproximada del 50%.

Las Figuras 4.5 y 4.6 muestran el rango de generación con turboexpander teniendo en cuenta un factor de carga del 100% para todas las plantas y un factor de carga del 70%, 65%, 60%, 55% y 50% medio para cada año y para todas las plantas a 5 o a 10 años.

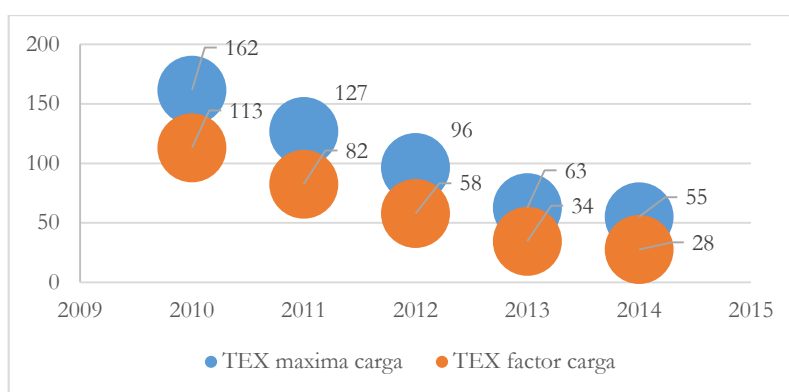


Figura 4.5. Producción de los turboexpanders con y sin factor de carga GWh /año

Por lo tanto, la generación total anual realmente debe localizarse entre ambos valores pues no conocemos el factor de carga de cada central en cada momento del año.

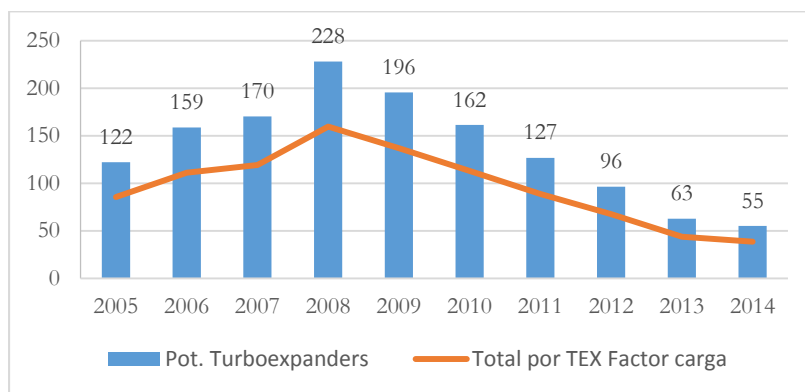


Figura 4.6. 10 años de TEX en España – Potencia generable en GWh/año

Lo mismo ocurre con la Figura 4.7 de los ingresos anuales por venta de electricidad de la generación producido por los turboexpanders. Hay que tener en cuenta además que los ingresos se calculan con un precio de venta medio anual de 50€/MWh cuando en realidad cada hora de cada día de cada año ha obtenido un precio que como se muestra en la página web de REE puede oscilar entre 70 €/MWh y 20 €/MWh. Para obtener los ingresos con precisión sería necesario un esfuerzo de compilación de datos que no añadiría mucha más información en la estimación realizada, pues sería de este orden de magnitud.

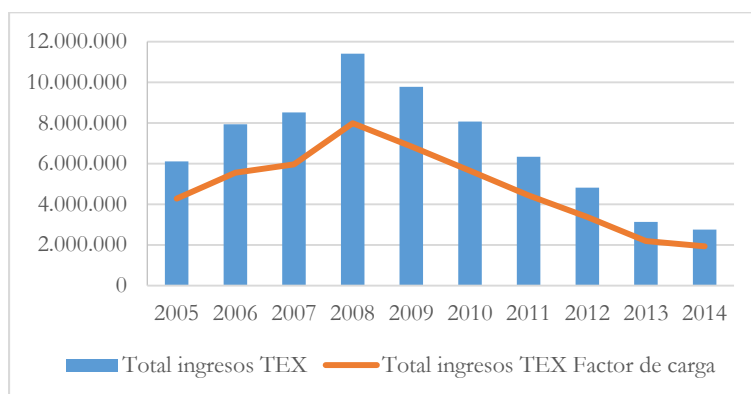


Fig.4.7. Ingresos en MM€ con TEX en España en últimos 10 años

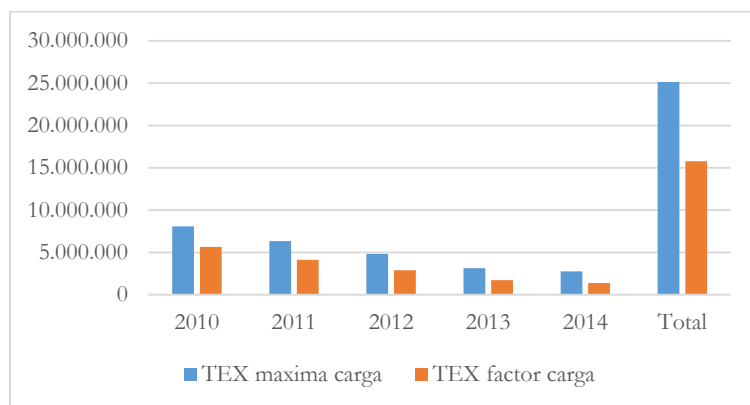


Fig. 4.8. Ingresos anuales y acumulados con y sin factor de carga en turboexpanders

Las Figuras 4.7 y 4.8, por tanto, ilustran como el factor de carga de las centrales es importante tener en cuenta a la hora de estudiar la viabilidad económica, ya que el factor de carga de la central, determina el caudal quemado y por tanto el que fluye por el turboexpander disminuyendo su rendimiento y por tanto disminuyendo su capacidad de producir energía.

Una vez analizados los ciclos combinados en su conjunto en los últimos cinco años, y cada uno de ellos, pues se dispone de información de REE en ese detalle de estos últimos cinco años, a continuación volvemos a realizar el estudio globalmente del potencial del turboexpander pero ahora con una perspectiva a 10 años. Estos resultados se muestran en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13. 10 años de turboexpanders – energía e ingresos

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Total ingresos TEX Factor de carga	4,28	5,56	5,96	7,99	6,85	5,65	4,44	3,38	2,20	1,93	48,23
Total ingresos TEX MM€	6,11	7,94	8,52	11,41	9,78	8,08	6,34	4,82	3,14	2,76	68,90
Pot. Turboexpanders GWh/año	122	159	170	228	196	162	127	96	63	55	1.378
Total pot. TEX Factor carga GWh/año	86	111	119	160	137	113	89	68	44	39	965
Total generacion CCCC GWh/año	48.885	63.506	68.139	91.286	78.279	64.605	50.736	38.588	25.087	22.059	551.170

Observamos en este análisis, el potencial de generación con turboexpanders si todos los ciclos combinados desde el año 2005 hubieran instalado su máquina de turboexpanders. Entonces, en cálculos generales se hubieran amortizado ya todas las instalaciones ya que de una inversión inicial de 51 CCCC se hubieran necesitado unos 51 MM€ y se hubieran cogenerado por valor de 68 MM€ y teniendo incluso en cuenta el factor de carga hubieran sido unos 48 MM€. Se habría co-generado entre 1.378 a 965 GWh de energía sin haber emitido ni una tonelada de CO₂. Al contrario, hubiéramos evitado al menos unas 10 MM de ton de CO₂ en esos 10 años.

Sin duda el ciclo combinado es la industria donde más claramente se aprecia el beneficio de instalar el turboexpander.

Hemos realizado por tanto en esta sección varios estudios: un estudio de aplicación de turboexpanders a nivel general en los ciclos combinados de España, un estudio a nivel general de los últimos 10 años y un estudio por ciclo en base a su producción en los últimos 5 años. Para todos ellos hemos usado el estimador de que por cada 400 MWh generados se hubiera generado 1 MWh en un turboexpander a la entrada del ciclo.

Hemos realizado también en cada estudio una aproximación a la viabilidad económica suponiendo una inversión inicial de 1 MM€ y unos ingresos por venta de 50 €/MWh.

La conclusión de esta sección es que la mayoría de los ciclos combinados hubieran amortizado la inversión si la hubieran realizado durante la puesta en marcha inicial de las

instalaciones a pesar incluso de la bajada de producción que han tenido debido a la crisis económica de los últimos 5 años.

4.3 Estudio de aplicación de turboexpanders en ciclos combinados. Casos de estudio

4.3.1 Análisis teórico del aumento de rendimiento del ciclo combinado instalando turboexpanders

Es necesario, llegado este punto, presentar algunas cifras para entender la mejora que supone la inserción de un turboexpander en la estación de regulación que suministra el gas natural al ciclo combinado.

Veamos un ejemplo con un ciclo combinado monojeje, como el mostrado en la Figura 4.9.

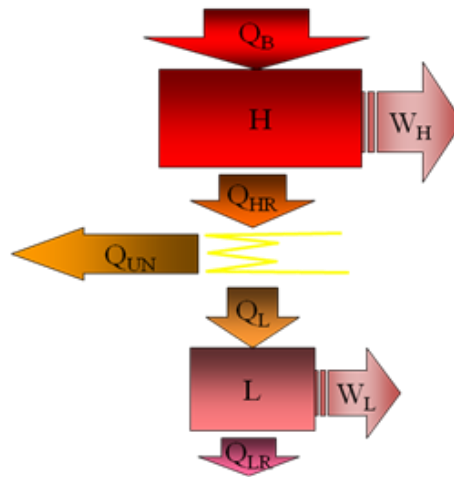


Fig. 4.9. Balance de energía de un CCGT

El rendimiento del ciclo combinado es el cociente del trabajo que se consigue en el ciclo superior W_H (Ciclo de la turbina de gas) y en el ciclo inferior W_L (ciclo agua-vapor) entre la energía procedente del combustible

$$\begin{aligned} \eta_{\text{COMB}} &= \frac{W_H + W_L}{Q_B} = \frac{\eta_H * Q_B + \eta_L * Q_L}{Q_B} = \\ &= \frac{\eta_H * Q_B + \eta_L * [Q_B * (1 - \eta_H) - \nu_{UN} * Q_B]}{Q_B} = \\ &= \eta_H + \eta_L + \eta_H * \eta_L - \nu_{UN} * \eta_L \end{aligned} \quad (1)$$

El calor que se recupera en la caldera es el entrante menos las pérdidas por la chimenea.

$$Q_L = Q_{HR} - Q_{UN} = (Q_B - W_H) - Q_{UN} = Q_B (1 - \eta_H) - \eta_{UN} Q_B \quad (2)$$

El rendimiento de la caldera de recuperación queda:

$$\eta_{CR} = \frac{Q_L}{Q_{HR}} = \frac{Q_{HR} - Q_{UN}}{Q_{HR}} = 1 - \frac{Q_B}{Q_{HR}} = 1 - \frac{v_{UN}}{(1 - \eta_H)} \quad (3)$$

Y finalmente el rendimiento del ciclo combinado es el del ciclo superior aumentado por el término del ciclo inferior (o de vapor)

$$\begin{aligned} \eta_{COMB} &= \frac{\eta_H * Q_B + \eta_L * Q_L}{Q_B} = \\ &= \eta_H + \eta_L * \frac{\eta_{CR} * Q_{HR}}{Q_B} = \eta_H + \eta_L * \eta_{CR} * (1 - \eta_H) = \\ &= \eta_H + \eta_{OL} * (1 - \eta_H) \end{aligned} \quad (4)$$

Veamos estas ecuaciones con algunos números a modo de ejemplo:

Turbina Gas:	259,3 MW
Turbina Vapor:	138,6 MW
Potencia Ciclo:	397,9 MW
Combustible:	Gas Natural
PCI:	48.915 kJ/kg
Consumo:	50.600 kg/h

La energía que entra con el combustible es el caudal o consumo multiplicado por el poder calorífico inferior

$$50.600 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * \frac{1\text{h}}{3.600\text{s}} * 48.915 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 687,5\text{MW} \quad (5)$$

$$\eta_{TG} = \frac{W_{TG}}{Q_B} = \frac{259,3\text{MW}}{701,76\text{MW}} = 0,3695 \quad (6)$$

$$\eta_{TV} = \frac{W_{TV}}{Q_L} = \frac{138,6\text{MW}}{383,86\text{MW}} = 0,3611 \quad (7)$$

$$v_{UN} = \frac{58,6\text{MW}}{701,76\text{MW}} = 0,0835 \quad (8)$$

$$\eta_{CR} = 1 - \frac{v_{UN}}{1 - \eta_{TG}} = 1 - \frac{0,0835}{1 - 0,3695} = 0,8676 \quad (9)$$

$$\eta_{OL} = \eta_{TV} * \eta_{CR} = 0,3611 * 0,8676 = 0,3133 \quad (10)$$

$$\eta_{\text{COMB}} = \eta_{\text{TG}} + \eta_{\text{OL}} * (1 - \eta_{\text{TG}}) = 0,3695 + 0,3133 * (1 - 0,3695) = 0,567 \quad (11)$$

Los resultados se presentan en la Figura 4.10, a modo de resumen

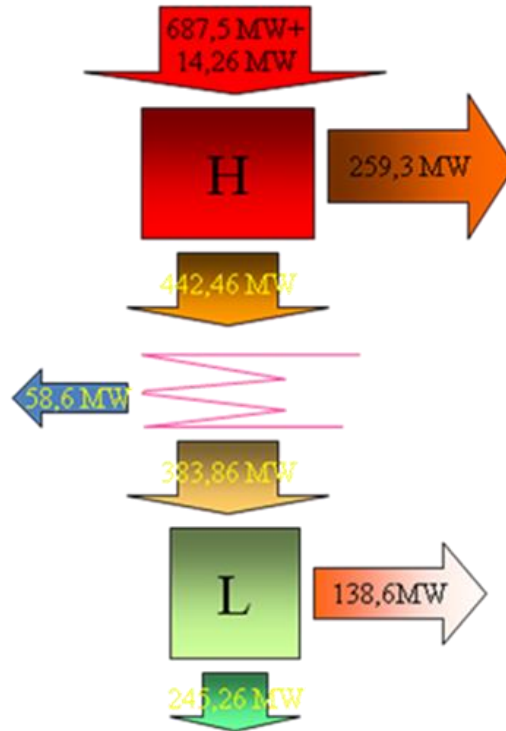


Fig. 4.10. Balance de energía de un CCGT II

Tiene el ciclo combinado por tanto un rendimiento del 56,7 % sobre la energía aportada por el combustible muy superior al 37% de los ciclos abiertos (diésel y centrales de carbón)

La implementación de un turboexpander añade la posibilidad de generar aproximadamente 1 MW adicional por cada 400 MW instalados, sin coste de combustible, pudiendo así subir el rendimiento a un 56,9% , es decir, un incremento de rendimiento del 0,2%.

Es decir, si cada grupo de 400 MW instalara un turboexpander, se podrían generar 8.760 MWh /año por grupo suponiendo que opera 24 horas y los 365 días, que a un precio medio de 50 €/MW producirían unos ingresos máximos de aproximadamente 438.000 €/año. Todo esto es teórico, ya que no todos los ciclos combinados operan ni todo el tiempo ni en carga base.

4.3.2. Estudio de viabilidad de un ciclo combinado. Caso de estudio

4.3.2.1. Ingeniería básica del turboexpander para diseño

El caso de estudio realizado como caso práctico en detalle para el diseño más objetivo posible de un turboexpander aplicado a un ciclo combinado en configuración monojeje con una potencia de 1.200 MW (400 x 3).

Esta planta industrial tiene una configuración de tres grupos idénticos, compuestos cada uno por una turbina de gas, una turbina de vapor, un condensador, una caldera de recuperación y un transformador. Además de estos equipos principales, la planta también cuenta con otros equipos comunes a las tres unidades de potencia, tales como la planta de tratamiento de agua, planta de tratamiento de efluentes o calderas auxiliares.

Básicamente, la presión y la temperatura de suministro del gas natural a la entrada de la Estación de Regulación no cambia durante el año, pero el caudal del gas natural sí que sufre fluctuaciones continuas todos los días, ya que hay que poner en marcha la mayoría de los días los 3 grupos de 400 MW cada uno, con los que cuenta la planta destino para este turboexpander. En definitiva, el flujo tiene un rango desde 0 hasta 50.000 Nm³/h hasta 150.000 Nm³/h, y con picos de 185.000 Nm³/h cuando la producción es máxima en la planta. La presión de entrada del gas es de 69 bares aproximadamente, siendo la salida de 35 bares. La temperatura de entrada del gas es de 51 °C saliendo a unos 50 °C.

Con precalentamiento del gas a 51 °C y con el correspondiente descenso de presión y temperatura de la expansión, se obtienen 2.526 KW de potencia a generar en el turboexpander, señalando que las pérdidas mecánicas son aproximadamente 120 KW. Para este caso, los cálculos hacen referencia a una expansión realizada con el turboexpander de tipo ETG 240. Un presupuesto inicial para este equipo es de 1.020.000 €. Este precio no incluye el generador, aunque tiene un coste aproximado de 180.000 €.

A continuación, en la Figura 4.10 se muestra un extracto de los datos operativos de diseño de la E.R. perteneciente al Ciclo Combinado ya mencionado así como una gráfica correspondiente a estos datos operacionales en la Figura 4 11.

		TURBINE	
Volume flow	(Nm ³ /h)	150000.	
Mass flow	(kg/h)	116517.	
	(kg/s)	32.366	
Molweight	(kg/kmol)	17.411	
Pressure inlet	(bar)	69.000	
Pressure outlet	(bar)	35.000	
Temperature inlet	(K) (C)	324.15	51.00
Temperature outlet	(K) (C)	278.52	5.37
Actual vol. flow inlet	(m ³ /h)	2379.14	
Actual vol. flow outlet	(m ³ /h)	4019.29	
Fraction liquid inlet	(-)	0.0000	
Fraction liquid outlet	(-)	0.0000	
Impeller diameter	(mm)	240.00	
Turbine speed	(RPM)	24000.	
Isentropic efficiency	(-)	0.890	
Cold (Gas) power	(kW)	2525.6	

Figura 4.11. Datos operacionales (Fuente: Atlas Copco - AES)

En las Figuras 4.12 y 4.13 se muestran los gráficos correspondientes a estos datos operacionales.

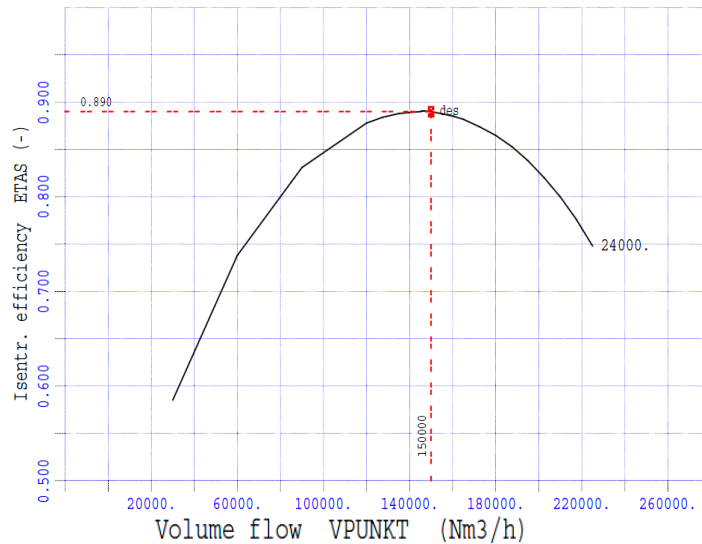


Figura 4.12. Eficiencia Isoentropica-Caudal. (Fuente: Atlas Copco - AES)

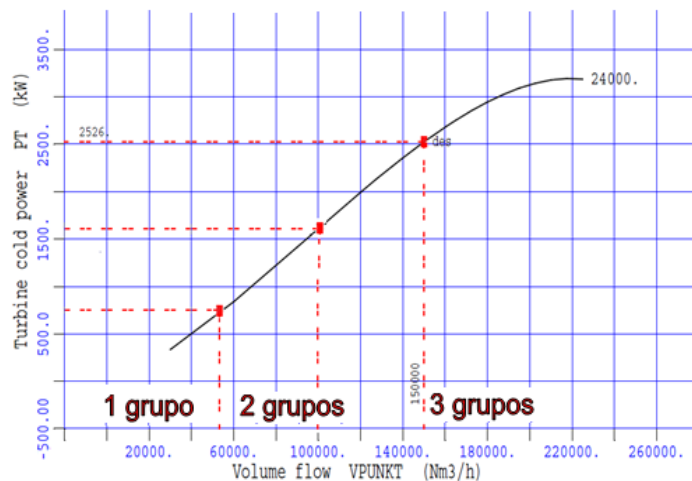


Figura 4.13 Potencia-Caudal (Fuente: Atlas Copco - AES)

Es de destacar que con una sola máquina tenemos la flexibilidad de generar 0,75 MW si opera con el caudal equivalente a un solo grupo, 1,6 MW con 2 grupos y 2,526 MW con el caudal equivalente a tres grupos.

Se minimiza por tanto la inversión a 1 sola máquina con una inversión inicial de 1,2 MM€ en el turboexpander y el generador y que se insertaría en la cabecera de la conexión al gaseoducto.

Una vez seleccionada la máquina a instalar, se tendrá en cuenta el instalarla bajo techo para lo cual se proveerá una nave industrial de estructura metálica que contendrá en su interior el turboexpander elegido.

Durante el diseño hay que tener en cuenta las especificaciones que afectan a la hora de seleccionar el mejor turboexpander para el ciclo combinado. Se nos ofrecen varias opciones en el catálogo del fabricante que dependiendo de nuestro perfil de presiones y variabilidad de caudales hay que tener en cuenta.

Operating Case		Min.	Design Guarantee	Max.
Flow	Nm ³ /h	69 500	125 983	151 000
	kg/h	56 387	102 213	122 510
Turbine Stage				
Inlet	pressure	bar abs	55	55
	temperature	°C	57	60
Outlet	pressure	bar abs	31	31
	temperature	°C	22	22.6
Speed turbine	1/min	21 700	21 700	21 700
Isentropic efficiency	%	79	86	86
Shaft power	kW	927	1 853	2 221
Generator:				
Speed, nominal	1/min	3 020	3 020	3 020
Electrical power output	kW	805	1 718	2 072

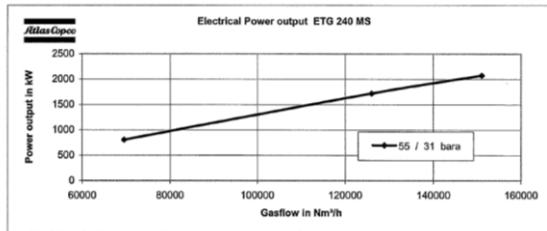


Figura 4.14. Cálculos de diseño de Atlas Copco. (Fuente: Atlas Copco)

Como se observa en la Figura 4.14, hay que tener en cuenta un caudal mínimo y un máximo que establece un rango de operación posible.

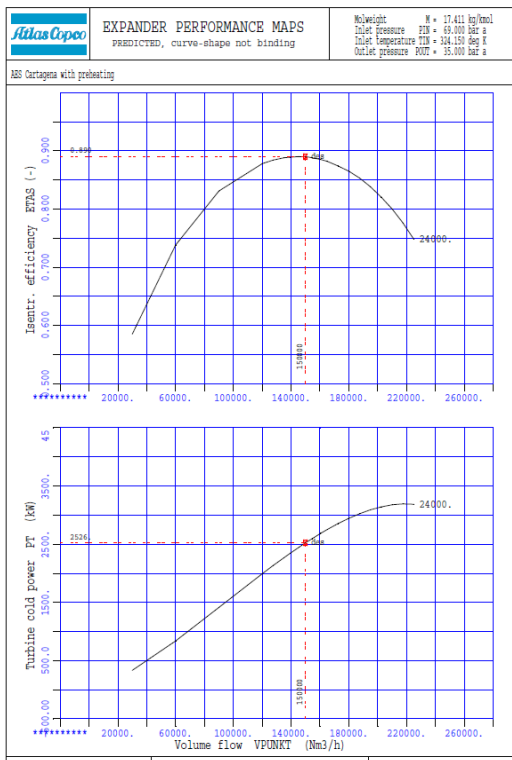


Figura 4.15. Rendimiento y potencia en función del caudal de gas natural. Fuente: Atlas Copco

Por otra parte, como se observa en la figura 4.15, hay que tener en cuenta como la variación de caudal respecto al caudal de diseño afecta a la generación y al rendimiento de la máquina.

La Figura 4.16 nos muestra como con un caudal de 40.000 Nm³/h y un salto de presión de 3 (entre la presión de entrada y salida) con las turbinas de este fabricante se puede producir 1,2 MW con una temperatura de gas natural de unos 85°C, pudiendo tener la presión de entrada un rango entre 10 a 70 bares y un caudal entre 10.000 a 100.000 Nm³/h.

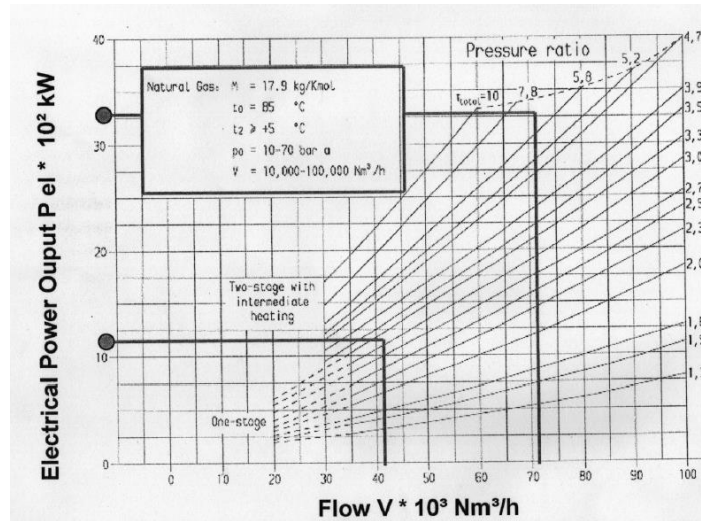


Figura 4.16. Cálculo de la potencia en KW de turboexpander en función del caudal y del salto de presión (Fuente: Atlas Copco)

Las siguientes Figuras 4.17, 4.18 y 4.19 muestran el alzado, planta y perfil con las dimensiones de las máquinas que resuelven el turboexpander un caso de estudio de ciclo combinado.

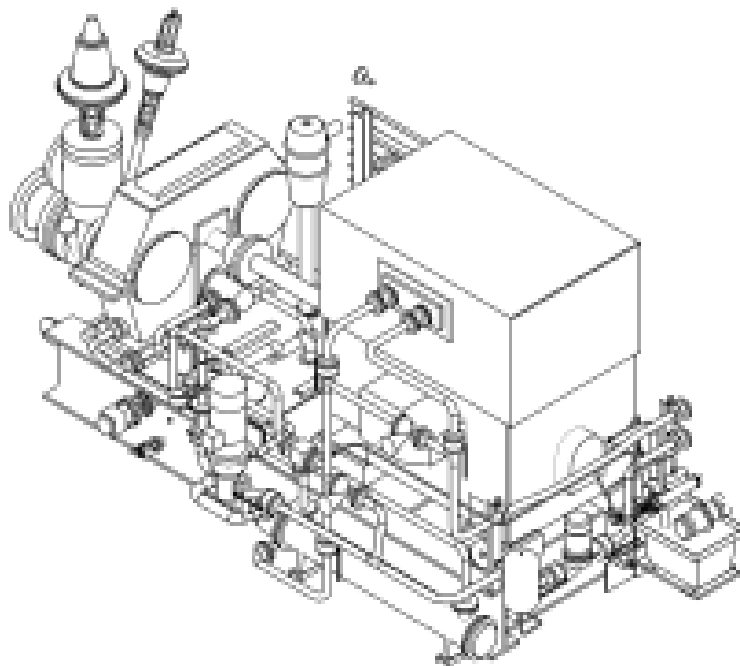


Figura 4.17. Turboexpander 240 MS. (Fuente: Atlas Copco)

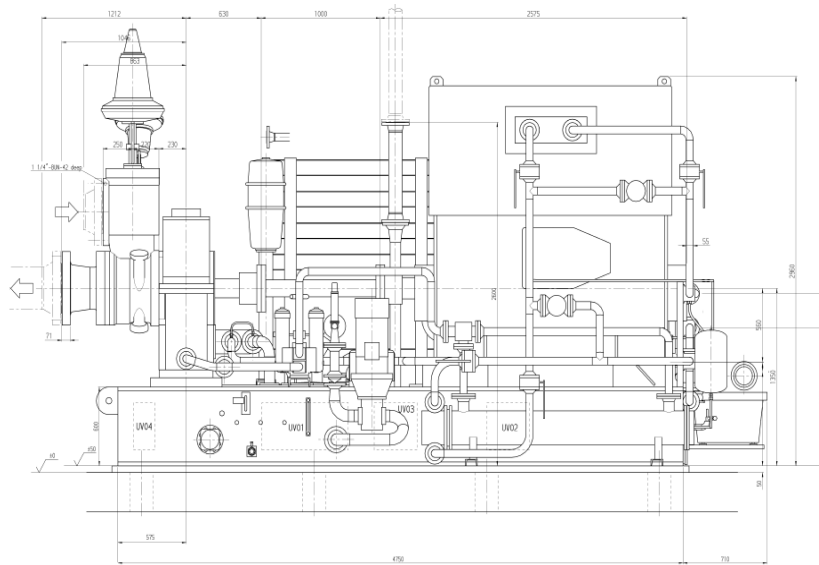


Figura 4.18. Perfil turboexpander 240 MS (Fuente: Atlas Copco)

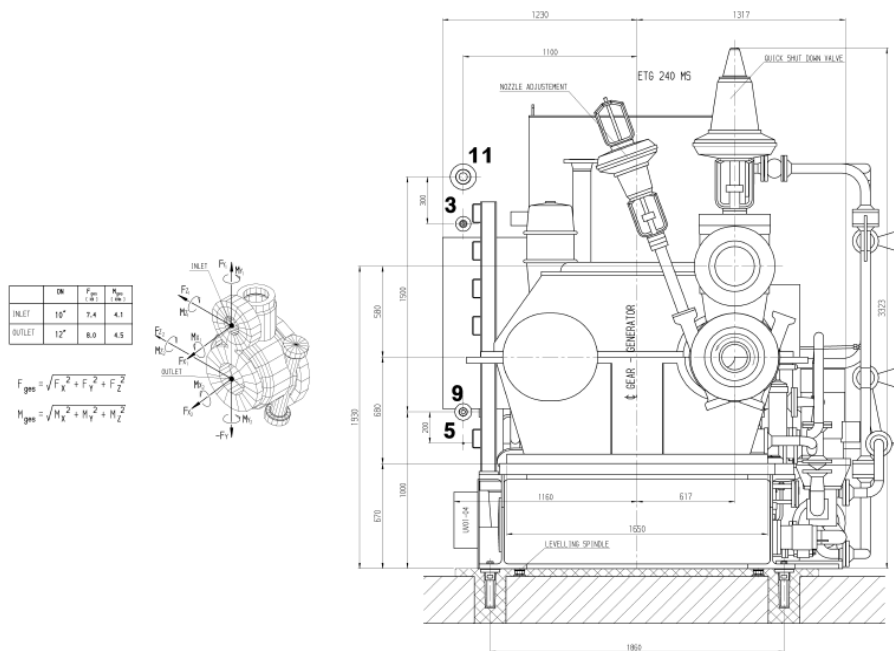


Figura 4.19. Alzado turboexpander 240 MS. (Fuente: Atlas Copco)

Según el catálogo del fabricante del turboexpander, esta máquina tiene un peso de 16.000 Kg. Además, como se puede apreciar en las diferentes vistas de la máquina y en la figura 4.20, sus dimensiones son aproximadamente 7 m. de longitud, 4 m. de anchura y 3 m. de altura. Así pues, el espacio disponible en la central de ciclo combinado junto con las dimensiones de la máquina, son las limitaciones que decidirán las dimensiones de la nave a diseñar. Por ello, las medidas más apropiadas para la estructura serán de 10 m. de luz y 15 m. de longitud.

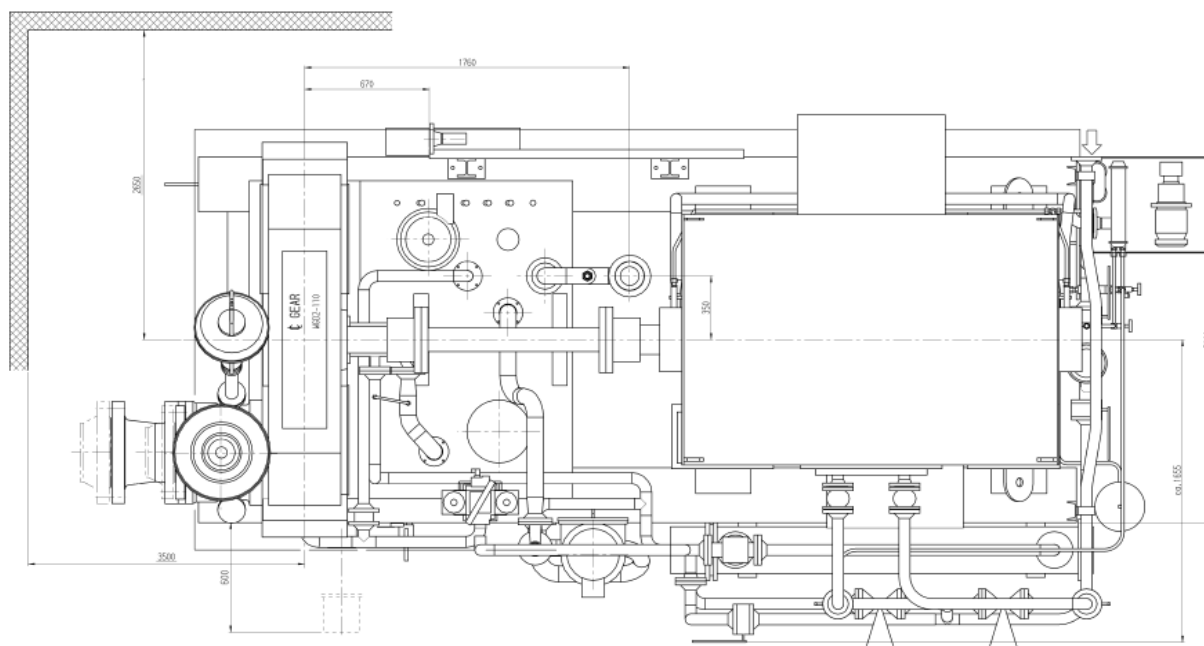


Figura 4.20. Planta turboexpander 240 MS. (Fuente: Atlas Copco)

Esta solución de insertar una sola máquina, en vez de 3 tiene la ventaja de ocupar menos espacio, tener un menor coste inicial de inversión 1 MM€ versus 3 MM€ en turboexpanders y un solo generador, un solo transformador, etc. Que minimiza la inversión a costa de tener una maquina menos optimizada para los bajos caudales que suponen los caudales de un solo grupo de generación activo. Es decir, si pusiéramos tres máquinas, por cada grupo podríamos obtener 1 MW, con un total de 3 MW, pero con esta máquina podemos obtener 2,526 MW pero la inversión inicial es casi tres veces menor por lo que la hemos considerado la más óptima.

4.3.2.2. Estudio de viabilidad basado en la producción de los últimos años

Una vez hemos obtenido en base a los datos de diseño una máquina capaz de gestionar los flujos de gas natural que se obtienen en la operación normal de un ciclo combinado de 1200 MW con 3 grupos en paralelo, vamos a poder analizar su viabilidad no solo técnica sino también económica desde distintos puntos de vista.

En las siguientes Tablas vamos a realizar un análisis de dos casos de estudio de dos centrales de ciclo combinado en la que en base a los datos de operación de los últimos 10 años, si la hubiéramos instalado el turboexpander desde el principio, que resultado se hubiera obtenido.

La central 1, que dispone de 3 unidades independientes ha obtenido una baja operación en los últimos años y cuyos datos se muestran en la tabla 4.14.

La central 2, también dispone de 3 unidades independientes pero ha obtenido una mayor operación. Sus datos se muestran en la tabla 4.15.

Tabla 4.14. Estudio caso real CCCC número 1

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Unidad 1	882	1642	1995	1273	187	35	32	21	211
Unidad 2	717	1553	1791	1011	238	111	19	25	0
Unidad 3	585	901	1269	1145	353	90	38	119	99
Total GWh/año	2184	4096	5055	3429	778	236	89	165	310
Factor de carga	0,75	0,73	0,75	0,77	0,7	0,63	0,59	0,49	0,58
TEX en GWh/año	5,5	10,2	12,6	8,6	1,9	0,6	0,2	0,4	0,8
TEX LF GWh/año	4,10	7,48	9,48	6,60	1,36	0,37	0,13	0,20	0,45
Ingresos €/año	273000	512000	631875	428625	97250	29500	11125	20625	38750
Ingresos LF €/año	204750	373760	473906	330041	68075	18585	6564	10106	22475
Total Acum. €/año	273000	785000	1416875	1845500	1942750	1972250	1983375	2004000	2.042.750
Acum LF €/año	204750	578510	1052416	1382458	1450533	1469118	1475681	1485788	1.508.263

Observamos, en la tabla 4.14, que en el periodo 2007-2015, 9 años, la instalación de un TEX único a la entrada de la central que diera suministro de gas a los tres grupos de forma simultánea, pero teniendo en cuenta el LF (Load Factor) o Factor de Carga debido a la baja producción en los últimos años 2012-2015 hubiera conseguido la amortización de una inversión de 1,5 MM €. Es decir, hasta en el peor de los casos los ingresos por venta de electricidad hubieran superado la inversión inicial.

Tabla 4.15 Estudio caso real CCCC número 2

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total GWh/año	2300	4000	5000	4000	2300	2300	2321	2253	1100
Factor de carga	0,75	0,73	0,75	0,77	0,7	0,63	0,59	0,49	0,58
TEX GWh/año	5,8	10,0	12,5	10,0	5,8	5,8	5,8	5,6	2,8
TEX LF GWh/año	4,31	7,30	9,38	7,70	4,03	3,62	3,42	2,76	1,60
Ingresos €/año	287500	500000	625000	500000	287500	287500	290125	281625	137500
Ingresos LF €/año	215625	365000	468750	385000	201250	181125	171174	137996	79750
Total Acum. €/año	287500	787500	1412500	1912500	2200000	2487500	2777625	3059250	3196750
Acum LF €/año	215625	580625	1049375	1434375	1635625	1816750	1987924	2125920	2205670

En el caso 2 de estudio sin embargo es más evidente la amortización debido al mayor uso de la central. Ya que incluso teniendo en cuenta una minoración por factor de carga se hubieran obtenido unos 2 MM€ de ingresos, tal y como muestra la tabla 4.15.

Estos 2 casos están suponiendo la disposición de 3 turboexpanders, 1 por grupo. La potencia generable esta por tanto calculada en base a la generación eléctrica.

Sin embargo, hay que analizar en detalle la selección de la instalación porque existe la posibilidad en este tipo de ciclos combinados donde co-existen varios grupos pero son alimentados por un solo gaseoducto, de instalar 1 sola maquina TEX de forma que sea capaz de gestionar todo el caudal de gas entrante a la central y así disponer de una instalación que en principio tiene varias ventajas obvias a la de 3 centrales TEX, una es

que ocupan menos espacio, pero también necesitan de menor inversión inicial. Esta flexibilidad de operación tiene unas pequeñas pérdidas en el rendimiento pues la variabilidad de los caudales sobre el punto de diseño óptimo genera ciertas ineficiencias.

Esta sensibilidad a las variaciones de suministro del gas natural al turboexpander sobre el punto de diseño se observan en la Figura 4.20.

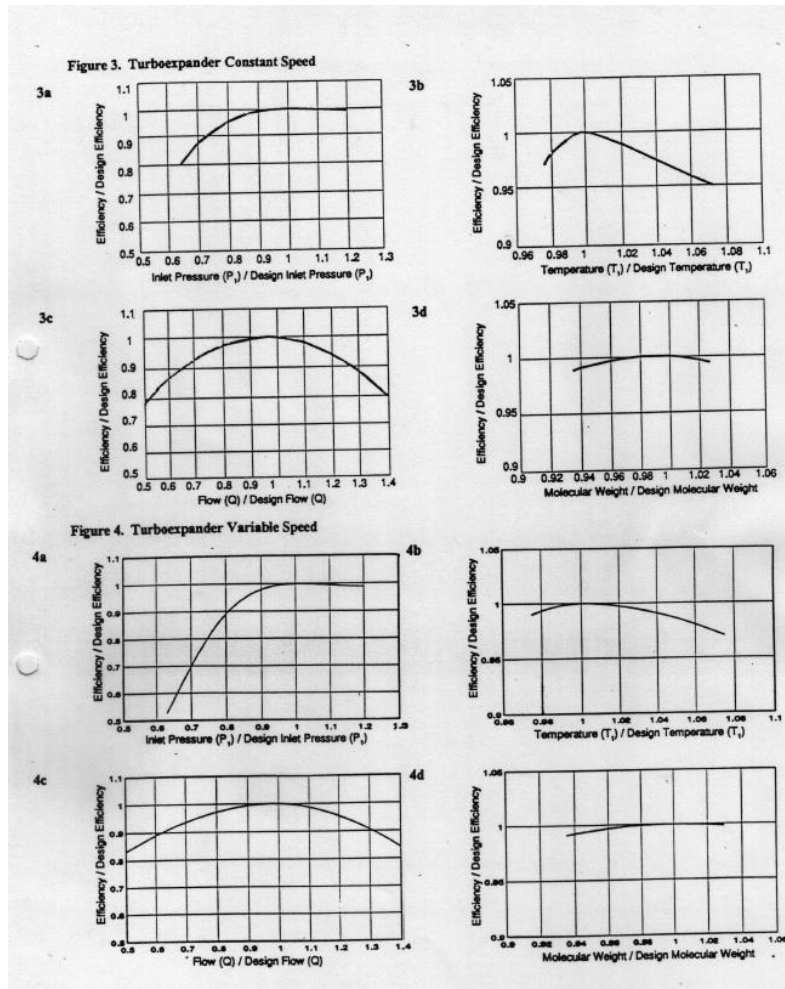


Figura 4.21. Sensibilidad del turboexpander a las variaciones del suministro del gas natural respecto del diseño en caudal, temperatura, presión y composición (Fuente: Atlas Copco)

En la Figura 4.21 podemos observar varias gráficas:

La gráfica 3a muestra la variación del rendimiento del turboexpander en relación al cambio de la presión de diseño con respecto a la presión de operación. Si la presión de operación es menor que la de diseño el rendimiento se reduce.

La gráfica 3b muestra la del rendimiento del turboexpander en relación al cambio de la temperatura de diseño con respecto a la temperatura de operación. Si la temperatura de operación es menor o mayor que la de diseño el rendimiento se reduce.

Igualmente ocurre con el cambio de caudal y composición respecto del diseño original en las gráficas 3c y 3 d aunque el comportamiento esta mostrado en las gráficas.

Todo esto es válido para una velocidad de giro constante.

Si la velocidad es variable el comportamiento viene reflejado en la serie de curvas número 4.

Económicamente, además hay una gran diferencia de inversión inicial. Veamos la siguiente comparativa de las ofertas para un Ciclo Combinado.

En la Tabla 4.16, se analizan 4 ofertantes LA Turbine, GE, Atlas Copco y Turbogaz. En alguna ocasión el ofertante propone 2 alternativas, una sola máquina con capacidad regulación de carga y otra configuración de 3 máquinas pequeñas e independientes.

Tabla 4.16. Comparativa de 4 Ofertantes de Turboexpanders para un Ciclo Combinado

Ofertante	Tipo	Total Euros	Potencia (MW)	Coste €/MW
Ofertante 1	3 x 60.000 Nm ³ /h	2503800	2,412	1038060
Ofertante 1	1 x 180,000 Nm ³ /h	1115200	2,441	456862
Ofertante 2	No-preheating 1 x 180,000 Nm ³ /h	1160000	2,131	544345
Ofertante 2	Pre-heating 1 x 180,000 Nm ³ /h	1200000	2,526	475059
Ofertante 3	80 a 210 kNm ³ /h	2701000	1,14 - 3,232	835705
Ofertante 4	1 hasta 210000 Nm ³ /h	2000000	2,5	800000

El rango del coste de instalación en Euros por MW , está en el rango mínimo de 450.000 €/ MW hasta el 1.000.000 €/ MW incluyendo en este coste todos los sistemas necesarios para una instalación de un turboexpanders (sistema refrigeración, sistema de lubricación de aceite, sistemas de instrumentación y control, turboexpander, caja reductora, estructuras, anclajes, tubería de aceite y del gas, paneles locales, repuestos, montaje y puesta en marcha con entrenamiento de operadores y mantenedores, generador eléctrico).

Solo excluye la obra civil y todo el conexionado exterior de tuberías y cableado, así como el coste del edificio o nave cerrado en caso de ser necesario por el tema del ruido.

De este análisis de un caso real, se extrae la conclusión de que el coste por MW de esta tecnología ronda el 1MM €/ MW todo incluido. A esta cantidad hemos llegado, sumando los costes de instalación y de ingeniería al coste de la maquinaria.

Es interesante también resaltar que la opción con precalentamiento es de coste superior a sin él, sin embargo se obtienen mayores potencias, 0,4 MW más por un sobrecoste solo de unos 40.000 € en las máquinas y quizás otros 40.000 € en tuberías e intercambiadores. No incrementa los costes de operación ya que la existencia de agua

caliente y vapor procedente de las calderas del ciclo combinado hace que no haya gasto de combustible en precalentar el gas. Además, estas centrales del estudio que son casos reales al estar en el sur de España disponen de temperatura media alta.

Por tanto, para terminar de discriminar la bonanza de tener una inversión inicial menor la hemos contrastado en cuanto a capacidad de generación con el TEX estudiando en detalle la potencia generable en base a las curvas de la maquina en función de su caudal de gas natural.

Se dispone de los datos de caudal horario de todos los días del año para uno de los casos de estudio de ciclo combinado (caso 1).

En la Tabla 4.17 se muestran los cálculos realizados para el caso del que se disponen los datos de caudal de gas natural horarios de cada año. Para los cálculos del año 2008, por ejemplo, se revelan varias conclusiones que se resumen en la tabla 4.18.

Tabla 4.17. Tabla comparativa de generación según cálculo

Configuración	3 x1 Basada en Pot. generada GWh/año	1x3 Basada en caudal GN GWh/año
Caso 1	10,2	11,36
Caso 1 LF	7,48	
Caso 2	10	-
Caso 2 LF	7,3	

La primera es que considerar en la configuración 3x1, es decir, un turboexpander para cada unidad de generación, y luego aplicarles el factor de carga LF es un error, pues no contempla el factor de simultaneidad de las unidades de generación y linealiza la generación a lo largo del año, lo cual no es cierto.

Por tanto, el factor de carga solo es interesante tenerlo en cuenta en estudios de 1x1.

Por otro lado, se observa como calculando en detalle y solo en función del caudal de gas natural circulante por las tuberías, si se dispone de ese dato, es la forma más precisa de calcular la generación posible. Para ello hay que disponer del caudal horario de todos los días.

Otra salvedad a tener en cuenta en los cálculos es que hay que establecer y conocer cuál es el caudal mínimo de arranque de la máquina. En nuestro caso de estudio y en base a los datos del diseño, lo hemos establecido para la maquina grande que gestiona los caudales de 3 grupos de 400 MW, en 40.000 Nm³/h. Es decir, no hemos tenido en cuenta las potencias generables inferiores a 500 KW y por tanto las hemos despreciado. Este es un ejercicio conservador de cálculo, pues si bien la maquina quizás pueda generar hasta un caudal mínimo de 10.000 Nm³/h según el fabricante la falta de experiencia real nos incita a tomar esas precauciones.

De todas formas, se observa incluso así que la generación calculada es superior incluso al cálculo basado en la potencia generada anual sin tener en cuenta el factor de carga.

Lo cual demuestra que todos los cálculos anteriores de estimaciones preliminares basadas en la potencia generada de los ciclos combinados son conservadores y por tanto es un factor a tener en cuenta ya que la realidad de los cálculos si se disponen de los caudales es más precisa y superior la potencia generada y por tanto los ingresos.

En la Tabla 4.18 se muestra una comparativa de cálculo de potencia de generación en configuraciones distintas y en base a la potencia generada o en base al caudal de gas natural año 2008.

Tabla 4.18. Comparativa de cálculos basados en gas o basado en producción eléctrica anual. Caso 1

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Acumulado
TEX en Mw h/año basado en Gas Natural	6.105	11.357	14.286	9.504	2.144	614	190	444	888	45.532
Ingresos €/año basado en gas	305.250	567.850	714.300	475.200	107.200	30.700	9.500	22.200	44.400	2.276.600
TEX en Mw h/año basado en producción	5.500	10.200	12.600	8.600	1.900	600	200	400	800	40.800
Ingresos €/año basado en producción	273.000	512.000	631.875	428.625	97.250	29.500	11.125	20.625	38.750	2.042.750
Diferencia MW	605	1.157	1.686	904	244	14	- 10	44	88	4.732
Dif. €	30.250	57.850	84.300	45.200	12.200	700	- 500	2.200	4.400	236.600

Se observa una diferencia media de un 11% entre realizar el cálculo con el estimador deducido de que por cada 400 MW se puede producir 1 MW con un turboexpander que calculándolos con el caudal del gas natural real de cada ciclo combinado.

Los cálculos con el gas natural se filtran desestimando los bajos caudales, por debajo de 40.000 Nm³/h.

Revisando la producción con caudales por encima de 20.000 Nm³/h la diferencia en un año es solo de unos 50 MWh para el año 2008 por ejemplo.

De la Tabla 4.19 se obtiene realizando el mismo ejercicio para las centrales tipo 2, las de alto uso suponiendo que se comportan de la misma manera en cuanto al error de simultaneidad que conlleva calcular en base a producción eléctrica en vez de hacerlo con el caudal de gas natural. En 9 años se acumula un error de cálculo que afecta en unos 350.000 € de ingresos por 7.000 MW.

En esta sección donde hemos podido analizar más en detalle unos casos de estudio hemos podido observar como los estimadores ya no son necesarios si disponemos de los datos de caudal consumidos, el salto de presión y por tanto podemos seleccionar una

máquina de un fabricante concreto. Esto nos permite realizar los cálculos de forma más precisa y por tanto también analizar mejor su viabilidad técnica y económica.

Tabla 4.19. Comparativa de cálculos basados en gas o basado en producción eléctrica anual

Caso 2

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Acumulado
TEX en Mw h/año basado en Gas Natural	6.438	11.100	13.875	11.100	6.438	6.438	6.438	6.216	3.108	71.151
Ingresos euros/año basado en gas	321.900	555.000	693.750	555.000	321.900	321.900	321.900	310.800	155.400	3.557.550
TEX en Mw h/año basado en producción	5800	10000	12500	10000	5800	5800	5800	5600	2800	64.100
Ingresos euros/año basado en producción	287500	500000	625000	500000	287500	287500	290125	281625	137500	3.196.750
Diferencia MW	638	1.100	1.375	1.100	638	638	638	616	308	7.051
Dif. Euros	31.900	55.000	68.750	55.000	31.900	31.900	31.900	30.800	15.400	352.550

4.4. Estudios de viabilidad económica para ciclos combinados

Realizamos diversos estudios de viabilidad económica para ciclos combinados estableciendo diversas hipótesis de estudio que nos permite realizar cálculos económicos en distintos escenarios.

4.4.1. Escenario 1: Primer caso de ciclo combinado (1 turboexpander por cada grupo) basado en bajo funcionamiento

Los cálculos de cada uno se realizarán a su vez para otros tres sub-escenarios en función del tamaño de la instalación: 400 MW, 800 MW y 1200 MW. El coste de la inversión inicial sería de 1, 2 y 2,5 MM € respectivamente. Estos costes se han conseguido consultando fabricantes para un caso real estudiando salto de presión y caudales disponibles.

En los tres casos resumidos en la Tabla 4.20, hemos supuesto una generación baja siguiendo la tendencia de los últimos 2 años con una producción eficiente de 5 meses al año, 3 en invierno y 2 de verano.

Tabla 4.20. Beneficios casos Ciclos Combinados de 400,800 y 1200 MW

	400 MW	800 MW	1200 MW
	Beneficio (€)	Beneficio (€)	Beneficio (€)
Total	100.000	200.000	300.000

En los tres casos resumidos en la Tabla 4.20, hemos supuesto una generación baja siguiendo la tendencia de los últimos 2 años con una producción eficiente de 5 meses al año, 3 en invierno y 2 de verano.

- Instalación de 400 MW: Para una producción de 1 MWh el beneficio total sería de unos 100.000 € / año, se recuperará la inversión en el mes 8 del año 8.
- Instalación de 800 MW: Para una producción de 2 MWh el beneficio total sería de unos 200.000 €/año, la inversión se recuperaría en el mes 5 del año 8.
- Instalación de 1200 MW: Para una producción de 3 MWh el beneficio total sería de unos 300.000 €/año, la recuperación de la inversión ocurre en el 3 mes del año 7.

Lógicamente, para precisar mejor el retorno de la inversión habría que estudiar cada caso en detalle viendo el perfil horario de generación y realizar el estudio a largo plazo con una actualización de la previsión de generación y de precios de venta de la electricidad. Al disponer España actualmente de unos 22.000 MW en ciclos combinados y pudiendo generarse 1 MW por cada 400 MW instalados, teóricamente disponemos en España de la posibilidad de realizar aproximadamente unos 50 proyectos de instalación de turboexpander en ciclos combinados que los haría todavía más eficientes al no desperdiciar el salto de presión del gas desde el gaseoducto a las turbinas.

Las consideraciones realizadas para el estudio han sido las siguientes:

- a) El ciclo combinado de nuestro cliente cuenta con tres grupos de 400 MW cada uno. Los escenarios planteados responden al funcionamiento simultáneo de uno, dos o los tres grupos, respectivamente.
- b) Se prevén como costes anuales de mantenimiento para todos los casos de aproximadamente 10.000 €.

En primer lugar, se calculará el precio total de la electricidad (beneficios) correspondiente a las horas de trabajo por mes considerado del ciclo y para cada instalación. Las Tablas con estos datos se encuentran en el siguiente apartado.

Será necesario tener en cuenta, además, la inversión inicial, el coste de mantenimiento de la instalación mencionado y diversos índices económicos¹ y de otra naturaleza.

El estudio arrojará unos resultados que nos permitirán llegar a conclusiones válidas tras el cálculo de la rentabilidad, realizado mediante el VAN y el TIR.

Cálculo del VAN

El Valor Actualizado Neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual -que se actualiza mediante una tasa- todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión

¹ Datos recogidos del Instituto Nacional de Estadística

inicial y los costes que durante el futuro se originen, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

En nuestro caso, el flujo de caja es el beneficio obtenido por la venta de electricidad.

Los costes que se originan durante el proyecto consideraremos que son exclusivamente los costes de mantenimiento de la turbina (€), que evaluaremos de forma intensiva como:

$$M = 1 \frac{c\text{€}}{\text{kWh}_e} \quad (12)$$

La inversión inicial I_0 será únicamente el coste de la turbina de expansión, variable en cada caso en función de la potencia.

Las tasas con las que trabajaremos son:

- 'e', interés del capital: consideraremos el EURIBOR actual, que indica el tipo de interés promedio al que las entidades financieras se prestan dinero en el mercado interbancario del euro.
- 'i', inflación: es el incremento generalizado de los precios de bienes y servicios con relación a una moneda durante un período de tiempo determinado. Tomaremos la inflación anual del periodo marzo de 2011 – marzo de 2012.
- 'k', tasa de actualización: es una tasa que define cómo se devalúa el dinero en el futuro. Está compuesta por el interés del capital 'e' y la inflación 'i', y se calcula como $k=e+i \times (1+e)+r$
- 'r', prima de riesgo: en nuestro caso tomaremos $r=0$.
- 'c', inflación de la energía: es un valor promedio que utilizaremos para cuantificar el incremento anual de los precios del gas natural y de la electricidad. Tomaremos el valor $c=10\%$
- 'm', inflación del mantenimiento: es un índice que estima el aumento del precio de los gastos de mantenimiento d (mano de obra y repuestos). Tomaremos $m=3\%$

A partir de estas definiciones, podemos calcular el VAN en el año 'n' como:

$$\text{VAN}(n) = -I_0 + A \sum_{j=1}^n \left(\frac{(1+c)^j}{(1+k)^j} \right) - M \sum_{j=1}^n \left(\frac{(1+m)^j}{(1+k)^j} \right) \quad (13)$$

Donde el segundo sumando corresponde a flujo de caja y el tercero al mantenimiento.

Cálculo del TIR

La *Tasa Interna de Retorno (TIR)* en el año n posterior a la puesta en funcionamiento de la instalación es el valor de la tasa de actualización k que haría nuestro VAN en ese año cero. Es decir, es el valor de la tasa de actualización para el cual retornaría la inversión inicial en el periodo 'n'.

A continuación se plantean los resultados del análisis de los distintos escenarios:

- Instalación de ciclo combinado de 400 MW
- Instalación de ciclo combinado de 800 MW
- Instalación de ciclo combinado de 1.200 MW

4.4.1.1. Instalación de 400 MW

Para una producción de 1 MWh el beneficio total sería el reflejado en la Tabla 4.21, siendo los flujos de caja y el periodo de resultados de recuperación de la inversión los datos mostrados en las tablas 4.22 y 4.23, respectivamente.

Tabla 4.21. Beneficio total por venta de 1 MWh

Mes	Precio (€)
Julio 2011	18.195,60
Agosto 2011	20.817,37
Diciembre 2011	19.632,87
Enero 2012	20.149,29
Febrero 2012	20.502,50
Total	99.297,63

Tabla 4.22. Flujos de caja y costes anuales e índices económicos

Precio total de venta de la electricidad A	99.297,63 €
Coste de mantenimiento M	10.000 €
Inversión inicial I₀	1.000.000 €
e' EURIBORⁱ	0,01511
i' IPC marzo	0,01902
k' tasa de actualización	0,034417392
c' inflación de la energía	0,1
m' mantenimiento	0,03

Tabla 4.23. Resultados recuperación de la inversión para 1 MWh

AÑO	MES	VAN	AÑO	MES	VAN	AÑO	MES	VAN
2	Enero	-815067	3	Enero	-712693	4	Enero	-603159
	Febrero	-806798		Febrero	-703845		Febrero	-593694
	Marzo	-798483		Marzo	-694947		Marzo	-584176
	Abril	-790121		Abril	-685998		Abril	-574604
	Mayo	-781711		Mayo	-676999		Mayo	-564979

	Junio -773254		Junio -667950		Junio -555300
	Julio -764748		Julio -658849		Julio -545566
	Agosto -756194		Agosto -649697		Agosto -535778
	Septiembre -747592		Septiembre -640493		Septiembre -525936
	Octubre -738941		Octubre -631238		Octubre -516038
	Noviembre -730241		Noviembre -621931		Noviembre -506085
	Diciembre -721492		Diciembre -612571		Diciembre -496076
5	Enero -486012	6	Enero -360772	7	Enero -226930
	Febrero -475891		Febrero -349955		Febrero -215372
	Marzo -465714		Marzo -339077		Marzo -203749
	Abril -455480		Abril -328139		Abril -192063
	Mayo -445189		Mayo -317140		Mayo -180312
	Junio -434841		Junio -306081		Junio -168496
	Julio -424435		Julio -294960		Julio -156615
	Agosto -413971		Agosto -283777		Agosto -144669
	Septiembre -403449		Septiembre -272533		Septiembre -132656
	Octubre -392868		Octubre -261226		Octubre -120578
	Noviembre -382229		Noviembre -249857		Noviembre -108433
	Diciembre -371530		Diciembre -238425		Diciembre -96222
8	Enero -83943				
	Febrero -71597				
	Marzo -59182				
	Abril -46700				
	Mayo -34149				
	Junio -21530				
	Julio -8841				
	Agosto 3918				
	Septiembre 16746				
	Octubre 29645				
	Noviembre 42614				

Observando los resultados de la Tabla 4.23, se desprende que para este primer caso se recuperará la inversión en agosto del año 8.

Los valores de la tasa interna de retorno son mostrados en la Tabla 4.24:

Tabla 4.24 Valores TIR

TIR		
5 años	7 años	10 años
-0,2159108	-0,040661	0,0796329

4.4.1.2. Instalación de 800 MW

Para una producción de 2 MWh el beneficio total sería el reflejado en la Tabla 4.25, siendo los flujos de caja y los resultados de recuperación de la inversión los datos mostrados en las tablas 4.26 y 4.27, respectivamente.

Tabla 4.25. Tabla Beneficio total por venta de 2 MWh

MES	Precio (€)
Julio 2011	36.391,20
Agosto 2011	41.634,74
Diciembre 2011	39.265,74
Enero 2012	40.298,58
Febrero 2012	41.005,00
Total	198.595,26

Tabla 4.26. Flujos de caja y costes anuales

Precio total de venta de la electricidad A	198.595,26 €
Coste de mantenimiento M	10.000 €
Inversión inicial I₀	2.000.000 €

Tabla 4.27. Resultados recuperación de la inversión para 2 MWh

AÑO	MES	VAN	AÑO	MES	VAN	AÑO	MES	VAN
2	Enero	-1610176	3	Enero	-1395515	4	Enero	-1166573
	Febrero	-1592812		Febrero	-1376994		Febrero	-1146823
	Marzo	-1575354		Marzo	-1358373		Marzo	-1126966
	Abril	-1557802		Abril	-1339653		Abril	-1107002
	Mayo	-1540155		Mayo	-1320831		Mayo	-1086932
	Junio	-1522414		Junio	-1301909		Junio	-1066754
	Julio	-1504576		Julio	-1282884		Julio	-1046468
	Agosto	-1486642		Agosto	-1263758		Agosto	-1026073
	Septiembre	-1468612		Septiembre	-1244529		Septiembre	-1005569
	Octubre	-1450485		Octubre	-1225196		Octubre	-984955
	Noviembre	-1432260		Noviembre	-1205760		Noviembre	-964231
	Diciembre	-1413937		Diciembre	-1186219		Diciembre	-943396
5	Enero	-922449	6	Enero	-662182	7	Enero	-384751
	Febrero	-901390		Febrero	-639732		Febrero	-360823
	Marzo	-880219		Marzo	-617164		Marzo	-336768
	Abril	-858934		Abril	-594474		Abril	-312586
	Mayo	-837536		Mayo	-571664		Mayo	-288274

	Junio	-816023	Junio	-548732	Junio	-263833
	Julio	-794395	Julio	-525678	Julio	-239263
	Agosto	-772652	Agosto	-502501	Agosto	-214561
	Septiembre	-750793	Septiembre	-479200	Septiembre	-189729
	Octubre	-728817	Octubre	-455776	Octubre	-164764
	Noviembre	-706723	Noviembre	-432226	Noviembre	-139667
	Diciembre	-684512	Diciembre	-408552	Diciembre	-114436
8	Enero	-89071				
	Febrero	-63572				
	Marzo	-37937				
	Abril	-12166				
	Mayo	13741				
	Junio	39786				
	Julio	65970				

A la vista de los resultados, la inversión se recuperaría en mayo del año 8.

Los valores de la tasa interna de retorno son mostrados en la Tabla 4.29.

Tabla 4.28. Valores del TIR para 2 MWh

TIR		
5 años	7 años	10 años
-0,202297	-0,02894	0,0889845

4.4.1.3. Instalación de 1200 MW

Para una producción de 3 MWh el beneficio total sería el reflejado en la Tabla 4.29, siendo los flujos de caja y los resultados de recuperación de la inversión los datos mostrados en las tablas 4.30 y 4.31, respectivamente.

Tabla 4.29. Tabla Beneficio total por venta de 3 MWh

MES	Precio (€)
Julio 2011	54.586,80
Agosto 2011	62.452,11
Diciembre 2011	58.898,61
Enero 2012	60.447,87
Febrero 2012	61.507,50
Total	297.892,89

Tabla 4.30. Flujos de caja y costes anuales de 3 MWh

Precio total de venta de la electricidad A	297.892,89 €
Coste de mantenimiento M	10.000 €
Inversión inicial I₀	2.500.000 €

Tabla 4.31. Resultados recuperación de la inversión para 3 MWh

AÑO	MES	VAN	AÑO	MES	VAN	AÑO	MES	VAN
2	Enero	-1905285	3	Enero	-1578336	4	Enero	-1229988
	Febrero	-1878825		Febrero	-1550143		Febrero	-1199951
	Marzo	-1852225		Marzo	-1521800		Marzo	-1169756
	Abril	-1825483		Abril	-1493307		Abril	-1139400
	Mayo	-1798600		Mayo	-1464663		Mayo	-1108885
	Junio	-1771574		Junio	-1435868		Junio	-1078208
	Julio	-1744404		Julio	-1406920		Julio	-1047369
	Agosto	-1717091		Agosto	-1377819		Agosto	-1016367
	Septiembre	-1689632		Septiembre	-1348564		Septiembre	-985202
	Octubre	-1662029		Octubre	-1319154		Octubre	-953872
	Noviembre	-1634278		Noviembre	-1289589		Noviembre	-922377
	Diciembre	-1606381		Diciembre	-1259867		Diciembre	-890715
5	Enero	-858886	6	Enero	-463591	7	Enero	-42571
	Febrero	-826889		Febrero	-429510		Febrero	-6275
	Marzo	-794724		Marzo	-395250		Marzo	30212
	Abril	-762389		Abril	-360810		Abril	66891
	Mayo	-729883		Mayo	-326188		Mayo	103763
	Junio	-697206		Junio	-291384		Junio	140829
	Julio	-664356		Julio	-256396			
	Agosto	-631333		Agosto	-221225			
	Septiembre	-598137		Septiembre	-185868			
	Octubre	-564765		Octubre	-150325			
	Noviembre	-531217		Noviembre	-114596			
	Diciembre	-497493		Diciembre	-78678			

Tabla 4.32. Valores del TIR para 3 MWh

TIR		
5 años	7 años	10 años
-0,1382153	0,0289867	0,1382611

Para este caso el momento de recuperación de la inversión sería marzo del séptimo año. Los valores de la tasa interna de retorno son los mostrados en la Tabla 4.33.

Este escenario 1 es por tanto, un escenario en el que se ha calculado que la producción futura es la misma que en los últimos 2-3 años donde ha sido muy baja y solo durante 5 meses al año. Aun así, se consigue una cierta rentabilidad a partir de los 8 años.

4.4.2. Escenario 2: ciclo combinado con 1 solo turboexpander con predicciones futuras

En las Tablas 4.33 y 4.34 se analizan dos casos en los que en base a la predicción de producción del CC se obtienen para los próximos 10 años una rentabilidad.

Los ciclos combinados que se simulan son de 1200 MW.

Por un lado, está el tipo de central 1 en el que si bien repunta la producción anual siguen obteniendo un uso bajo de la misma.

Tabla 4.33. Predicción de TEX en un ciclo combinado de bajo uso

Años	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pesimista	350	350	350	700	700	700	700	700	700	700	700
Realista	400	500	600	900	1100	1300	1500	1700	1900	2100	2300
Optimista	600	800	1000	1300	1600	1900	2200	2500	2800	3100	3400
Factor de carga	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TEX pesimista	0,4	0,5	0,5	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
TEX realista	0,5	0,7	0,9	1,5	1,9	2,3	2,6	3,0	3,3	3,7	4,0
TEX optimista	0,8	1,1	1,5	2,1	2,8	3,3	3,9	4,4	4,9	5,4	6,0
Ingresos PES.	21875	24063	26250	56875	61250	61250	61250	61250	61250	61250	61250
Ingresos REAL:	25000	34375	45000	73125	96250	113750	131250	148750	166250	183750	201250
Ingresos OPT.	37500	55000	75000	105625	140000	166250	192500	218750	245000	271250	297500
Acum. Pesimista	21875	45938	72188	129063	190313	251563	312813	374063	435313	496563	557813
Acum Realista	25000	59375	104375	177500	273750	387500	518750	667500	833750	1017500	1218750
Acum Optimista	37500	92500	167500	273125	413125	579375	771875	990625	1235625	1506875	1804375

Por otro lado, está el tipo de central 2, en el que el uso del ciclo combinado es moderadamente alto (por encima del 50%) y obtiene unos resultados más positivos.

En ambos casos se han establecido 3 escenarios, el pesimista, realista y el optimista.

- El pesimista es que el CC no mejora los resultados de producción de los últimos 2 años y se queda anclado en un bajo uso, siendo este uso el de los últimos 2 años. Si bien, esto solo aplica a los 3 primeros años, y a partir del 2019 repunta al doble debido a que por esas fechas no recibiría los pagos por capacidad o incentivo a la inversión del gobierno y para sobrevivir se ve obligado a operar más.

- El realista consiste en que el CC mejora resultados cada año, en base a que crece la demanda, se cierran instalaciones de carbón y nuclear y baja algo el precio del gas natural.
- El optimista consiste en que se recuperan los valores de producción de los años anteriores a la crisis debido a un cierre de centrales de carbón, nucleares, crecimiento de la demanda, bajos precios del gas natural y debido a la fluctuación de las renovables (hidráulica y eólica) se van alternando años húmedos y años con poco-mucho viento y por tanto el hueco para cubrir la demanda lo cubre el CC.

Tabla 4.34. Predicción de TEX en un ciclo combinado de uso moderado

Años	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pesimista	1100	1100	1100	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200
Realista	1300	1500	1700	1900	2100	2300	2500	2700	2900	3100	3300
Optimista	2000	2300	2600	2900	3200	3500	3800	4100	4400	4800	5000
Factor de carga	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TEX pesimista	1,375	1,5125	1,65	3,575	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85
TEX realista	1,625	2,0625	2,55	3,0875	3,675	4,025	4,375	4,725	5,075	5,425	5,775
TEX optimista	2,5	3,1625	3,9	4,7125	5,6	6,125	6,65	7,175	7,7	8,4	8,75
Ingresos PES.	68750	75625	82500	178750	192500	192500	192500	192500	192500	192500	192500
Ingresos REAL:	81250	103125	127500	154375	183750	201250	218750	236250	253750	271250	288750
Ingresos OPT.	125000	158125	195000	235625	280000	306250	332500	358750	385000	420000	437500
Acum. Pesimista	68750	144375	226875	405625	598125	790625	983125	1175625	1368125	1560625	1753125
Acum Realista	81250	184375	311875	466250	650000	851250	1070000	1306250	1560000	1831250	2120000
Acum Optimista	125000	283125	478125	713750	993750	1300000	1632500	1991250	2376250	2796250	3233750

Podemos concluir de este análisis que en 5 de los 6 casos el turboexpander estaría amortizado en 10 años.

4.5. Emisiones de CO₂

Otro aspecto a examinar en este estudio es el coste por emisiones de CO₂ en la producción de electricidad.

En el proceso de producción de la electricidad se emite dióxido de carbono a la atmósfera. Está contemplada una tasa por este motivo dependiente de las toneladas emitidas. En el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) se encuentran tabulados los factores de conversión energía final – energía primaria y factores de emisión de CO₂. En nuestro caso, nos interesan los resaltados en las Tablas siguientes:

Tabla 4.35. Factores de conversión energía final – energía primaria según fuente de energía y tecnología utilizada. (Fuente IDAE)

COMBUSTIBLES						
FUENTE ENERGÉTICA	CONSUMO FINAL DIRECTO		ENERGÍA PRIMARIA ⁽¹⁾		FACTOR DE EMISIÓN ⁽²⁾	
	tep	Volumen específico	tep	MWh	tCO ₂ /tep	
Hulla	1	2,01 t	1,14	13,21	4,23	
Lignito negro	1	3,14 t	1,14	13,21	4,16	
Carbón para coque	1	1,45 t	1,14	13,26	4,40	
Biomasa agrícola	1	3,34 t	1,25	14,53	neutro	
Biomasa industria forestal	1	2,87 t	1,25	14,53	neutro	
Coque de petróleo	1	1,29 t	1,42	16,49	4,12	
Gas de coquerías	1	1,08 t	1,14	13,26	1,81	
Gasóleo C	1	1.092 l	1,12	13,02	3,06	
Fuelóleo	1	1.126 l	1,11	12,91	3,18	
Gas Natural	1	910 Nm³	1,07	12,44	2,34	
Gases Licuados de Petróleo (GLP)	1	1.763 l	1,05	12,21	2,72	
Butano	1	1.670 l	1,05	12,21	2,72	
Propano	1	1.748 l	1,05	12,21	2,67	
Gas de refinería	1	0,85 t	1,12	13,07	2,30	

ELECTRICIDAD									
TECNOLOGÍA	ENERGÍA FINAL		ENERGÍA PRIMARIA				FACTOR DE EMISIÓN		
	MWh	tep	Bornas de central		En punto de consumo		En bornas de alternador (bruta) tCO ₂ /MWh	En bornas de central (neta) tCO ₂ /MWh	En punto de consumo tCO ₂ /MWh
			MWh	tep	MWh	tep			
Hulla+ antracita	1	0,086	2,52	0,22	2,73	0,24	1,13	1,17	1,27
Lignito pardo	1	0,086	2,68	0,23	2,91	0,25	0,90	0,93	1,01
Lignito negro	1	0,086	2,68	0,23	2,91	0,25	0,97	1,00	1,09
Hulla importada	1	0,086	2,52	0,22	2,73	0,24	0,90	0,94	1,02
Nuclear	1	0,086	3,03	0,26	3,29	0,28	0	0	0
Ciclo Combinado	1	0,086	1,93	0,17	2,09	0,18	0,34	0,35	0,38
Hidroeléctrica	1	0,086	1,00	0,09	1,09	0,09	0	0	0
Cogeneración MCIA ⁽³⁾	1	0,086	1,67	0,14	1,74	0,15	0,37	0,38	0,42
Cogeneración TG ⁽⁴⁾	1	0,086	1,61	0,14	1,69	0,15	0,33	0,34	0,37
Cogeneración TV ⁽⁶⁾	1	0,086	1,72	0,15	1,80	0,16	0,41	0,42	0,46
Cogeneración CC ⁽⁶⁾	1	0,086	1,54	0,13	1,61	0,14	0,31	0,32	0,35
Eólica y fotovoltaica	1	0,086	1,00	0,09	1,09	0,09	0	0	0
Solar termoeléctrica	1	0,086	4,56	0,39	4,95	0,43	0	0	0
Biomasa eléctrica	1	0,086	4,88	0,42	5,29	0,46	0	0	0
Biogás	1	0,086	3,70	0,32	4,02	0,35	0	0	0
RSU	1	0,086	4,02	0,35	4,36	0,38	0,24	0,25	0,27
Centrales de fuelóleo	1	0,086	2,52	0,22	2,73	0,24	0,71	0,73	0,79
Gas siderúrgico	1	0,086	2,86	0,25	3,10	0,27	0,64	0,69	0,75

Conocemos el gas que se consume para producir 400 MWh: 60.000 Nm³. De este modo, para producir 1, 2 y 3 MWh, las necesidades son de 150, 300 y 450 Nm³, respectivamente.

Por un lado, calcularemos las emisiones debidas al consumo final directo de gas natural (combustible):

$$tCO_2 = 150Nm^3 \cdot \frac{1 \text{ tep}}{910Nm^3} \cdot \frac{2,34tCO_2}{\text{tep}} \quad (14)$$

Por otro, las debidas a la producción de electricidad mediante tecnologías de cogeneración:

$$tCO_2 = MWh \cdot (0,37tCO_2)/MWh \quad (14)$$

Al invertir en turboexpander, ahora se producen 1, 2 y 3 MWh más pero no se emiten más toneladas de CO₂, ya que el gas natural equivalente (calculado anteriormente) no se consume. Por lo tanto, además de contar con una tecnología no contaminante, se están abaratando costes en la producción de esos MWh extra.

La Tabla 4.36 muestra el “beneficio” obtenido por esta producción extra, correspondiente a cada instalación.

Tabla 4.36. Beneficios emisiones de CO₂

	1 MWh 150Nm ³	2 MWh 300 Nm ³	3 MWh 450 Nm ³
Emisiones consumo final directo de gas natural	0,38571429	0,77142857	1,15714286
Emisiones producción mediante tecnologías de cogeneración	0,37	0,74	1,11
Total de emisiones en tCO ₂ para xMWh	0,75571429	1,51142857	2,26714286
€	5,29	10,58	15,87
€ al año	9223,77096	18447,5419	27671,3129

**Precio de la tonelada de CO₂: 7€/tn*

Comparando los datos de venta anuales calculados con los obtenidos por la no emisión de CO₂ al producir ese extra, comprobamos que esto supone un ahorro de aproximadamente el 10% en los tres escenarios planteados.

A nivel mundial, en 2012 emitíamos 31.734 MM de toneladas de CO₂. Si insertamos los turboexpanders en su máxima capacidad relacionada con el consumo de gas mundial, reduciríamos las emisiones unos 115 MM de toneladas al año. Si lo hiciéramos el menos en las centrales eléctricas de gas natural de mayor tamaño se evitarían emitir unos 11 MM de toneladas al año.

Por tanto la aportación del TEX en la reducción de emisiones de CO₂ es del 0,36%. Relativamente pequeña en términos relativos, pero si comparamos los MM de ton de CO₂ a nivel planeta con los países europeos, por ejemplo en el año 2014, Alemania fue el país que más emisiones contaminantes realizó con 744 millones de toneladas de dióxido de carbón emitidas, seguido por Reino Unido (398), Italia (329), Francia (310) y Polonia (285). España emitió en ese año 224 millones de toneladas.

Sería como que un país como España redujera a la mitad sus emisiones de CO₂ por año.

Si damos por buena la cifra de que en España son viables económicamente unos 67 MW de instalación de turboexpanders esto supondría una reducción de emisiones nacional de 0,53 MM de toneladas al año.

4.6. OTROS CASOS DE ESTUDIO APLICACIÓN DE TURBOEXPANDER EN INDUSTRIAS

Una vez analizado el contexto nacional en España, y habiendo estudiado en detalle una de las industrias (el ciclo combinado) que más directamente mostraba viabilidad técnica y económica, una futura línea de investigación para ver la aplicación del turboexpander en industrias sería la realización de estudios de viabilidad de generación eléctrica con turboexpander en otras industrias. Aquí se presenta un primer análisis, habiendo seleccionado una empresa siderúrgica como ejemplo.

Se ha estudiado el dimensionado y análisis de viabilidad de las instalaciones necesarias para la generación y evacuación de la energía eléctrica generada a con una turbina de expansión de gas natural en la estación de regulación de presión de una empresa siderúrgica. Para que el estudio de viabilidad sea lo más realista posible se eligió una empresa cuyos datos del titular de la instalación son: Global Steel Wire con domicilio social: c/ Nueva Montaña, s/n 39011, Santander, Cantabria, 39011

En base a la disponibilidad del gas se ha dimensionado una turbina (turboexpanders del catálogo de Atlas Copco) de las siguientes características con el siguiente generador eléctrico acoplado:

- **Turboexpander:**
 - Tipo: Turbina radial con álabes regulables
 - Presión de entrada: máx. 70 bares
 - Máx. Caudal: 25.000 m³N/h
 - Mín. Caudal: 4.500 m³N/h
 - Presión Pentrada/Psalida: de 2,5 a 4,5
 - Dimensiones: l = 3,6 m a = 0,6 m h = 2,4 m
 - Peso conjunto turbina-generador: 2.650 kg
- **Generador:**
 - Tipo: Síncrono
 - Cojinetes: Magnéticos
 - Refrigeración: Agua
 - Potencia nominal: 450 KW
 - Velocidad nominal: 32.000 U/min
 - Rendimiento: 96 %
 - Nivel de presión: PN 70
 - Dimensiones: l = 1,800 m a = 0,8 m h = 1,5 m
 - Peso turbina-generador: 2.650 kg

El alcance del estudio viene definido por las instalaciones necesarias para la evacuación de la electricidad generada. Las instalaciones a proyectar y la justificación de estas son las siguientes:

- Generador de 450 KW. Generación de energía eléctrica a partir de energía de expansión del gas natural, con una potencia nominal de 450 KW y a una tensión nominal de 400 V.
- Centro de Transformación. Según la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico para baja tensión, la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de 3x400/230 V será admisible cuando la suma de la potencia nominal del generador no exceda de 100 kVA. En nuestro caso, superamos dicho valor, por lo que la interconexión se realizará a la red de alta tensión, siendo necesario la instalación de un transformador para la conversión de la electricidad generada de baja a alta tensión.
- Línea de baja tensión. Necesaria para la interconexión del generador con el transformador.
- Línea de media tensión. Necesaria para la interconexión del transformador con la línea de media tensión existente propiedad de la compañía eléctrica para la exportación a la red de distribución de la energía eléctrica generada.

A continuación se muestran cada uno de los conceptos que abarca el estudio de viabilidad económico el cual nos sirve para determinar la rentabilidad del presente proyecto.

Ingresos por venta de electricidad

La actividad de generación de energía eléctrica que nos ocupa tendrá la consideración de producción en régimen ordinario, por lo que el precio de venta de electricidad corresponderá con el precio marginal de la electricidad. Para determinar un precio medio con el cual poder calcular los ingresos por venta de electricidad, se realiza un estudio en el que se determinan el precio del MWh exportado a la red teniendo en cuenta su variación a lo largo de un año y dentro del horario de funcionamiento de la instalación. El horario de trabajo de la instalación es de lunes a viernes las 24 horas. El precio obtenido es de 50,08 €/MWh, si la instalación opera en régimen nominal produciendo 357 KWh durante 6.264 horas al año, los ingresos por venta de electricidad ascienden a 111.991 €/año.

Costes de operación

Los costes de operación serán sobre todo los correspondientes a la adquisición de gas natural para utilizarlo como combustible en la caldera para el precalentamiento del gas a la entrada de la turbina.

La caldera consume 484 KWh de gas natural para el precalentamiento de la corriente de gas que entra a la turbina, para las horas de funcionamiento consideradas y aplicando la tarifa de gas correspondiente, el coste de aprovisionamiento de gas natural para la caldera es de 47.464 €/año.

Costes de mantenimiento

Los costes de mantenimiento originados durante el funcionamiento nominal de la instalación se estiman en 22.362 €/año.

Penalización por emisiones de CO₂

La necesidad de precalentar el gas a la entrada a la turbina conlleva un consumo de gas natural en la caldera, esta genera unos gases contaminantes que son vertidos al ambiente y las cuales conllevan una penalización económica por ese vertido. Teniendo en cuenta los factores de conversión facilitados por IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) se puede determinar esta penalización, la cual es de 4.277 €/año.

Inversión inicial

La inversión inicial corresponde a la inversión del grupo turbina-generator, a la caldera para el precalentamiento de gas, y las instalaciones necesarias para la evacuación de la electricidad generada. Según el presupuesto calculado asciende a 415.000 € de inversión inicial.

El VAN quedaría como se muestra en la Figura 4.22.

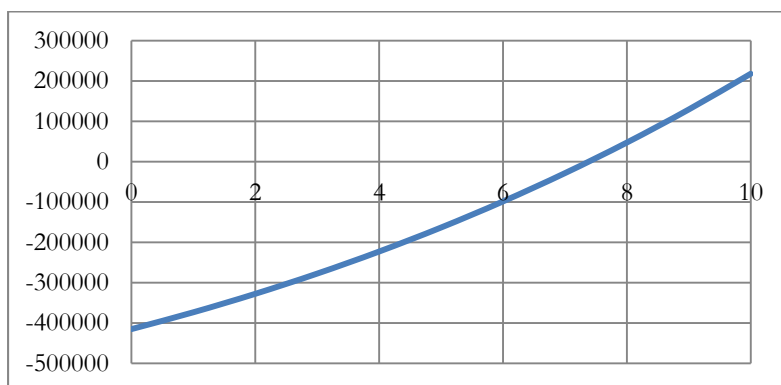


Figura 4.22. VAN del caso siderurgia

El VAN se hace cero una vez han transcurrido 7 años y medio de la puesta en servicio de la instalación, esta es la fecha en la cual hemos recuperado toda la inversión realizada.

Por otra parte el T.I.R. obtenido para 10 años es del 7,4%.

Se concluye por tanto de este análisis que una industria como la siderúrgica también conseguiría una amortización en unos 7 a 8 años. Sería necesario conocer más en detalle los flujos de gas natural horarios para poder determinar con más precisión la potencia generable y así obtener cifras y análisis con más fiabilidad.

4.7. Estimación del potencial de generación con turboexpanders a nivel mundial

Una vez hemos sido capaces de analizar la implantación de turboexpanders a nivel país basados en su consumo anual y en su perfil de consumo. Toda vez que también lo hemos realizado más en detalle en los ciclos combinados como ejemplo de industria con un perfil de consumo en alta presión y caudal, podemos aplicar estos conocimientos adquiridos para valorar el impacto que tendría a nivel mundial la implantación del turboexpander asociado al consumo de gas natural.

El consumo de gas natural a nivel mundial va a ser diferente según las regiones que consideremos.

A nivel mundial, según las previsiones de BP y la EIA, China por ejemplo, al igual que Estados Unidos tiene un incremento esperado del consumo de gas natural debido al bajo precio que conlleva disponer de grandes fuentes de gas no convencional.

China prevé que incremente su consumo de 130 bcm en 2011 a 545 bcm en el año 2035.

Es en el contexto energético mundial donde se premie la eficiencia energética y la reducción de emisiones de CO₂, donde el turboexpander ahora mismo y con más motivo en el futuro, puede tener un lugar a la hora de implantar iniciativas de eficiencia energética en el transporte de masivas cantidades de gas natural.

Esta tendencia de crecimiento de la demanda global se observa en las series históricas, ya que desde 1973 se ha pasado de un consumo global de 1.227 bcm a 3.479 bcm en 2013 [5].

En base a la revisión realizada a nivel España, concluimos que es una tecnología a considerar globalmente. Según la bibliografía revisada solo unos pocos autores hicieron anteriormente una evaluación similar en sus países (Bangladesh, Irán) y no se conoce ningún autor que haya realizado la evaluación de implementar el turboexpander a nivel mundial. Por tanto, una aportación original adicional al haber realizado este estudio para España y para los ciclos combinados, es realizar una evaluación estimada del potencial mundial del turboexpander basándonos en la información disponible que nos permita realizar cálculos con los mismos estimadores usados previamente.

Para ello utilizaremos los datos de consumo de gas natural del año 2012 publicados por la Agencia Internacional de la Energía y aplicaremos la regla de que por cada 30.000 Nm³/h y existiendo un salto de presión mínimo de 2:1 se puede generar 1 MWh con un turboexpander disponible comercialmente. Los resultados son mostrados en la Tabla 4.37.

Para entender la magnitud de esta cifra, la podemos comparar con la energía eléctrica producida a nivel mundial en los años 2012, 21.531 TWh y 2013, 22.668 TWh (ver Tabla 4.38). Es decir, representaría un 0.6% (considerando 1 solo salto) y 1,8 % (considerando 3 los tres saltos de presión) de toda la generación mundial sin haber emitido ni una tonelada de CO₂.

Tabla 4.37. Potencial TEX mundial

	Billones m ³	TWh/año con TEX (1 expan.)	TWh/año con TEX (3 expan.)
Mundial	3.719.026	124,0	372
América del Norte	990.269	33,0	99
Eurasia	676.716	22,6	67,8
Europa	675.833	22,5	67,5
Asia & Oceanía	653.906	21,8	65,4
Oriente Medio	440.845	14,7	44,1
América Central y Sur	154.764	5,2	15,6
África	126.692	4,2	12,6

Para entender la magnitud de esta cifra, la podemos comparar con la energía eléctrica producida a nivel mundial en los años 2012, 21.531 TWh y 2013, 22.668 TWh (ver Tabla 4.39). Es decir, representaría un 0.6% (considerando 1 solo salto) y 1,8 % (considerando 3 los tres saltos de presión) de toda la generación mundial sin haber emitido ni una tonelada de CO₂.

Este porcentaje podría parecer pequeño, pero si lo comparamos con la energía consumida por un país como España en 2012, 280 TWh supondría el 50% del consumo anual de un país desarrollado sin CO₂ acumulado, si al menos usaramos uno de los saltos de presión de los sistemas gasistas. Quizás es el momento para parar de pensar solamente en grandes cifras, y que la solución de un problema grande es la suma de pequeñas soluciones que aportan proyectos de una forma distribuida.

Tabla 4.38 Electricidad mundial (Fuente: EIA)

World	Electricity
Year	TWh
2013	22.668
2012	21.531
2011	21.182
2010	20.436
2009	19.093
2008	19.157
1973	6.129

La EIA (Agencia Internacional de la Energía) nos indica que las medias de eficiencia aportan un 38% de reducción de las emisiones, mientras que las energías renovables solo contribuyen un 30% y el almacenamiento del CO₂ en un 14%.

El turboexpander además hay que visualizarlo a largo plazo, es decir, la EIA, la ONU y diversas agencias internacionales predicen en distintos escenarios de necesidades futuras de energía que el gas natural en todos los escenarios posibles crece su consumo mundialmente. Este incremento se ve distribuido por regiones, pero es especialmente acusado en China y EEUU debido a la disponibilidad del gas no convencional (shale gas o fracking).

En 1973 se consumían 1.227 bcm a nivel mundial, en 2013 ya se consumen 3.479 bcm. Las predicciones de la EIA dicen que solo China llegara a consumir 545 Bcm en 2035 (en 2011 consumió 130 bcm).

Estos grandes volúmenes de gas natural hay que extraerlos, transportarlos y consumirlos y en ese proceso el turboexpander para generación eléctrica puede sin duda llegar a tener un papel importante para contribuir a mejorar la eficiencia del sector de la energía.

Hay que añadir la ventaja que el consumo de agua asociado a la generación eléctrica también se vería reducido, y esto en un planeta en el que al incrementar su población en los próximos años la presión sobre el recurso del agua dulce será más importante no es menospreciable. Que nos quedarían agrupados en 4 grupos.

Realizando un análisis más detallado del consumo de gas natural por países se puede conseguir la siguiente clasificación de oportunidades por países que nos quedarían agrupados en 4 grupos.

Para construir la Tabla 4.40 se han consultado las estadísticas de consumo por país que nos ofrecen diversas fuentes de información, entre ellas la EIA, por tanto en base al consumo anual en bcm y aplicándole el estimador de 30.000 Nm³/h para 1 MWh se puede calcular la energía generable por país. Hay que tener en cuenta que hemos aprendido del estudio de España que esta generación dependerá del perfil de consumo (presiones y caudales) así como de la estacionalidad del mismo. Estos cálculos reflejan el uso de 1 solo salto de presión.

Esta Tabla 4.39 muestra como solo 10 países sumarian el 60% (74 TWh/año) de todo el potencial mundial de generación eléctrica con turboexpanders. Estados Unidos y Rusia son los dos grandes países objetivos, seguidos de lejos por Irán, Japón, Reino Unido, Alemania, Canadá, Arabia Saudí e Italia. China además de representar una oportunidad con las cifras actuales representa también una oportunidad con futuro puesto que se le predice un aumento de consumo de gas natural que la acercaría a las cifras de USA.

Todos estos países son países desarrollados con infraestructuras gasistas y eléctricas suficientes para garantizar una implantación similar a la española. Además, de la revisión del estado del arte hemos podido observar como no existe ninguna barrera comercial o tecnológica para poder implantar esta tecnología en cualquier país, al contrario, la implantación masiva del turboexpander podría conllevar una reducción de los costes de fabricación de los turboexpanders.

Tabla 4.39. Países con mayor potencial generador con Turboexpanders

Grupo 1 : 74 TWh/año		Grupo 2: 31,6 TWh/año	
Países	TWh/año	Países	TWh/año
EEUU	27,0	México	2,5
Rusia	15,9	UAE	2,5
Irán	5,9	India	2,2
Japón	4,3	Holanda	2,0
China	3,7	Francia	2,0
U.K.	3,7	Ucrania	2,0
Alemania	3,6	Uzbekistán	1,9
Canadá	3,5	Egipto	1,8
Arabia Saudí	3,3	Argentina	1,8
Italia	3,2	Tailandia	1,6
10 países	74,0	Pakistán	1,6
		Indonesia	1,6
		ESPAÑA	1,5
		Turquía	1,5
		Corea del Sur	1,4
		Australia	1,4
		Malasia	1,3
		Algeria	1,2
		18 países	31,8
		Subtotal	105,8

El Grupo 2 representa 18 países que suman un 26% (31.6 TWh/año) del potencial mundial para los TEX. España, que ha sido nuestro caso de estudio más detallado, que inicialmente puede 1.5 TWh / año hemos visto que dependiendo de su perfil de consume en realidad solo puede aspirar a una cifra aproximada del 75% en invierno y un 35% en verano.

En la Tabla 4.40 se observa como un tercer grupo de 25 países, sumarian otros 13.7 TWh/año. El grupo 4 con otros 24 países serian ya residualmente acumulando entre todos 3.53 TWh/año.

Todas las pequeñas cantidades suman y son importantes para conseguir una generación de electricidad sin emisiones de CO₂. Y por tanto, el turboexpander es realmente una tecnología que aporte soluciones para una descarbonización del sector energético.

Tabla 4.40. Países con potencial generador Turboexpander

Grupo 3: 13,7 TWh/año		Grupo 4: 3,53 TWh/año	
Países	TWh/año	Países	TWh/año
Qatar	0,9	Libya	0,25
Trinidad and Tobago	0,9	Slovakia	0,22
Venezuela	0,8	Ireland	0,21
Turkmenistan	0,8	Portugal	0,20
Bangladesh	0,8	Denmark	0,18
Brazil	0,8	Finland	0,18
Belarus	0,7	New Zealand	0,18
Belgium	0,7	South Africa	0,15
Poland	0,7	Greece	0,15
Oman	0,6	Peru	0,14
Romania	0,5	Switzerland	0,14
Bahrain	0,5	Chile	0,14
Taiwan	0,5	Burma (Myanmar)	0,14
Kuwait	0,5	Hong Kong	0,13
Hungary	0,5	Philippines	0,13
Azerbaijan	0,4	Jordan	0,13
Nigeria	0,4	Tunisia	0,13
Austria	0,4	Israel	0,12
Colombia	0,4	Bolivia	0,12
Czech Republic	0,3	Lithuania	0,11
Singapore	0,3	Croatia	0,11
Syria	0,3	Brunei	0,10
Kazakhstan	0,3	Moldova	0,10
Vietnam	0,3	Bulgaria	0,09
Norway	0,3	24 países Subtotal	3,53
25 países Subtotal	13,7	49 países Subtotal	17,25
		77 países	123,04

La estimación económica de estos proyectos (considerando 1 solo salto de presión) son basándonos en un coste de 1 MM€/ MW, producir 14.151 MWh (para conseguir los 124 TWh/año) requeriría aproximadamente unos 15.000 MM € y se evitarían unas emisiones de 40 MM ton de CO₂ por año. Dependiendo del precio de la electricidad en cada país, el retorno de la inversión oscila entre 2 y 7 años. Aunque es difícil de predecir, este negocio podría generar unos ingresos entre 3.700 a 6.150 MM € por año.

Si consideramos todo el potencial que se consigue aprovechando los 3 saltos de presión que se consiguen en los sistemas gasista, todas estas cifras se multiplicarían por tres.

Desde luego, cuantas más instalaciones se realicen el coste de la tecnología se reduciría. Pensamos que incluso podría llegar a la mitad. Comparado con otras tecnologías el turboexpander no requiere grandes inversores, de hecho la mayoría de ellos son pequeños proyectos individuales o estarían dentro de otro proyecto industrial más grande.

Los inversores pueden considerar los TEX como una tecnología de bajo riesgo, madura, de costes marginal de O&M y por tanto con una buena rentabilidad.

Para poder co-generar estos 124 TWh año usando 1 de los saltos de presión, se necesitarían instalar turboexpanders distribuidos por estos países sumando una potencia de unos 14.151 MW. Esto supone la misma cantidad de proyectos y de inversión, ya que actualmente el coste medio de esta tecnología es de 1 MM€/MW.

La generación distribuida aporta una ventaja adicional, y es la reducción en las pérdidas de transporte de la electricidad ya que el centro consumidor estaría obligadamente cerca de la instalación generadora.

La reducción de emisiones de CO₂ anuales se estima en unos 40 MM de toneladas por año considerando una tasa de emisión de 0,4 ton CO₂/MWh, si consideráramos que la generación eléctrica con turboexpanders evitara las emisiones de centrales de carbón, esta reducción en las emisiones de CO₂ serían mayores.

Al igual que a nivel de España, hemos realizado el estudio en base al consumo de gas anual y también lo hemos podido realizar a nivel de ciclos combinados, se dispone de información para hacer una primera valoración del turboexpander en los ciclos combinados totales instalados en todos los países.

A nivel mundial existen unas 2.211 Plantas de generación eléctrica con gas, lo que supone unos 658.127 MW instalados. De las cuales, 714 plantas tienen una potencia superior a los 300 MW, es decir, suponen 589.047 MW que traducidos a turboexpanders podrían ser al menos unos 714 MWh (1 por planta) o si los calculamos en proporción a la potencia instalada (dividiendo por 400 MW), tendríamos unos 1.472 MW de turboexpanders a instalar.

Es decir, el ciclo combinado representaría al menos un 10% de la potencia total a instalar de turboexpanders que como hemos visto en el caso español tienen garantizada la viabilidad técnica y dependiendo del precio de venta la viabilidad económica se consigue en más o menos años según el uso del ciclo combinado.

Sería por tanto, otra línea de investigación futura el poder acceder a los datos de cada país con más detalle del perfil de consumo por un lado y de los ciclos combinados por otros para poder analizar con más precisión su implantación país a país. Ya hemos podido contrastar en el caso español que el consumo en baja presión o bajos caudales nos reducen las posibilidades en los últimos saltos de presión, aunque se consiguen al menos un 60% del potencial generable. En países donde el consumo doméstico

suponga un mayor porcentaje (en España era del 20%) y donde las concentraciones de población sean mayores presenta oportunidades que en España no se consiguen en las estaciones de regulación a puertos de grandes ciudades. También la estacionalidad en países más fríos durante más meses hace que el pico de consumo invernal puede hacer incrementar la generación posible con turboexpanders.

4.8. Factores que influyen en la viabilidad del turboexpander en España

Los factores que pueden influir en la futura implantación del turboexpander en España son:

- Precio de venta de la electricidad : afecta a los ingresos
- Precio del gas natural: afecta al consumo
- Factores tecnológicos: competencia con otras tecnologías
- Conexión eléctrica internacional: afecta al uso del ciclo combinado
- Ayudas al carbón nacional: afecta al uso del ciclo combinado
- Centrales nucleares: afecta al uso del ciclo combinado
- Mejoras en el ciclo combinado: afecta al uso del ciclo combinado
- Crecimiento de la demanda eléctrica: afecta al uso del CC
- Cierre de ciclos combinados de bajo uso
- Tendencia en Energías Renovables: afecta al uso del CC
- Legislación ambiental: afecta al precio del CO₂
- Acceso a la red eléctrica: conexión a transporte – distribución.
- Disponibilidad de foco caliente: para pre o post calentar el gas natural
- Figura legal para la venta de energía: régimen ordinario o especial.

Todos ellos en mayor o menor medida pueden tener un efecto positivo o negativo para el turboexpander. Además hay que considerar que todos los factores que afecten al consumo de gas natural en general afectan al turboexpander. También todos aquellos factores que afecten al uso del ciclo combinado también generan el mismo efecto en el turboexpander asociado.

4.8.1. Precio de venta electricidad

Los precios medios del 2014 están 55 € / MWh, pero en los cálculos de viabilidad económica y en todas las tablas de cálculos se han utilizado un precio de venta de 50€/MWh teniendo en cuenta el histórico de precios recogidos en la Figura 4. 23.

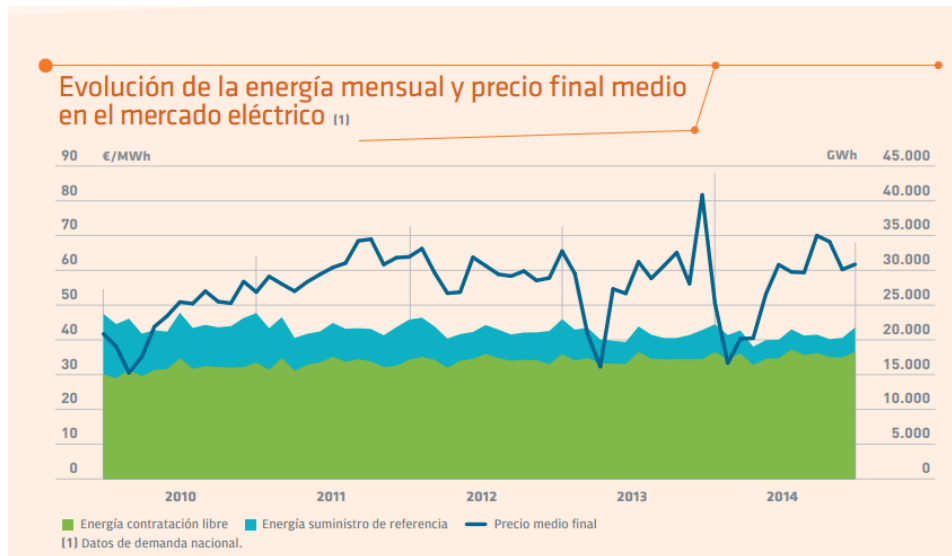


Figura 4.23. Evolución de energía mensual y precios finales medios mercado diario. (Fuente: REE)

Es por tanto un factor que se ha estimado de forma conservadora y cuya tendencia futura afecta de forma inmediata a la viabilidad económica de cualquier proyecto con turboexpanders. El precio final de venta de electricidad es una variable muy compleja y que dependerá a su vez de las políticas del gobierno (impuestos, déficit de tarifa, subvenciones a las renovables, etc.) por tanto las predicciones son determinantes para el cálculo de la rentabilidad de las inversiones.

La Unión Europea publica (<http://ec.europa.eu/energy/en/statistics/energy-trends-2050>) en su página web tendencias que podemos considerar como referencia. En su documento “EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS TRENDS TO 2050” y en base a unas hipótesis en las que el coste por implantar energías renovables junto con un incremento a largo plazo de los combustibles fósiles genera una tendencia a incrementarse los precios de la electricidad.

4.8.2. Precio del gas natural

El precio del gas natural puede ser un factor determinante para conseguir que el gas natural se vuelva a usar masivamente en generación eléctrica en España y en Europa.

Varios factores devuelven los precios a una senda normalizada para su uso en el ciclo combinado. Por un lado, Japón retorna a su producción nuclear después de Fukushima, lo cual reduce la demanda en Asia. También China al frenar su crecimiento económico y por tanto de demanda eléctrica, frena el crecimiento de la demanda del gas a nivel mundial lo cual hace bajar los precios.

El shale gas, el gas no convencional extraído por la tecnología del fracking hace que EEUU principalmente inyecten al mercado una gran cantidad de gas natural que a su vez provoca una bajada de precios.

Para España, poder conseguir gas a precios bajos es fundamental para poder conseguir competitividad en los ciclos combinados y por tanto un futuro para el turboexpander.

En la Figura 4.24 se muestran las predicciones del IDAE para España. Cabe destacar que los escenarios definidos están en línea con los manejados por instituciones internacionales como la IEA, EIA y los precios de los futuros sobre el crudo (estos últimos para los primeros años de proyección). Para el precio del gas han construido tres escenarios de proyección a futuro: un escenario base y dos escenarios alternativos (alto y bajo), ligados esencialmente a los anteriores escenarios de evolución del precio del crudo. Los escenarios alternativos, por tanto, definen una banda razonable de precios en la que con alta probabilidad se encontrarán los precios del gas en el futuro. Como se puede ver en el gráfico adjunto a continuación, el precio del gas en España a futuro en el escenario base sería de 27 €/MWh en 2020 y 32 €/MWh en 2030 en euros constantes del 2010 frente a los 17 €/MWh del 2009. En el escenario alto el precio sería de 38 €/MWh (2020) y 44 €/MWh (2030) mientras que en el escenario bajo hablaríamos de 20 €/MWh (2020) y 20 €/MWh (2030), siempre en euros constantes del 2010

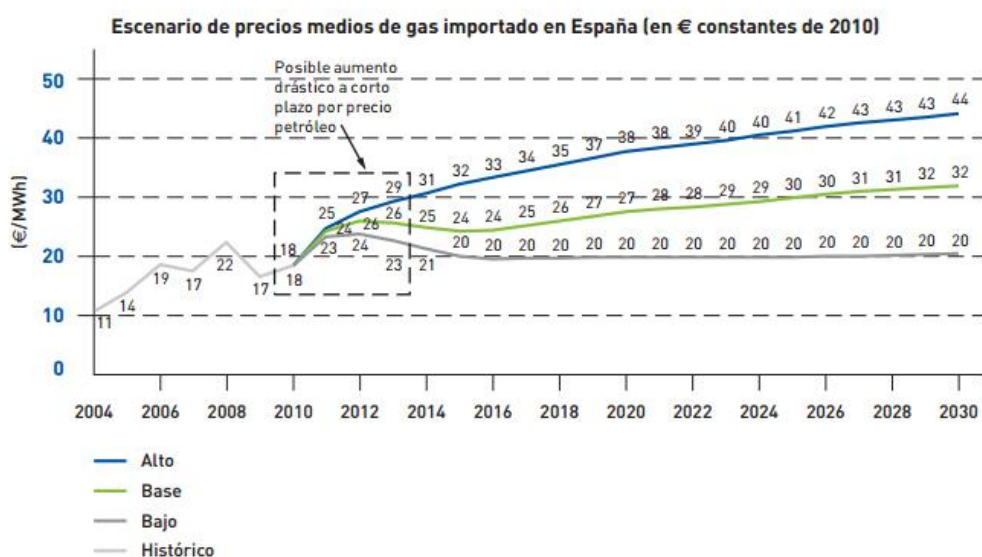


Figura 4.24. Precios del gas natural importado en España. (Fuente IDAE)

4.8.3. Factores tecnológicos

Entre los factores tecnológicos destacan los siguientes:

- Entrada de otra tecnología (baterías): La primera puesta en marcha de baterías y acumuladores de energía en España, conlleva un riesgo tecnológico para el ciclo combinado pues hace que las energías renovables puedan aprovechar mejor su potencia instalada y generar más cantidad sin desaprovechar la oportunidad. Estas tecnologías son emergentes y todavía puede que falten muchos años para que se

consigan de forma económica y que puedan manejar magnitudes de 100 MW, pero sin duda están en camino.

- El crecimiento de las instalaciones solares fotovoltaicas se ha estancado después de más de diez años de incrementos continuados. La potencia instalada en 2014 creció sólo un 0,1 %, mientras que la generación se redujo por primera vez en un 1,6 %. La solar fotovoltaica se ha estancado en los 4.428 MW.
- La solar térmica no ha experimentado variaciones de potencia a lo largo de 2014 (está en 2.300 MW) pero su generación aumentó un 11,6 % respecto al 2013.
- La térmica renovable ha sido la tecnología con mayor crecimiento de potencia instalada, un 3,9 %. Este incremento de potencia (está en 1012 MW) no se ha traducido en una mayor producción, ya que durante 2014 la generación térmica renovable se redujo un 6,9 %.

En la figura 4.25, hemos utilizado como fuente una gráfica de Wow Energy Inc y en ella hemos situado en rojo la nube de precios donde se establece el turboexpander, que de media tiene un coste de 1 MM € por MW pero puede conseguir costes de 0,5 MM€ dependiendo de las sinergias de la instalación industrial donde se pueda instalar.

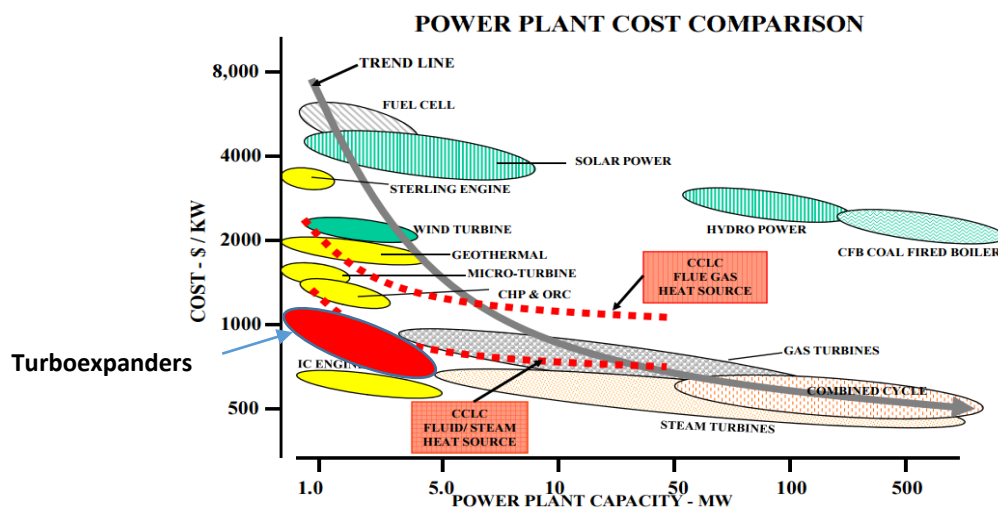


Figura 4.25. Comparación de costes del Turboexpander con otras tecnologías. (Fuente: WOW Energy)

También hay que reconocer que el turboexpander no solo hay que compararlo con tecnologías de producción energética, sino también con otras herramientas o tecnologías de eficiencia energética.

Por otro lado, algunos inversores como los del ciclo combinado pueden observar el turboexpander no como una oportunidad de venta adicional de MW sino como una medida para producir la misma cantidad de MW sin consumir la cantidad equivalente de gas natural y reducir su impacto medioambiental.

4.8.4. Factores que afectan al uso del ciclo combinado

Entre estos factores destacan

- Conexión internacional
 - Con Francia: Durante el verano cuando la eólica no funciona y hay una alta demanda eléctrica por el calor y el uso de los aires acondicionados, la interconexión con Francia puede provocar que disminuya el uso de los ciclos combinados en verano.
 - Con Portugal, Marruecos y Andorra
- Ayudas al carbón nacional

En 2013, el Gobierno aprobó un “Plan Nacional Transitorio (PNT)” para instalaciones de combustión que entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2020 deberían acometer inversiones que redujeran, desde el punto de vista medioambiental, sus emisiones contaminantes. Se pretendía así transponer la Directiva europea sobre Emisiones Industriales. Sin embargo, aquellas centrales térmicas que no se acogieran a este plan, aceptarían la opción de restringir su funcionamiento a 17.500 horas y cerrar sí o sí en 2023.

Por otro lado, las ayudas al carbón nacional acaban en 2018, y en Portugal se tiene previsto cerrar 2 centrales de carbón.

En la Tabla 4.41, las instalaciones señaladas en azul, a fecha de Octubre 2015, están notificados sus cierres entre el 2015 y el 2023. El resto de centrales tendrá que realizar inversiones para poder cumplir con los requisitos medioambientales tanto de NO_x (Desnitrificación del carbón) como de SO₂, partículas y CO₂.

El carbón ha aguantado la crisis económica y la introducción de las renovables y si bien ha bajado su tasa de cobertura de la demanda nacional del 40% en los años 90 y 2000 hasta la tasa actual de un 18-20% de la cobertura, no ha sufrido tanto como el ciclo combinado.

Las ayudas al carbón nacional han subvencionado la producción, así mismo el carbón importado ha mantenido y bajado sus precios y como los créditos por el CO₂ no han supuesto una barrera económica, el carbón ha superado al gas natural y se ha mantenido como la tecnología del “hueco térmico”.

El hueco térmico es la brecha que dejan las renovables y la nuclear para cubrir la demanda nacional de electricidad.

Por tanto, si bien se prevé en los próximos años el cierre de algunas instalaciones de carbón, y quizás debido a las obras y mantenimientos necesarios en las centrales para adaptarse medioambientalmente y por ser plantas antiguas vaya disminuyendo su tasa de disponibilidad no creemos que las centrales de carbón sean un factor determinante para un retorno al uso del ciclo combinado.

Tabla 4.41. Potencia instalada de Centrales de Carbón y su edad. (Fuente: REE)

Central	Potencia	Edad
Aboño 1 y 2	916	41
Anllares	365	33
Compostilla 2 3 4 5	1200	50
Elcogas	320	--
Guardo 1 y 2	516	34
La Robla 1 y 2	655	44
Lada	358	34
Litoral Almería 1 y 2	1159	31
Los Barrios	589	30
Meirama	580	35
Narcea 1 2 y 3	596	50
Puentenuevo 3	324	35
Puentes García Rodríguez 1 2 3 4	1469	39
Puertollano	221	Cerrada
Soto de Ribera 2 y 3	604	--
Teruel 1 2 3	1101	36
Total	10972	38

Tabla 4.42 Potencia instalada y generación anual con centrales de carbón.

GWh /año	43488	54721	39807	44064	??
Potencia	11620	11248	10972	10972	10066
Años	2011	2012	2013	2014	2015-23

- Centrales nucleares

Su cierre no es previsible a corto ni medio plazo, al contrario se prevé una ampliación de sus licencias de operación.

La única central que cesó actividad fue Santa María de Garoña de 406 MW.

- Factores tecnológicos en el ciclo combinado

El ciclo combinado está mejorando su competitividad y flexibilidad obligada por su bajo uso y una forma de recuperar terreno es ser aún más eficiente (el turboexpander lo mejora en un 0,2%), reduciendo costes y bajando sus mínimos técnicos.

Reduciendo sus costes consigue aumentar sus ingresos ya que la diferencia entre el precio de venta electricidad – precio del combustible – costes le permitirá competir en el mercado.

Aumentar su flexibilidad consiste en poder suministrar una serie de servicios auxiliares, secundaria, terciaria, arranque rápido, mercado de potencia a subir, desvíos, restricciones técnicas, etc... De forma que en los mercados donde se consiguen precios superiores al mercado diario los ciclos combinados compiten entre ellos. Una forma de poder competir en esos mercado es disminuir su mínimo técnico, lo cual puede proporcionarle más horas de funcionamiento al año pero al mismo tiempo para el turboexpander le reduce el factor de carga ya que trasiega menos gas natural y por tanto cogenera menos.

4.8.5. Factores que afectan a la predicción futura

El futuro del turboexpander está asociado al crecimiento de la demanda de gas natural. Esta demanda si bien ha crecido en el consumo doméstico no así en el uso para generación de electricidad en el ciclo combinado.

1) Crecimiento de la demanda eléctrica

La eficiencia energética está haciendo que el crecimiento de la actividad económica no vaya acompañada de una subida en la demanda de electricidad como se muestra en la Figura 4.26.

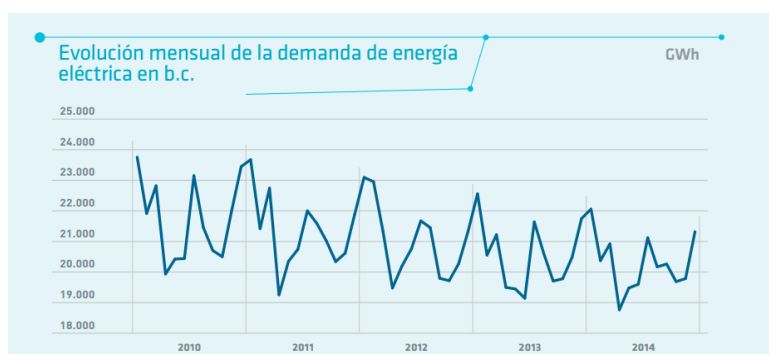


Figura 4.26. Evolucion de la demanda de energia. (Fuente: REE)

Puede que a nivel mundial el crecimiento de la demanda sea cierta a largo plazo, a nivel español la perspectiva no es igual. Estamos en niveles de consumo anual parecidos al año 2005.

El posible aumento de la demanda solo es interesante para el turboexpander si se ve acompañado de un mayor uso del ciclo combinado.

En la Figura 4.27 observamos la tendencia en los últimos años de generación anual con ciclo combinado.

Por tanto hay que comprender en este factor, que la intensidad energética del país disminuye por la mejora de la eficiencia, que la demanda total de electricidad sin embargo irá creciendo afectada por el desarrollo económico, sin embargo la disminución de la población frenaría este crecimiento. Pero todos estos factores, además hay que sumar que la cobertura de la demanda eléctrica varía de forma que

son las renovables las que suben su aportación reduciendo el hueco térmico para los ciclos combinados.

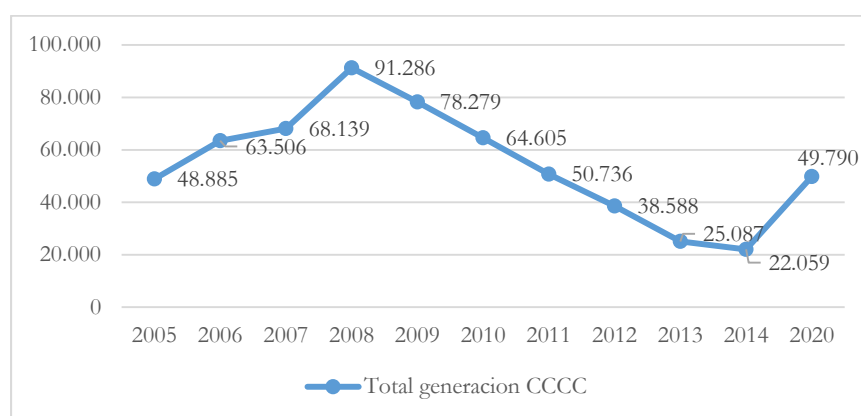


Figura 4.27. Generación con ciclo combinado en España.
(Elaboración propia a partir de los datos de REE)

El Ministerio de Industria en su “PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2015-2020” [20] predice que el Ciclo Combinado incrementara su generación de los 25.087 GWh del año 2013 a 49.790 GWh en el año 2020. Esto situaría al ciclo combinado de nuevo en un perfil de generación parecido al del año 2011 y por tanto el turboexpander podría generar unos 127 GWh por año.

2) Cierre de ciclos combinados

Durante la crisis se ha solicitado un real decreto de hibernación, que no ha visto la luz todavía, y se ha solicitado el cierre de 4 centrales, Castellón 800 MW, Tarragona 400 MW, Arcos de la Frontera 3 844MW y Colon de 398 MW. Pero las predicciones son inciertas.

En lo que va del año 2015 y 2014 un total de 13 centrales de ciclo combinado de gas han funcionado cero horas. Más de la mitad de las centrales que se hallan en parada total (una situación derivada de la sobrecapacidad del sistema y la crisis de demanda que ha castigado a la generación con gas), pertenecen a “Iberdrola” (los grupos 1 y 2 de Arcos de la Frontera; Castellón 1; Castejón 2; Escombreras 6 y Santurce 4). Le siguen los grupos 1 y 2 de Campo de Gibraltar, en manos de Nueva Generadora del Sur, propiedad al 50% por Gas Natural Fenosa y Cepsa; Palos de la Frontera 3, de Gas Natural Fenosa; Escombreras 2, de GDF Suez; Tarragona 1, de “Eon España” y los grupos 1 de Arrúbal (La Rioja) y 2 de Plana del Vent (Tarragona), que son propiedad, respectivamente, del fondo estadounidense ContourGlobal y la suiza Alpiq.

Si finalmente se cierra algún ciclo combinado, esto influiría positivamente en el resto de ciclos combinados que verían aumentada su probabilidad de uso para cubrir la creciente demanda de electricidad.

3) Tendencia en energías renovables

Las energías renovables o en su conjunto el régimen especial no han parado de sumar cuota de mercado en los últimos años tal y como muestra la figura 4.28.

En 2014, las energías renovables han mantenido un papel destacado en la producción global de energía del sistema peninsular cubriendo el 42,8 % de la producción total (un 42,2 % en 2013). Dentro de estas energías, cabe destacar un año más el importante papel de la generación eólica, que si bien ha reducido su producción respecto al año anterior, su contribución a la producción anual peninsular se situó en el 20,3 %, lo que coloca a esta tecnología en el segundo lugar en cuanto a la participación de los distintos tipos de energía en la cobertura de la demanda peninsular, tan sólo detrás de la nuclear. Así mismo, en los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre la generación eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema eléctrico peninsular, alcanzando el 29,2 %, el 27,8 %, el 25,6 % y el 21,7 %, respectivamente.

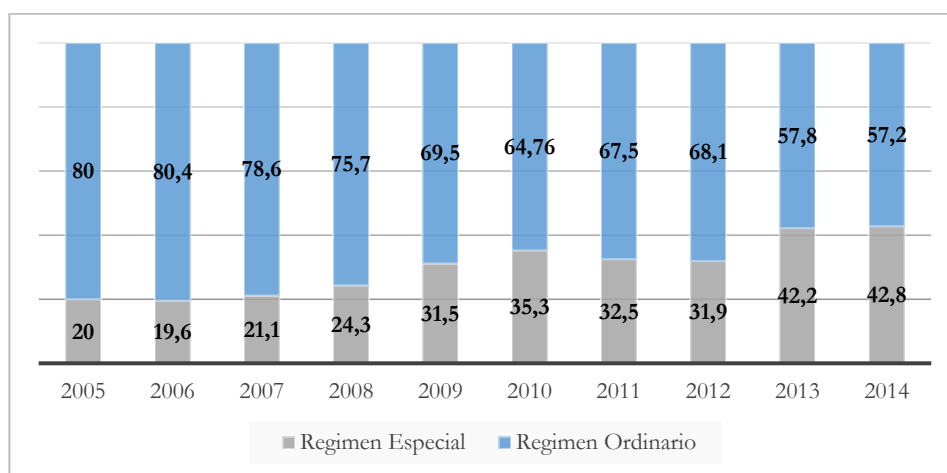


Figura 4.28 Estructura de la cobertura. (Elaboración propia . Fuente: REE)

Tabla 4.43. Serie histórica de la generación con renovables. (Elaboración propia . Fuente: REE)

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Hidráulica	19169	25330	26352	21428	23862	38653	27571	19455	33970	35860
Eólica	20858	22837	27429	31734	36587	43355	41799	48103	54338	50630
Régimen Especial	51090	51587	57606	67997	80888	90903	91815	102152	110846	100764

Como se puede observar en la Tabla 4.43, en los años secos, la hidráulica mínima esta sobre los 19.455 GWh/año, y la producción en años húmedos está por encima de los 30.000 GWh. Esta ventana de variabilidad en la hidraulicidad deja una ventana que puede cubrir parcialmente el ciclo combinado.

4) Legislación medioambiental

Al igual que ha ocurrido con el carbón, a largo plazo se espera que los valores límites de emisión de NO_x y CO₂ sean cada vez más estrictos y por tanto la legislación medioambiental provoque que el ciclo combinado al igual que el carbón deba adaptarse tecnológicamente para sobrevivir como tecnología competitiva.

El CO₂ no parece ser el factor medioambiental clave para el ciclo combinado, al contrario, una política medioambiental restrictiva con el CO₂ es beneficiosa para el turboexpander acompañando al Ciclo combinado pues ayudaría a sustituir el carbón por gas natural al tiempo que cogenera sin emitir CO₂.

La evolución esperable del precio de los derechos de emisión de CO₂ preparada por el IDAE es la siguiente (literalmente):

Los escenarios futuros de evolución del precio de los derechos de emisión de CO₂ se han definido en función de tres posibles escenarios de ambición en las políticas de reducción de emisiones, tanto en la UE como a nivel mundial:

- Escenario exigente: consistente con una ambición a nivel global de reducción de emisiones para alcanzar la propuesta de la IPCC de concentración de CO₂ a 445 ppm en 2050, lo cual requería eliminar 22 Gt de emisiones para el 2030.
- Escenario base: escenario continuista en la UE con los objetivos de reducción del 20% respecto a las emisiones de 1990 y con tratamiento restrictivo de los mecanismos de flexibilidad.
- Escenario bajo: relajamiento general de los objetivos de restricción de emisiones de CO₂. De este modo, el precio del CO₂ en cada uno de los escenarios vendría determinado por el coste marginal de reducción de las emisiones de CO₂.
- En el escenario exigente el análisis demanda-oferta de mecanismos de reducción de emisiones requerido para la reducción de las 22 Gt se traduce en un coste marginal de reducción para 2030 de 50 €/t CO₂.
- En el escenario base, el coste marginal de reducción de emisiones para 2030 estaría en línea con 30 €/tm CO₂, lo cual es acorde con las expectativas actuales del mercado de un precio de CO₂ para 2020 de 25-30 €/t CO₂.
- En el escenario bajo, se han estimado los costes de CO₂ en línea con el nivel actual de precios del mercado de CO₂: en torno a 15 €/t CO₂. La Figura 4.28 muestra la evolución esperada del precio del CO₂ en los tres escenarios descritos:

Estos créditos de CO₂ generan un coste para las centrales térmicas que sumado al precio del combustible y los costes de O&M pueden determinar la competitividad de las diferentes tecnologías.

Cuanto más alto sea el precio del CO₂ es mejor para el uso del ciclo combinado y también para considerar la inversión en turboexpanders.

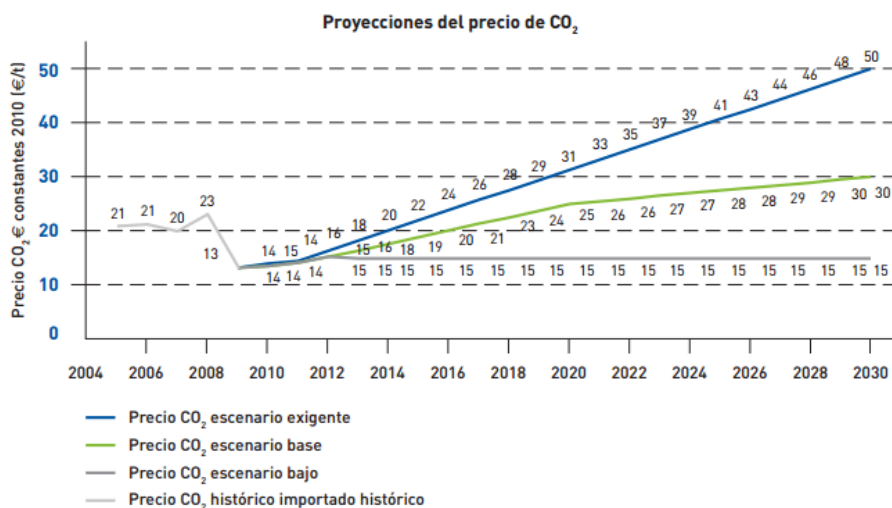


Figura 4.29. Proyección del precio del CO2. Fuente: IDEA

El impacto medioambiental de eliminar 1 MW de electricidad producido con carbón es equivalente a no emitir 21 Toneladas de NO_x, 59 Toneladas de SO_x y 8615 Ton de CO₂ al año.

No solo el CO₂ es el contaminante a tener en cuenta sino también el Azufre en forma de SO_x que produce lluvia acida y los nitrosos que también afectan a la capa de ozono.

4.8.6. Factores que impiden o dificultan la viabilidad del turboexpander

Existen también una serie de barreras que debemos tener en cuenta, como son la accesibilidad a la red eléctrica para evacuar la producción, sus trámites administrativos, la disponibilidad de un foco caliente que ayude a pre o post calentar el gas que se enfría en la expansión y así evitar costes y finalmente la figura legal para conseguir una venta de energía.

- 1) Acceso a la red eléctrica: conexión a transporte – distribución.

Como cualquier central de generación eléctrica (renovable o no) el acceso técnico a la red debe cumplir todos los procedimientos operativos de REE y que establecen las condiciones técnicas a cumplir. Además de conseguir la aceptación del operador del sistema si se realiza en alta tensión o de la empresa de distribución, se necesitan una serie de permisos administrativos a distintos niveles, desde el Ministerio de Industria, las Comunidades Autónomas y Ayuntamientos que en España pueden tardar años.

Dependiendo de la localización del proyecto, el acceso a la red además de tener la dificultad administrativa, puede generar un sobrecoste por la necesidad de construir y desarrollar la red eléctrica, aparataje eléctrico (transformadores, apoyos, línea aérea o enterrada, protecciones, teledisparo....) etc que pueden encarecer el proyecto.

2) Disponibilidad de foco caliente: para pre o post calentar el gas natural

Uno de los puntos débiles del turboexpander es que se consigue un subenfriamiento del gas natural de 2°C por cada bar de expansión. Esto puede suponer en suministros a temperatura ambiente que la salida del gas natural después de la turbina llegaría a -45°C, temperatura a la que no es viable su consumo y/o transporte por congelación de los instrumentos, válvulas y equipos auxiliares. Además, el rendimiento del turboexpander se ve afectado por la temperatura de entrada, por tanto es necesario para mejorar la viabilidad económica del proyecto con turboexpander disponer de un foco caliente que permita pre-calentar y/o post-calentar suficientemente el gas natural.

Si el proyecto está instalado en una industria, el foco caliente es muy probable y no es una barrera, sin embargo en el consumidor doméstico y en localizaciones donde la estación de regulación sea remota al consumidor final la probabilidad de disponer de un foco caliente es baja y una solución como pueda ser el uso de calderas de calentamiento de agua caliente consumirían gas natural lo cual incrementa considerablemente los costes de operación y mantenimiento.

La instalación de intercambiadores para el pre y post calentamiento obviamente incrementa los costes del proyecto y el espacio a ocupar.

3) Figura legal para la venta de energía: régimen ordinario o especial.

Una de las claves que puede afectar la viabilidad económica del proyecto de generación eléctrica por expansión del gas natural es la figura legal, la entidad de la generación y su consideración dentro del mercado eléctrico.

Si se considera generación ordinaria o régimen especial el precio de la venta de electricidad variaría notablemente si el gobierno considerara que merece una remuneración adicional por ser una energía limpia. En esta tesis doctoral se ha considerado en la viabilidad económica un precio de venta de electricidad del mercado eléctrico considerándolo como un generador eléctrico ordinario pues es la tendencia en los últimos años incluso para las energías renovables y cogeneraciones el medir su viabilidad sin tener en cuenta subvenciones o precios de venta distintos del mercado diario.

La prioridad para el vertido de la electricidad generada sí que sería una ventaja ya que teniendo en cuenta la variabilidad que puede tener la generación asociada al consumo doméstico permitiría la evacuación de la electricidad generada sin

ninguna restricción de vertido a la red y así poder maximizar los ingresos económicos por su venta. Su consideración podría ser parecida a la de la hidráulica fluvial en la que al igual que en el río cuando el caudal del río se incrementa se genera más, pero necesitaría para un desarrollo masivo del turboexpander modelos de predicción y una integración efectiva del operador del sistema gasista con el operador del sistema eléctrico. No se podría permitir técnicamente que la energía equivalente a una central de ciclo combinado (342 MWh de TEX en España) oscilara aleatoriamente y sin control pues produciría alteraciones serias en la estabilidad de la red eléctrica.

Este concepto de considerarla una energía gestionable o no, es una consideración que se traduce en una figura legal a la hora de ser considerado como agente del mercado eléctrico. Otra decisión importante es si este tipo de tecnología, el turboexpander, recibirá o no ayudas de algún tipo a la inversión como se ha realizado con las renovables. Estas ayudas se verían justificadas al igual que con las renovables, por el efecto que se consigue a largo plazo en disminución de los costes de operación del sistema gasista en este caso.

Para entender mejor este concepto, y sin tener capacidad para calcularlo con precisión, decir que si la tarifa o el coste del gas natural en España se ve afectado por la tarifa que tenemos que pagar para que Enagás lo transporte a largas distancias, si con el turboexpander somos capaces de optimizar y mejorar la eficiencia del sistema gasista, los ingresos conseguidos por generación eléctrica asociada al transporte y consumo de gas natural permitiría una reducción de los costes del propio sistema gasista repercutiéndose finalmente una bajada en el precio del gas al consumidor pues habría costado menos dinero hacerlo llegar al cliente y por tanto una mejora para la competitividad del país pues tanto la industria como el consumo doméstico se vería favorecido, con los efectos beneficiosos que esto tendría en la economía.

Una estimación es que si en España la producción de energía eléctrica asociada al transporte del gas natural llegara a los 3 TWh / año, con un precio de venta de electricidad de 50€/MW generaría unos ingresos de 150 MM€/año. Esta cantidad descontándole los gastos de O&M y la amortización de las instalaciones e impuestos, genera unos beneficios netos que afectarían directamente a la rentabilidad del sistema gasista en el orden de magnitud de los 100 MM€ /año.

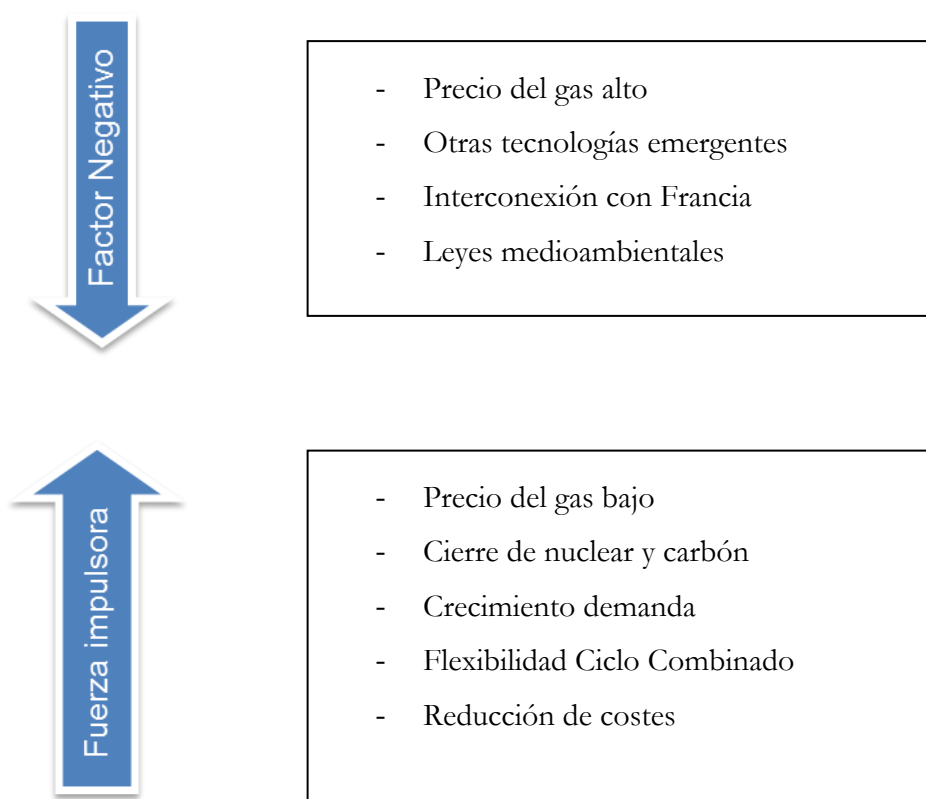
El déficit de tarifa acumulado del Sistema gasista, que se produce porque los ingresos destinados a la parte de peajes del recibo son inferiores a los costes regulados, es fruto de la caída de la demanda de gas y de la entrada de nuevas instalaciones en el sistema.

Con la legislación actual, el déficit que se produzca a partir de 2015, habrá subidas de peajes de forma automática cuando el desajuste supere el 10% de los costes anuales previstos, unos 300 millones, o cuando la deuda acumulada supere el 15% de estos costes, esto es, unos 500 millones. Por tanto, estos ingresos por co-generar electricidad amortiguarían o evitarían una posible subida de tarifas.

En cualquiera de los dos casos, bajada de tarifas o evitar que suban, es obviamente un beneficio que se debe valorar en todas su extensión para la economía asociada al consumo de gas natural por un lado y al sector eléctrico por otro.

El sector eléctrico también sufre una bajada de precios pues las energías no gestionables ofertan a 0 €/MWh garantizando su casación en el mercado y poniendo 342 MWh en el mercado a coste nulo disminuye el precio final de casación (efecto ya conocido por la penetración de renovables que impide el uso de tecnologías más caras y contaminadoras basadas en energías no renovables).

Este doble efecto positivo es por tanto el que tendría que valorar el gobierno para incentivar esta tecnología y así amortiguar las barreras que dificultan su implantación.



Otro factor a tener en cuenta es el conocimiento de la tecnología del turboexpander. Al no ser una tecnología muy extendida y conocida quizás no sea utilizada en un futuro. Por tanto, la publicación de artículos relativos a eficiencia energética en la que aparezca el turboexpander como una opción a tener en cuenta en los estudios de viabilidad de proyectos industriales es uno de los pasos a seguir en el futuro.

BIBLIOGRAFIA DEL CAPITULO 4

- [1] Navid Zehtabiyan, Rezaie y Majid Saffar-Avval. Feasibility study of turbo expander Installation in city gate station.
- [2] Howard Clifford, Robert. Hybrid turboexpander and fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations.
- [3] García Hernández, J; Haro López, J.M; Pardo Balibrea, F.J; Salvador Ortega, C.M; Navarro Pérez. M.D. Estudio de viabilidad de sistema de generación eléctrica con turbinas de expansión de gas natural.
- [4] Mahbubur Rahmanm, Mohammed. Power generation pressure reduction in the natural gas suply chain in Bangladesh.
- [5] BP Statistical Review of World Energy. London, UK, June 2014
- [6] BP Energy Outlook 2035 Booklet. February 2015 bp.com/energyoutlook
- [7] IEA Agencia Internacional de la Energia. Keyworld Statistics 2014
- [8] U.S. Energy Information Administration (EIA) Annual Energy Outlook 2005. www.eia.gov/forecasts/aeo
- [9] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2005
- [10] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2006
- [11] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2007
- [12] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2008
- [13] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2009
- [14] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2010
- [15] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2011
- [16] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2012
- [17] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2013
- [18] Informe anual de Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Año 2014

-
- [19] Informe anual de Sedigas. Año 2014
- [20] Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020. MINETUR.
- [21] Informe anual de Enagás. Año 2014
- [22] Mirandola, A. y Macor, An Experimental Analysis of an Energy recovery Plant by expansion of Natural Gas, Proc. Of the 23rd Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. 1988; Vol. 4, pp33-38, Denver – Colorado

Capítulo 5

Conclusiones

El desarrollo de esta tesis ha servido para profundizar en la aplicación de los turboexpanders para generación eléctrica como un proyecto de eficiencia energética a tener en cuenta para resolver el problema mundial del suministro energético sin aumentar el problema de la contaminación. En primer lugar, se ha analizado el problema del suministro energético y eléctrico, entendiendo que el gas natural es uno de los vectores energéticos actuales (representa un 25% de la energía mundial) y es una materia prima que hay que transportar desde los yacimientos a los consumidores. En ese transporte se pierde una parte de la energía que se podría recuperarse mediante los turboexpanders. Esta opción es más complicada que el uso de válvulas de regulación de presión, pero tiene una compensación económica y medioambiental que merece la pena explotar.

A continuación se exponen las conclusiones más relevantes de cada sección de la tesis así como las conclusiones generales de la misma.

5.1. Conclusiones del capítulo 2

La demanda energética mantiene una tendencia creciente, a pesar de la crisis económica, destacando como causas significativas de este crecimiento el aumento de la población mundial, así como, a la mejora de la calidad de vida de gran parte de la población. El suministro energético se ha convertido en un importante problema mundial debido a que, por una parte, la energía es un bien escaso y, por otra parte, el mix de producción actual es altamente contaminante e insostenible a largo plazo pues está basado sobre todo en combustibles fósiles.

La generación de energía afecta al resto de los recursos, materias primas, y también a la disponibilidad del agua y a la producción de alimentos, al mismo tiempo que afecta al clima y a la salud de los habitantes pues afecta a la calidad del aire y del suelo.

Un abanico de soluciones para abordar el problema energético debe ser lo más amplio posible teniendo en cuenta actuaciones en diferentes campos. Por una parte, las energías renovables deben sustituir en gran parte a las tecnologías de generación eléctrica basadas en combustibles fósiles que se agotarán en un plazo más o menos largo a una velocidad o a otra dependiendo de su consumo. Por otra parte, debe mejorar la eficiencia energética de modo que se consiga una menor intensidad energética y, por tanto, un menor consumo de energía por habitante. Otro gran vector, a considerar es el gas natural que actualmente representa el 25% del origen de la energía a nivel mundial y las predicciones de consumo de los próximos años indican un crecimiento de su uso y abastecimiento fiable (shale gas) que se ha denominado la era dorada del gas natural (The golden age of natural gas [35]).

A este análisis de la problemática mundial de suministro de energía, en España, debido a las particularidades de su mercado energético, hay que tener en cuenta otros factores como son su dependencia energética del exterior es muy alta (80%) y su compromiso con la reducción de emisiones de CO₂ que forma parte de su política energética.

En España el parque de generación eléctrica dispone de 51 Ciclos Combinados que representan un 25% de la potencia instalada aunque su uso ha decaído en los últimos años pasando de un 55 a un 10%. Esto ha provocado una disminución del consumo del gas natural para generación eléctrica pero no así para consumo doméstico que ha crecido incluso durante la reciente crisis económica. Así, España figura como el sexto país importador de gas natural y su consumo es alto, puesto que ocupa el puesto número 26 a nivel mundial.

El gas natural debe ser transportado desde los yacimientos al consumidor final a través de un sistema gasista. El transporte de muy larga distancia se hace a través de buques metaneros o gaseoductos, en varias de las etapas hay que incrementar la presión. Finalmente para llegar al consumidor final, se realiza a través de una red de gaseoductos que necesitan subir la presión del gas a 80 bares para cubrir distancias de 200 Km, 20 a 50 bares para 20 Km y por debajo de 16 bares para redes urbanas.

En los puntos de la red gasista en los que se producen los saltos de presión para volver a bajar la presión y adaptarla a la presión del consumidor, es donde se podrían situar los turboexpanders como herramienta de eficiencia energética recuperando la energía del gas natural que de otra forma se consume en las válvulas de regulación de presión.

5.2. Conclusiones del capítulo 3

EL turboexpander es una máquina centrífuga a través de la cual un gas a alta presión se expande para producir trabajo.

La aplicación del turboexpander para generación eléctrica en el sistema gasista consiste en localizarlo en paralelo a las válvulas de regulación de presión que habitualmente se usan en las Estaciones de Regulación.

La diferencia en la expansión en una válvula es el enfriamiento que se consigue, 0,5°C/bar en las válvulas por 1,5 a 2°C en las turbinas, y la consecución de un trabajo a través del eje del turboexpander que acoplado a un generador eléctrico recupera un 80 a un 90 % de la energía.

Este subenfriamiento mayor obliga en la mayoría de los casos a un precalentamiento para evitar licuar los componentes más pesados del gas natural. Por tanto, aunque el turboexpander es una máquina muy eficaz con un alto rendimiento, necesita una corriente caliente para precalentar el gas antes de su expansión. Si este precalentamiento se consigue utilizando otras instalaciones que tienen focos calientes que también se desperdician, se consigue el máximo de la eficiencia energética y económica pues no es necesario consumir combustibles, aunque sea poco, para producir el máximo.

En los últimos años se han mejorado sus características técnicas dotándolos de una gran modularidad y flexibilidad, haciendo escalable a cualquier aplicación su uso. Los rangos de presión y caudal que son capaces de manejar, han hecho que sea una tecnología de bajo riesgo técnicamente hablando.

Las mejoras más reseñables son el control de flujo variable y los cojinetes magnéticos, que la han convertido en una tecnología fiable y de bajo coste de mantenimiento.

El estudio del estado del arte del turboexpander se ha desarrollado con una metodología de clasificación de las referencias bibliográficas consultadas de las que se ha realizado un estudio detallado para obtener conclusiones útiles para nuestros estudios de viabilidad de implantación, entre las que destacan las siguientes:

1. Se ha revisado en distintos países el uso del Turboexpander para producir electricidad en los gaseoductos. Lo que hace original esta tesis es que se ha evaluado y revisado esta aplicación no a nivel local (estación de regulación puntual) sino a nivel mundial.
2. De la revisión teórica se extrae un estimador para cálculo de potencial generador en base al consumo de gas natural. Pudiéndose afirmar que por cada 30.000 Nm³/h de caudal y con un ratio de presión de 2,5 entre la presión de entrada y salida de la turbina se puede conseguir 1 MW (sin tener en cuenta la temperatura de entrada y asumiendo que está resuelta)
3. Los fabricantes han solucionado las barreras que se consideraban un obstáculo en los años 90 para su uso masivo, como eran los costes, la fiabilidad y la flexibilidad operativa.
4. De las referencias bibliográficas de fabricantes e instalaciones se concluye que el turboexpander es una tecnología madura a nivel mundial con presencia internacional y con más de 20 fabricantes. Por lo tanto, el acceso a la tecnología es competitivo.

-
5. El número de instalaciones ha aumentado en los últimos años pasando de unas pocas en los años 80-90 hasta los actuales listados de referencias en los que solo Atlas Copco en el 2008 listaba unos 214 MW instalados, Turbogaz en Ucrania unos 13 y en total encontrados por internet más de 150 MW dispersos por prácticamente todos los continentes. Esto nos hace presuponer que la aplicación de turboexpander para generación eléctrica supera los 500 MW.
 6. El rango de flexibilidad operativa hace que el turboexpander sea una solución para generación distribuida, incluso para micro generación, pues abarca desde unos pocos KW hasta 15 MW de potencia

5.3. Conclusiones del capítulo 4

La aplicación del turboexpander en Estaciones de Regulación se circunscribe a unos escenarios a lo largo de los gasoductos que vienen determinados por su salto de presión y por la variabilidad del caudal fluyente. Siendo la temperatura un problema secundario que afecta al rendimiento económico y que es más óptimo resolver con alguna corriente caliente circundante a la instalación.

El consumo doméstico concentrado en grandes ciudades permite instalar turboexpanders en las puertas de las ciudades.

El consumo industrial de gas natural es quizás la aplicación más eficiente pues suele disponer de focos calientes y de instalaciones eléctricas y personal de operación y mantenimiento que reduce significativamente los costes de implantación, además que no suele estar afectado el caudal por la estacionalidad del consumo doméstico que se ve afectado por la temperatura de las estaciones del año.

En España, inicialmente y basados en el estudio del consumo anual de gas natural se concluye que se podrían generar usando turboexpanders unos 1 TWh o lo que es lo mismo, unos 114 MW potencia a instalar, considerando 1 solo salto de presión. Considerando al menos 3 saltos de presión obtendríamos unos 3 TWh/año, que representan unos 342 MWh.

Sin embargo, realizando un estudio sistemático del perfil del consumo se observa que se concentra el alto consumo y la alta presión en los clientes industriales en los que se concentran 67 MW de alta probabilidad de viabilidad sin estacionalidad.

Se establece en este análisis un criterio de caudal mínimo de 500 GWh de consumo anual que establezca un caudal medio mínimo para no considerar el proyecto como micro generación.

Se concluye del estudio unos 130 proyectos de implantación que representa un 40% del valor teórico inicial, teniendo estos proyectos una alta probabilidad de viabilidad técnica y económica por ser proyectos en clientes mayoritariamente industriales.

El consumo doméstico es muy estacional en España debido a sus temperaturas medias y solo 16 ciudades son capaces de concentrar otros 64 MW en invierno y unos

10 MW en verano. En España, además, el consumo doméstico solo representa un 20% del volumen total anual mientras que en Europa la media es del 35%.

De los 111 clientes en alta presión y caudal, 51 son plantas eléctricas de Ciclo Combinado.

Por tanto, se enfoca la última parte del estudio en los Ciclos Combinados, como cliente industrial muy capaz de absorber una instalación de turboexpander por las sinergias existentes.

Se realiza este estudio, primero a nivel general, es decir usando un estimador que determina 1 MW de generación en turboexpander por cada 400 MW producidos en una central de ciclo combinado.

A partir de la producción anual de todos y cada uno de los Ciclos Combinados en los últimos 5 años se observa una amortización media del 50%, presentándose 3 grupos de Ciclos Combinados con 8 CCCC de gran uso y generación eléctrica que consiguen la amortización en 5 años, otro grupo de 18 Ciclos Combinados con un uso medio-alto que consiguen entre un 40 y un 100% de la amortización en 5 años y otro grupo de 21 CCCC con un uso bajo o moderado que solo obtienen entre un 10 y un 40% del retorno de una inversión en estos últimos 5 años.

El factor de carga de los Ciclos Combinados produce un efecto minorador en los años en los que los Ciclos Combinados no solo han operado menos horas sino que también lo hacen a una menor potencia (mínimo técnico) en los mercados que dan respaldo a las renovables. Este factor de carga influye en la productividad del turboexpander y no debe usarse en otras instalaciones donde no se produzca este fenómeno.

Aun con la crisis, en los últimos 5 años se podrían haber acumulado unos 500 GWh, que en relación con los 200.000 GWh generados por los Ciclos Combinados en los más de 1,5 MM de GWh eléctricos consumidos en España es una pequeña aportación pero con una rentabilidad aceptable y sin emitir una sola tonelada de CO₂.

Ampliando el estudio a los últimos 10 años, se hubieran obtenido 1.400 GWh, casi el triple. Por tanto, la situación coyuntural de los últimos años hay que tenerla en cuenta para sacar conclusiones de largo plazo.

El Ciclo Combinado finalmente lo podemos estudiar en detalle realizando la ingeniería básica de una central real basándonos en los datos operaciones disponibles.

Se consigue realizar un análisis comparativo de 4 ofertas de 4 fabricantes con solvencia internacional que nos permite confirmar que el coste medio de inversión de esta tecnología está en 1 MM€ por MW.

Para los Ciclos Combinados se visualizan dos configuraciones, para aquellos ciclos de 400 MW un turboexpander por grupo, y para aquellos ciclos que disponen de 800 o 1200 MW se optimiza el coste de inversión instalando una sola máquina de flujo variable y que soporta los flujos de varios grupos de la misma central. Esta solución de instalar una sola maquina en vez de 3 para un ciclo de 1200 MW (3 x 400 MW) reduce a

la mitad los costes por MW, el espacio consumido y además aumenta la generación anual pues la simultaneidad mejora el rendimiento.

Estudiamos 2 casos similares de tamaño, una del grupo de los 18 ciclos de uso moderado-alto y otra del grupo de los 21 ciclos de bajo uso obteniendo una amortización de 4 años en el primer caso, y de 9 a 10 años en el segundo grupo.

Estas estimaciones se hacen en una primera fase con el estimador basado en la potencia eléctrica anual generada (por cada 400 MW 1 MW con TEX)

Pero si se utilizan los datos disponibles de caudal de gas natural se observa un error del 11%, siendo la producción efectiva eléctrica mayor conociendo el caudal medio horario y por tanto las estimaciones realizadas para los Ciclos Combinados de España son conservadoras y si bien el estimador es útil tiene un error a la baja del 11%. Se mejora por tanto la amortización, siendo de 5 a 6 años para centrales con bajo uso y de 3 años para centrales con uso moderado y alto.

Para los próximos 10 años se proponen 3 escenarios de generación con Ciclo Combinado (pesimista, realista y optimista) que predican una amortización de 10 a 8 años, 8 a 6 años y 6 a 4 años respectivamente para las centrales de uso moderado a bajo.

Estas cifras se mejoran en un grupo de 26 centrales de las 51 en los que la rentabilidad está asegurada en los próximos 5 años debido a que su utilización se mantiene en el peor de los escenarios al menos por encima del 50% de uso y un factor de carga cercano al 70%.

Las emisiones de CO₂ se reducen si generamos electricidad con turboexpanders y sustituimos esos MW por los generados en centrales de carbón.

La aportación del turboexpander en electricidad es modesta en términos absolutos y representaría un 0,36% de reducción de emisiones a nivel mundial. Es decir, unos 115 MM de toneladas de CO₂ se evitarían al año. A nivel español esta cifra es de 0,53 MM ton al año siempre que sustituyan al carbón.

Después de abordar el estudio más detallado de Ciclos Combinados concretos, realizamos la valoración del turboexpander a nivel mundial.

Extrapolando el estudio realizado en España, se obtiene un potencial generador de 124 TWh basados en el consumo anual de cada país considerando 1 solo aprovechamiento de salto de presión. Si se aprovecharan los tres saltos la magnitud del potencial del turboexpander sube hasta 372 TWh.

Se observan, lógicamente, 4 grupos de países en los que los dos primeros grupos aglutinan los grandes consumidores de gas natural y con 28 países ya se cogenerarían 105 de los 124 TWh/año basados en el consumo del año 2013.

Este potencial equivale (en 1 solo aprovechamiento) a 14.151 MW (proyectos) de los cuales 1.472 serían en los Ciclos Combinados instalados a nivel mundial. Si se hiciera en todos los saltos de presión posibles estaríamos instalando 42.453 MW, de los cuales la mayoría serían de 1 MW.

Se revisa también un caso industrial como es la siderurgia obteniendo unos 7 años de amortización en España.

Sin duda, el turboexpander está asociado al desarrollo del gas natural a nivel local y mundial. El Ciclo Combinado es un cliente industrial claramente objeto de estudio para su aplicación, pero recordar que la flexibilidad de operación que nos permite el turboexpander hace pensar en su uso en otros clientes industriales como siderurgia, cementeras, piscifactorías y también en alguna ciudades con más de 100.000 habitantes.

Finalmente, se concluye que los factores para la viabilidad económica más importantes son los siguientes:

1. Costes de capital

Los gastos totales para un sistema de turboexpander deben incluir los equipos para el turboexpansor, caja de cambios, generador, precalentador, intercambiador de calor, tubería y conexiones, controles, así como los gastos generales de ingeniería, instalación y mantenimiento. El coste puede oscilar entre los 400€ a 1.800€ por KW. El menor coste por KW se da para las instalaciones de mayor potencia eléctrica generada. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que las instalaciones son muy específicas y exigen un esfuerzo en diseño significativo, se realizaría la ingeniería a medida. No se prestan fácilmente a diseños previos o configuraciones estándar que pudieran abaratar costes unitarios. Este sería uno de los retos o líneas de trabajo futuras para conseguir una implantación masiva de esta tecnología.

2. Costes de funcionamiento

Las instalaciones de turboexpanders para generación de electricidad a puertas de la ciudad tendrán un coste significativamente más alto que los costes de operación de las estaciones reguladoras. El coste más alto es el combustible requerido para el precalentamiento del gas a la entrada de la turbina de expansión. También se puede aceptar la suposición que los costes de operación y mantenimiento de estos sistemas serían similares a los costes de operación y mantenimiento de los sistemas de las estaciones de compresión, sobre una base del 0,001 al 0,005 por KWh. Sin embargo en un ciclo combinado, estos costes no son relevantes pues los absorbe el equipo de operación y mantenimiento de la central.

3. Ingresos por venta de energía

El valor de la electricidad producida es el factor más importante para determinar la rentabilidad del proyecto. El ingreso total depende del precio de venta y de la cantidad de energía generada. La cantidad de potencia es función de la velocidad de flujo y de la relación de presión. Las variaciones diarias y estacionales en el flujo y la presión afectan a la producción de energía, teniendo como consecuencia una disminución en los ingresos por venta de electricidad. El coste del gas natural ha ido subiendo con los del petróleo y producir electricidad puede ser una ventaja competitiva importante.

4. Relación de presión

El potencial de recuperación de energía es aproximadamente proporcional al logaritmo natural de la relación de presión (relación de presión de entrada a la presión de salida). Mayores relaciones de presión darán como resultado una producción de energía más elevada. Existe también una relación de presión mínima (aproximadamente 1.3:1) que se debe mantener por debajo de la cual la turbina de expansión no funcionara.

5. Caudal

La potencia de salida también es una función de la velocidad de flujo. La variabilidad en la tasa de flujo es una consideración importante en la economía de los proyectos, y las tasas de flujo de gas, sobre todo en las estaciones de regulación de las ciudades, pueden variar en un amplio rango debido a las fluctuaciones estacionales, la demanda diaria y horaria. Los turboexpanders generalmente pueden operar entre el 50% y el 140% del caudal de diseño, aunque la capacidad exacta varía en función del fabricante. Un tamaño demasiado grande y la existencia de períodos significativos del año donde el flujo y la presión estén por debajo de los requisitos mínimos pueden hacer que el sistema permanezca inactivo.

6. Disponibilidad de la instalación

La disponibilidad de la instalación es uno de los factores determinantes para determinar la rentabilidad de la inversión. Ya que cuanto mayor sea la disponibilidad de funcionamiento del turboexpander, mayor energía generara produciendo por consiguiente unos mayores ingresos por electricidad. Instalaciones con grandes potencias de generación pueden ser menos rentables, incluso inviables, que otras con menor potencia de generación pero que estén disponibles un mayor número de horas anualmente.

5.4. Conclusiones generales

Desgranando más de 25 referencias provenientes del mundo universitario, empresarial y estudios de distintas organizaciones concluimos que este mismo análisis de aplicación de generación eléctrica usando los saltos de presión ha sido de interés en diversos países a lo largo de los últimos años, pero nadie lo ha presentado como una solución a implementar en las políticas gubernamentales a nivel mundial.

Se han conseguido éxitos puntuales de implantación donde las condiciones de caudal, presión y viabilidad económica lo han permitido, sin embargo no es una tecnología muy conocida y requiere de un estudio pormenorizado. Tiene, no obstante, un futuro prometedor ya que la eficiencia energética y el uso masivo de gas natural provocarán que sea una tecnología viable. Lógicamente cuantos más proyectos se desarrollen e instalen, sus costes unitarios serán menores haciendo más rápida su amortización.

Se han constatado hasta 22 fabricantes, solventes, con presencia internacional y con suficientes referencias y experiencia comercial.

Se han referenciado más de 40 instalaciones que suman unos 140 MW instalados y referencias de fabricantes que suman otros 250 MW. En los últimos tres años se ha constado una tendencia a la implantación de esta tecnología por diversos factores:

- Retorno de inversión asegurado
- Tecnología “sencilla”, fiable y con poco coste de operación y mantenimiento
- Produce energía limpia
- Es una tecnología que va asociada al desarrollo de los gaseoductos
- Ocupa poco espacio
- No necesita una gran inversión (alrededor de 1000 \$/KW)

En definitiva, los turboexpanders son una tecnología no muy implantada pero que aportaría eficiencia en el sector energético, como una herramienta a valorar en diversos proyectos de instalaciones industriales asociadas al gran consumo de gas natural.

Dependiendo de la aplicación puede aportar unos ingresos económicos muy interesantes, siendo muy recomendable para producir electricidad sin aumentar las emisiones de CO₂ que tanto preocupan a largo plazo.

La tecnología de los turboexpanders presenta tanto ventajas como inconvenientes, destacando entre sus ventajas las siguientes:

- Es una energía “gratuita”, ya que la fuente de energía es la depresión del gas natural en las ERMs (Estaciones de Regulación y Medida).
- Otro aspecto a destacar es el bajo impacto medioambiental de este nuevo tipo de generación de energía eléctrica
- Para empezar a producir no se necesita una alta inversión inicial.
- No es necesario un elevado número de personal.
- La instalación ocupa poco espacio.
- Produce energía eficiente a precios competitivos.

Pese a producir energía limpia y de coste marginal, la instalación de esta tecnología también presenta una serie de obstáculos como son:

- Costes de capital. Siempre es un problema realizar una inversión inicial y obtener el capital
- Costes de operación. Serán más altos que en las estaciones reguladoras, ya que con los turboexpanders se necesita fuel para precalentar el gas.
- Relación de presión. El potencial de la recuperación de la energía es proporcional al cociente entre las presiones de entrada y salida. Cuanto mayor sea la diferencia de presiones, más energía se recuperará. Existe una relación mínima de presión, por debajo de la cual, el turboexpander no funcionará.

- Caudal. Este parámetro influye directamente en el rendimiento, ya que es el que condiciona la presión de salida. La variabilidad del caudal es una consideración importante en la economía del proyecto, y hay que tener en cuenta que el caudal de gas sufre variaciones continuas dependiendo de las fluctuaciones de la demanda.

5.4.1 Conclusiones numéricas del potencial del turboexpander en España

Del estudio del potencial total de España se ha concluido que aprovechando los 3 saltos de presión se pueden generar de media 3 TWh /año que representan unos 342 MWh y aproximadamente el mismo número de proyectos de viabilidad que realizar. Esto representaría unos 150 MM€ de ingresos por mejorar la eficiencia energética del sistema gasista español.

Si al menos se aprovechara 1 salto de presión y basados en el consumo anual de gas natural se concluye que se podrían generar usando turboexpanders unos 1 TWh o lo que es lo mismo, unos 114 MW potencia a instalar.

Del estudio detallado de los Ciclos Combinados se puede obtener en base a la generación realizada en los últimos 5 años un ranking de candidatos para implantar el turboexpander. Se muestra en la tabla 5.1 como la Empresa Gas Natural Fenosa acumula el 50% de la generación de electricidad con Ciclo combinado de los últimos 5 años siendo propietaria de 19 grupos de generación con esta tecnología.

Tabla 5.1 Ranking de empresas por generación en Ciclo Combinado años 2010-14

%	Empresa	GWh/5 años	Grupos
50,1	Gas Natural Fenosa	100.778	19
7,5	Iberdrola	15.180	8
7,2	Bahía de Vizcaya	14.438	1
5,8	EON	11.681	3
5,6	Aceca	11.271	2
5,5	Endesa	11.020	4
5,2	HC	10.473	4
4,8	50% Cepsa	9.748	2
3,7	GDF SUEZ	7.397	4
2,3	Amorebieta	4.706	1
2,1	Contour Global	4.219	2
0,1	Escatron Peaker	164	1
100,0	Total	201.075	51

También, se puede realizar un ranking de los Ciclos Combinados en base a su producción de los últimos 5 años. Estas serían las localizaciones prioritarias para realizar su estudio detallado de ingeniería para evaluar la viabilidad técnica y económica.

De esta forma podemos realizar una agrupación en base a su generación acumulada, de forma que aquellos que han generado más de 5.000 GWh en los últimos 5 años son 15 centrales que acumulan 109.999 GWh , y representan el 55% de toda la generación realizada con Ciclo Combinado en los últimos tiempos. Esta clasificación se muestra en la tabla 5.2

Tabla 5.2. Centrales de Ciclos Combinados con mayor generación en el periodo 2010-2014

GWh/5 años	Centrales	Empresa
14.438	Bahía de Bizkaia	EVE+Enagas
10.272	Besós 4	GAS Fenosa
8.557	San Roque 1	GAS Fenosa
8.519	Málaga 1 cc	GAS Fenosa
8.312	Acceca 4	IB + GF
8.211	Sagunto 1	GAS Fenosa
7.249	Sagunto 2	GAS Fenosa
6.733	Sagunto 3	GAS Fenosa
6.607	Castellón 4	Iberdrola
5.430	Escatrón 3	EON
5.421	Sabón 3	GAS Fenosa
5.150	Cartagena 1	GAS Fenosa
5.101	Besós 5	Endesa
5.034	Campo Gibraltar 1	50% Cepsa
4.965	Puerto de Barcelona 1	GAS Fenosa

Este ranking nos permite ofrecer un resultado o conclusión más directa que observado por empresa, pues en algunos casos las empresas no disponen de muchos grupos, sin embargo sí que los utilizan muchas horas del año. Si realizamos el ranking de empresas por la potencia media que sería el resultado de dividir la potencia total acumulada por el número de grupos de los que son propietarios hubiéramos conseguido el ranking de la tabla 5.3

Siguiendo con la clasificación de los Ciclos Combinados en base a sus últimos 5 años, el segundo grupo de centrales serian 25 que acumulan 80.920 GWh, es decir el restante 40% de la potencia generada con tecnología de Ciclo combinado. Se muestra en la tabla 5.4 este segundo grupo de empresas.

Tabla 5.3 Ranking de empresas en base a la potencia media por grupo en periodo 2010-14.

Potencia por grupo	Empresa
14438	Bahía de Vizcaya
5636	Accea
5304	Gas Natural Fenosa
4874	50% Cepsa
4706	Amorebieta
3894	EON
2755	Endesa
2618	HC
2110	Contour Global
1898	Iberdrola
1849	GDF SUEZ
164	Escatron Peaker

Tabla 5.4. 25 Centrales de ciclo combinado con generación entre 2000 y 5000 GWh/5 años

GWh/5 años	Centrales	Empresa
4.714	Campo Gibraltar 2	50% Cepsa
4.706	Amorebieta	ESB+Osaka
4.423	Cartagena 3	GAS Fenosa
4.353	Palos 2	GAS Fenosa
4.296	Cartagena 2	GAS Fenosa
4.249	Palos 3	GAS Fenosa
4.189	Palos 1	GAS Fenosa
3.894	Soto de la Ribera 4	HC energía
3.821	Tarragona Power	EON
3.676	Arcos 3	Iberdrola
3.588	Puerto de Barcelona 2	GAS Fenosa
3.125	Besós 3	GAS Fenosa
2.959	Accea 3	IB + GF 50%
2.754	Castejón 1	HC energía
2.695	Castejón 3	HC energía
2.665	Plana del Vent 1	GAS Fenosa
2.613	Castelnou	GDF SUEZ
2.489	Plana del Vent 2	GAS Fenosa
2.430	Algeciras 3	EON
2.324	San Roque 2	GAS Fenosa
2.308	Escombreras 6	Iberdrola
2.258	Colón 4	Endesa
2.183	Arrúbal 2	Contour Global
2.172	Puentes Garcia Rodríguez 5	Endesa
2.036	Arrúbal 1	Contour Global

Finalmente, en el grupo de cola quedarían 11 centrales que acumulan solo 10.156 GWh en el periodo 2010 al 2014 y que tienen menos de 2.000 GWh acumulados. Inicialmente se puede pensar que en estos Ciclos Combinados no sería interesante realizar estudios de viabilidad detallados, pero esa sería una conclusión precipitada. Se muestra este último grupo en la tabla 5.5

Tabla 5.5. Ciclos Combinados con menos de 2.000 GWh acumulados en periodo 2010-14

GWh/5 años	Centrales	Empresa
1.772	El Fangal 3	GDF SUEZ
1.589	El Fangal 1	GDF SUEZ
1.489	Tarragona Endesa	Endesa
1.423	El Fangal 2	GDF SUEZ
1.130	Soto de la Ribera 5	HC energía
915	Castejón 2	Iberdrola
885	Santurce 4	Iberdrola
393	Castellón 3	Iberdrola
292	Arcos 1	Iberdrola
164	Escatrón Peaker	Global 3
104	Arcos 2	Iberdrola

Sin embargo podemos observar que se dan coincidencias geográficas en las estaciones de regulación de algunas empresas y centrales que permitirían la viabilidad del turboexpander instalando una sola máquina que fuera capaz de regular el caudal de 1, 2 o 3 de los grupos que comparten acometida con el gaseoducto y que solo después de la reducción de presión se bifurcan para suministrar el gas natural a las turbinas de gas.

Este es el caso por ejemplo de los grupos de GDF SUEZ llamados El Fangal 1, 2 y 3 que acumulan 4.784 GWh en los últimos 5 años.

Es el caso, también, de los grupos de Gas Natural Fenosa llamados Cartagena 1,2 y 3 que acumulan 13.869 GWh en 5 años. Los grupos de Sagunto 1,2 y 3 con 22.193 GWh acumulados, Palos 1,2 y 3 con 12.791 GWh, los grupos de Aceca 1 y2 , Arrubal 1 y2 y Castejón 1 y 3.

De esta forma agrupada se pueden minimizar los costes de inversión inicial, pues solo harían falta 1 turboexpander, 1 generador, 1 acometida eléctrica, 1 intercambiador de calentamiento, menos espacio y obra civil, etc... Por eso, una de las conclusiones de esta tesis es que si se pueden agrupar los suministros de gas en una sola acometida común es más viable económica y técnicamente que por separado.

5.4.2 Conclusiones numéricas del potencial de turboexpander a nivel mundial

Se concluye del estudio del potencial a nivel mundial que si se aprovechan los tres saltos de presión se podrían generar 372 TWh/año o 124 TWh/año si solo se hicieran en 1 de los saltos (el industrial). Esto representaría poder co-generar el 1,8 % ó el 0,6% respectivamente de toda la electricidad mundial sin emitir ni una tonelada de CO₂ a la atmósfera. Sin duda, el turboexpander se perfila como una tecnología a incluir en la estrategia energética de cualquier país que transporte gas natural en alta presión.

BIBLIOGRAFÍA GENERAL

- [1] BP Statistical Review of World Energy 2011 www.bp.com (accessed 2012)
- [2] Bloch H, Soares C. Turboexpanders and process applications. Boston: Gulf Professional Publishing, 2001
- [3] Kostowski WJ, Usón S. Thermo-economic assessment of a natural gas expansion system integrated with a co-generation unit. *Applied Energy*, Elsevier 2013; 101:58–66
- [4] Kostowski WJ. The possibility of energy generation within conventional natural gas transport system. *Strojaestvo*. 2010; 52(4):429-40
- [5] Holm J. Application of turboexpanders for energy conservation. *Turbomach Int*. 1983; 24(1):26-31
- [6] Mirandola, A. y Macor, An Experimental Analysis of an Energy recovery Plant by expansion of Natural Gas, Proc. Of the 23rd Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. 1988; Vol. 4, pp33-38, Denver –Colorado
- [7] Faddeev IP. Turboexpanders to utilize the pressure of natural gas delivered to Saint Petersburg and industrial centers. *Chem. Petrol Eng*. 1998;34(11-12):704-11
- [8] Dr. Judson S. Swearingen Patent. RotoFlow Corporation; 1.989; <http://www.google.com/patents/US5045711>
- [9] Hedman B. Waste energy recovery opportunities for interstate natural gas pipelines. Gulf Coast Clean Energy; Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) 2.008
- [10] Mansoor A. Power generation opportunities in Bangladesh from gas pressure reducing stations. In: 3rd International Conference on Electrical and Computer Engineering, Dhaka, Bangladesh. 2.004
- [11] Rahman M.M., Power generation from pressure reduction in the natural gas supply chain in Bangladesh. *Journal of Mechanical Engineering*, 2.010
- [12] Ardali EK, Heybatian E. Energy regeneration in natural gas pressure reduction stations by use of gas turbo expander; evaluation of available potential in Iran www.igu.org National Iranian Gas Company; ChaharMahal & Bakhtiari Province Gas Company. 2.009
- [13] Seresht RT, Jalalabadi HK, Rashidian B. Retrofit of Tehran city gate station, (C.G.S., No.2) by using turboexpander. In: The thirty-second industrial energy technology conference, New Orleans, LA. 2010
- [14] Pozivil J. Use of expansion turbines in natural gas pressure reduction stations. *Acta Montan Slovaca* 2004; 9(3):258–60. <http://actamont.tuke.sk/>
- [15] Dariusz Kowala. Using the gas pressure potential for electricity generation at pressure reduction stations. Silesian University of Technology (SUT). 2.009

-
- [16] Energy company web. Expander-generator set with a rating of 5.000 KW
<http://www.energia.com.ua/endga5000.html>
- [17] Howard C, Oosthuizen P, Peppley B. An investigation of the performance of a hybrid turboexpander-fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations. *Appl Therm Eng* 2011; 31:2165–70.
- [18] Nadav Enbar y Sam Jaffe; Best practices: Enbridge's approach to greening the natural gas t&d neTWork via hybrid fuel cells 2.010
- [19] Nysearch Northeast gas association. Pipeline to ultra-clean generation energy recovery generation (ERG)
- [20] Interview to Andrew Mercer. Under pressure: how one company is harvesting clean energy from gas pipes, 2.010
- [21] Cryostar; available at <http://www.cryostar.com/web/green-energy-system.php>
- [22] Saskatoon Project, available at <https://www.saskatoon.ca>
- [23] IPIECA. Available At <http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/60371>
- [24] Europa. EU2050. Energy Roadmap (2012) Available at <http://ec.europa.eu/energy/en/studies>
- [25] IEA. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas. International Energy Agency .Disponible en: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf , 2012.
- [26] EIA Independent Statistics & Analysis. US Energy Information Administration available at <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>
- [27] Neseli, Mehmet Alparslan, Onder Ozgener y Leyla Ozgener. Energy and exergy
- [28] Analysis of electricity generation from natural gas pressure reducing stations. *Energy*
- [29] Conversion and Management. Elsevier. 2015
- [30] Farzaneh-Gord M. Recoverable energy in natural gas pressure drop stations: a case study of the Khangiran gas refinery. *Energy Explor Exploit* 2008; 26(2):71–82.
- [31] International Energy Agency. World Energy Outlook 2014. Shen DM, Feranades F, Simoes-Moreir JR. Using gas pipeline pressure to liquefy natural gas or generate electricity. *Hydrocarb Process* 2006; 85(1):47–8. 50.
- [32] Kirillov NG. Analysis of modern natural gas liquefaction technologies. *Chem Pet Eng* 2004; 40(7):401–6.
- [33] He TB, Ju YL. A novel process for small-scale pipeline natural gas liquefaction. *Applied Energy* 2014; 115: 17–24
- [34] Parlamento Europeo/Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria, Junio 2011

- [35] International Energy Agency EIA
- [36] Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017. CNMC/ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
- [37] La Energía en España 2012. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Gobierno de España
- [38] El sistema eléctrico español, Avance Informe 2013. Red Eléctrica de España
- [39] Informe de emisiones de Gases de Efecto invernadero en España 1990-2012. WWF España 2013
- [40] Presente y futuro de las centrales eléctricas de ciclo combinado. Conrado Navarro, Ingeniero de Minas – 1976, Especialidad Combustibles y Energía, por la Universidad Politécnica de Madrid