

Implantación a gran-escala de la polygeneración en la industria

D-Ploy paquete de trabajo 4 -
D4.5

ESTRATEGIAS FINANCIERAS

Marzo 2009



1.



D-PLOY WP4: VALORACIÓN TÉCNICA, ECONÓMICA Y FINANCIERA DE LOS PROYECTOS DE POLIGENERACIÓN

Uno de los principales objetivos del D-Ploy es el de contrastar las diversas metodologías de valoración financiera con el fin de esclarecer las divergencias en los puntos críticos que minan la implementación de los proyectos industriales de poligeneración y por lo tanto proponer una mejor valoración financiera y gestión de riesgos en el ambiente corporativo. Cabe destacar que los proyectos de poligeneración se valoran de una manera estructurada, independientemente del país en el cual la instalación está situada.

Puesto que estas instalaciones están diseñadas para dar soporte a procesos industriales nuevos o ya existentes, es necesario que la valoración técnica sea positiva. Una vez se ha estudiado y reconocido el potencial técnico y el proyecto resulta factible, se entra en una segunda fase, centrada en la valoración económica del proyecto. La evaluación económica se genera dentro de un marco establecido, contando con incentivos financieros, subvenciones, u otras ayudas para el fomento de la poligeneración. Finalmente, es la responsabilidad de los inversores realizar una valoración financiera del proyecto, incorporando factores claves tales como costes de oportunidad o evaluación del riesgo.

Los aspectos técnicos se han cubierto completamente en WP2 del proyecto, los aspectos legales y del mercado se cubren detalladamente en WP3 y ahora WP4 se ha centrado en las herramientas para la valoración financiera y la gestión de riesgos.

En la historia de la implantación de proyectos de poligeneración, los factores financieros han sido eclipsados por la economía del proyecto y por lo tanto no eran considerados por los implicados en el desarrollo del proyecto: ingenieros y operadores de la instalación. Sin embargo ha llegado a ser absolutamente esencial que la valoración financiera de los nuevos proyectos de poligeneración esté determinada con gran cuidado y lo más temprano posible. De conversaciones con los representantes de la industria, es evidente que las valoraciones financieras han reemplazado estudios tecnoeconómicos, con una mejor evaluación para la toma de decisión. El impacto que tales proyectos pueden tener en el crédito o solvencia de la empresa se ve a menudo como un problema: es esencial entender cómo los analistas financieros ven tales inversiones y enfocan las estrategias (financieras u otras) para atenuar el efecto adverso que una inversión de grandes dimensiones puede tener en la situación financiera de la empresa.

Contrastar las diversas metodologías de valoración financiera de proyectos usadas por la industria, las empresas de servicios de la energía, las empresas de servicios y las instituciones financieras, así como trabajar con todos los actores implicados, que es el objetivo de este proyecto, contribuye al buen desarrollo de esta valoración.

Directrices técnico-económicas para los proyectos de poligeneración industrial.

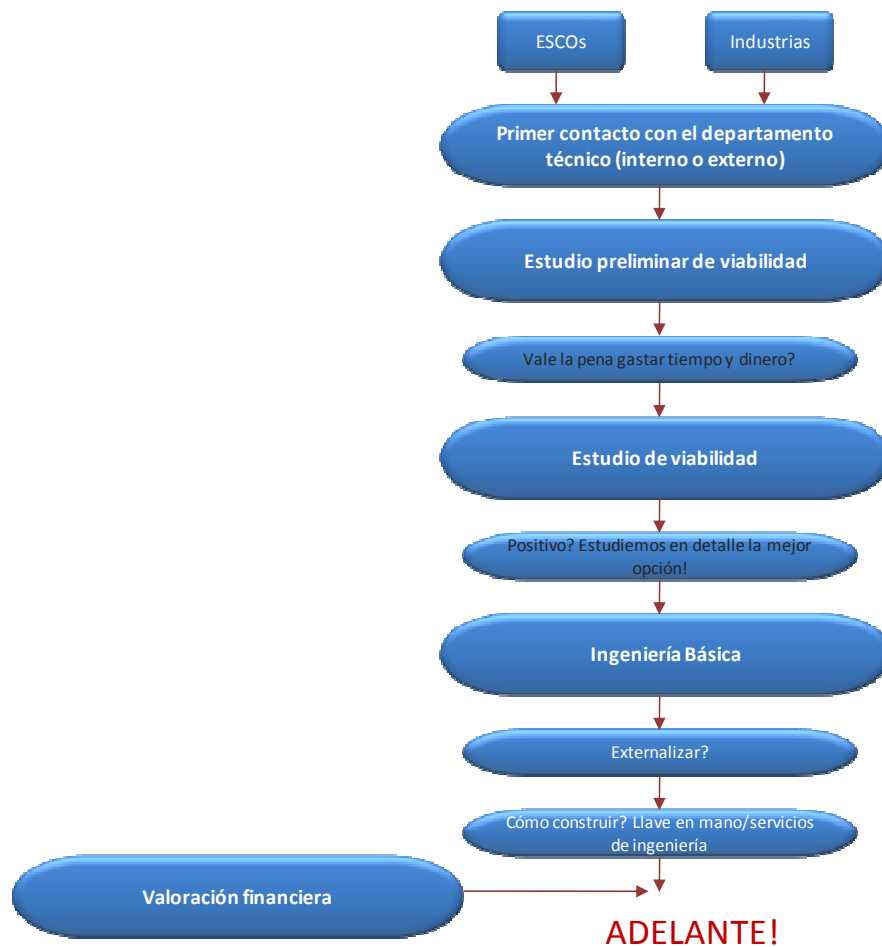


Figura 1: Diagrama que detalla los pasos a seguir en un proyecto industrial de poligeneración antes de la aceptación de la empresa.

Después de discutir e indagar con las personas implicadas en el desarrollo del proyecto, podemos concluir que en las primeras etapas de un proyecto de poligeneración se focalizará en los aspectos técnicos y económicos, mostrando evidentemente la viabilidad económica del proyecto, pero para llegar a realizar el proyecto se debe incluir también la valoración financiera y las opciones de financiación.

El proceso se inicia con un primer contacto, bien con un departamento interno de la empresa, una empresa consultora, una empresa de servicios energéticos (ESCO), entre otros posibles implicados. A continuación le sigue un proceso de cálculo basado en la demanda de calor útil y la comparación con otras tecnologías. En muchos casos, las autorizaciones, permisos y estudios complementarios también suelen determinarse antes del estudio de viabilidad propiamente dicho.

Al final, la toma de la decisión se basa en el compromiso entre el riesgo y la rentabilidad. En las próximas secciones se tratará de explicar como la rentabilidad es evaluada a través de la estimación del *Cash Flow* (estimación de la inversión y margen operacional). Se profundizará



en la evaluación financiera, identificando las mejores prácticas para las ESCOs, Industriales, Empresas de servicios e Instituciones financieras. Finalmente se determinará cuales son los criterios de valoración que los actores implicados emplean para analizar y atenuar los riesgos, identificando los tipos de riesgos inherentes a un proyecto de poligeneración (riesgos legislativos; Riesgos de la operación; Riesgos económicos).

Todos los implicados en el proyecto D-Ploy han contribuido a esta tarea. Para ello, se ha contado con la ayuda del Comité consejero y diversas asociaciones nacionales de cogeneración, a través de las cuales se distribuyó un cuestionario que recogía los siguientes aspectos económico-financieros: Información general, Valoración Financiera, Evaluación de riesgos.

El cuestionario fue respondido por ECOs, Industriales y Empresas de servicios (pero NO por Instituciones financieras) localizados en Austria, Bélgica, Francia, España y Reino Unido, que trabajan en rangos de potencia entre 0,5 MW a 500 MW, cubriendo todos los sectores industriales (incluyendo el sector químico, alimentario, refinerías y papeleras, las cuales estaban cubiertas dentro del alcance del proyecto de implantación)

El valor económico para un proyecto de cogeneración se determina típicamente prediciendo una serie de *cash flows* futuros y evaluándolos con los criterios o indicadores establecidos. Aquí se repasarán los parámetros y los criterios de aceptación financieros más usados por los actores implicados que han sido entrevistados.

2. WP4.1. Valoración Económica para un proyecto de poligeneración. Estimación de los Cash flows.

Hemos revisado en esta sección los aspectos económicos clave en un proyecto de poligeneración. Tanto la inversión necesaria para la planta de la poligeneración como los costes e ingresos operacionales, que determinan el cash flow, se han tratado en profundidad.

Coste del Proyecto

Se han identificado diferentes metodologías para la estimación del coste de un proyecto de poligeneración. En particular, se ha hablado de las barreras para la conexión a la red de las plantas de cogeneración y la dificultad para tratar de estimar su coste, lo que se ha identificado como uno de los puntos más críticos para la aprobación de un proyecto de poligeneración.

Hay esencialmente tres maneras para realizar la valoración de la inversión: *en base a cada proyecto*, lo que implica pedir ofertas para definir un presupuesto final y con un alto grado de precisión (normalmente inferior al 10%). Este tipo de oferta debe ser requerida al realizar estudios de viabilidad, al menos en lo que a equipos principales concierne; *mediante una estimación aproximada*, que se puede hacer en una etapa preliminar en función del tipo de ciclo de poligeneración, como se muestra en la tabla (ver Tabla 1.); o basado en *datos históricos* y usando curvas analíticas por sistema y en función de su energía. A pesar de parecer esta metodología una metodología altamente fiable, se encuentra a menudo que los



resultados no son completamente exactos y se deben conjugar ofertas que se han solicitado a lo largo de muchos años, siendo sus valores difíciles de comparar.

Tabla 1. Inversión estimada por MW instalado en función del tipo de ciclo de poligeneración

Cogeneración (2-30 MW)	
Ciclo simple con turbina de gas	800 k€/MW
Ciclo simple con motor	700-800 k€/MW
Ciclo combinado con turbina de gas	1000-1100 k€/MW
Biomasa	2000-3000 k€/MW
Trigeneración (2-30 MW)	
Ciclo simple con turbine de gas	1000 k€/MW
Ciclo simple con motor	900 k€/MW

3. Costes Operacionales

Los ingresos operacionales dependerán de la electricidad vendida a la red; la electricidad vendida al cliente; primas y tarifas (depende de las retribuciones de cada país); el Calor útil vendido al cliente; y los costes operacionales dependerán del combustible; personal de operación; mantenimiento especializado; electricidad de respaldo; otro mantenimiento; costes generales y seguros.

El énfasis se ha hecho en la valoración del precio de la electricidad vendida a la red, que es un punto clave en la economía de un proyecto del poligeneración. Esto se puede estimar fácilmente en el caso de las tarifas (que prevén los incrementos y los ajustes debido a la inflación con respecto a las actuales tarifas publicadas) pero resulta más complicado cuando se intenta estimar los precios del mercado, al que se deberá añadir las primas y los complementos por eficiencia, los cuales dependerán de los planes nacionales de ayuda a la cogeneración.

En el caso de algunos países donde la participación de ciclos combinados es significativa, se ha propuesto una estimación de los precios del mercado basados en gran parte en los precios del gas natural (y por lo tanto en los precios de Brent) y referidos a la eficiencia global del ciclo combinado (que se establece en Ref E= el 52,5% por la Directiva Europea). Por lo tanto:

$$\text{Precio del Mercado Eléctrico} = \text{Precio gas natural /Ref E} + \text{O\&M} + \text{CO}_2$$

donde O&M son los costes de mantenimiento y operación, del orden de 5 €/MWh; y los costes asociados del CO₂, del orden de 8 €/MWh. El precio del Gas natural y el precio del Brent tienen una alta correlación, lo que nos permite realizar estimaciones de los precios del mercado eléctrico en función del Brent.



Llegados a este punto es entonces necesario hacer estimaciones del precio del Brent, cuya estimación desafortunadamente no es inmediata, dada la alta volatilidad de los últimos meses.

Foros internacionales discuten los precios sostenibles para el Brent (los que deben garantizar la estructura actual de costes y asegurar la capacidad requerida una vez que las economías se recuperen de la situación actual), que deben oscilar entre los 80 \$/barril. Sin embargo no hay duda de que hay una gran incertidumbre en la volatilidad y la evolución dentro del marco de una recesión global.

4. Parámetros financieros y criterios de aceptación

Se han identificado como los parámetros financieros más usados y los criterios de aceptación usados por las compañías entrevistadas los siguientes:

- **Valor Actual Neto (VAN).** En el 100% de los casos todos los actores implicados entrevistados usan el VAN como una herramienta de valoración. Esto fue una sorpresa, ya que D-Ploy esperaba métodos menos sofisticados para la toma de decisiones financieras.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR).** Los resultados del cuestionario precisan que el TIR requerido (contemplando el capital y la financiación), esta comprendido entre el 9% y 12%, dependiendo del riesgo del proyecto. Las compañías de ingeniería apuntan a valores similares, a partir la 10% a 12%. Un estudio específico realizado en Reino Unido revela un rango previsto del TIR entre el 20% y el 35% para la industria del sector químico y alimentario.
- **Periodo de payback.** Los actores implicados piden un periodo de payback acorde con un TIR mínimo. Una investigación realizada en Reino Unido arrojó que los periodos de payback se deben encontrar debajo del rango 3 a 5 años, requeridos para poner en marcha un proyecto de cogeneración en la industria química y alimentaria.
- **Ratio de rentabilidad.** Solo una de las compañías entrevistadas lo estaba usando.
- **ROCE.** Solo una de las compañías entrevistadas lo estaba usando.

Todos los parámetros financieros estándar están detallados en el texto completo de este paquete de trabajo.

Otros aspectos relevantes

Otros aspectos interesantes del cuestionario revelaron:

- Los promotores de la Poligeneración sitúan el **coste medio ponderado del capital (WACC)** entre el 7% y 9%.
- En relación con la **amortización**, se utiliza por defecto la amortización lineal, mientras que para cálculos preliminares se utiliza en algunas ocasiones la amortización a un año. Debe destacarse que los promotores generalmente ligan la amortización al tiempo de vida del proyecto o al acuerdo de compra de energía (*Power Purchase Agreement*). En España, por ejemplo, el máximo coeficiente permitido que se aplicará anualmente es del 8%, si no hay



trabajo civil implicado. La parte proporcional a la obra civil debe ser amortizada con un 3% anual. Esto lleva a depreciación lineal durante 10 años.

- **Formas preferidas de financiación.** Las ESCOs prefieren usar su propio capital hasta valores entre un 15% y 25% y cubrir el resto con un crédito bancario. También emplean la opción de *project finance*, y en particular cuando se trata de grandes proyectos. Las ingenierías apuntan que el leasing operacional y el leasing de capital son sus opciones preferidas.

5. WP4.3. Gestión del Riesgo en proyectos de poligeneración industrial

Como en cualquier otra clase de inversión, la rentabilidad esperada por los inversores que se han involucrado en un proyecto de poligeneración se liga al riesgo percibido del proyecto. El equipo del D-Ploy ha realizado una investigación para identificar los principales riesgos ligados a estos proyectos y la importancia que los diferentes tipos de promotores están dando a cada uno de ellos.

Los proyectos de cogeneración suponen un complejo sistema de relaciones, por lo que se hace indispensable mantener negociaciones que eviten que una parte obtenga todos los beneficios o corra con todos los riesgos. Es necesario que los contratos se estructuren de manera que cada parte reciba los incentivos apropiados para realizar el proyecto según lo previsto. Esto requiere que los incentivos sean proporcionales con los riesgos y que aquellos que no puedan ser eliminados o atenuados, sean asignados y acogidos por la parte más capacitada para absorberlos y controlarlos.

Los principales riesgos identificados en los proyectos de poligeneración se enumeran a continuación: Riesgo del valor de los gases de efecto invernadero (CO₂, NO_x); Riesgos de la estabilidad del ratio entre el precio del combustible y el precio del mercado eléctrico; Riesgos en los subsidios; Riesgos técnicos; Riesgos inherentes al país, por ejemplo cambios en la legislación; Riesgos de la empresa / Riesgos del cliente (reducción en la producción del calor útil); Marco legislativo; Costes de seguros; Variación en los costes de operación y mantenimiento; variación significativa de la tasa de cambio; costes laborales.

Los resultados del cuestionario muestran como casi todos los actores implicados señalan el riesgo del cliente (posible reducción de la producción del calor útil por cambios en los procesos industriales) y el riesgo propio del país (por cambios en su legislación) como los factores más críticos, seguidos por los riesgos de la estabilidad del ratio entre el precio del combustible y el mercado eléctrico (*spark spread*), riesgos del valor de los gases de efecto invernadero y los riesgos de carácter técnico. Riesgos como los asumidos por la adquisición de seguros, por la operación y el mantenimiento, costes laborales y variaciones en la tasa de cambio se relegan a un segundo plano.

Otras ideas deducidas de las entrevistas se enumeran aquí:

- Los sistemas de apoyo en forma de tarifas, primas, certificados de cogeneración o certificados verdes se implantan en todos los países y las investigaciones revelan que un proyecto de poligeneración no puede ser atractivo sin tal subsidio, a excepción de las



plantas grandes (sobre 25 MW con una demanda de vapor grande y una demanda de electricidad baja – alta eficiencia & economías de escala).

- No suele aplicarse ninguna reducción de impuestos directos a proyectos de poligeneración.
- Todas las empresas entrevistadas confían en sus propios expertos financieros.
- No hay un único ratio común empleado en todos los proyectos, por lo que el análisis de riesgos se realiza sobre cada proyecto. Hay algunos sectores industriales en donde al parecer hay un riesgo inherente, puesto que tienen históricamente fluctuaciones. Por ejemplo, el sector de papel tiene alto riesgo, mientras que la industria química implica un cierto riesgo y el sector alimentario (productos básicos, no de lujo) es más estable.
- Cuando el sector implica un riesgo elevado, el industrial es el único que puede asumir la financiación del proyecto debido a la elevada prima de riesgo.
- Existe una carencia de ingenierías que quieran asumir “llaves en mano” para plantas grandes.
- Los fabricantes de equipos están completamente copados, lo que se traduce en tiempo para la entrega del equipo principal - esto pasa particularmente en las empresas de motores.
- El crecimiento de los precios durante el periodo 2006 – 2007 parece haberse estabilizado ahora.
- El auge de los ciclos combinados no parece afectar a las plantas de menor tamaño.
- Respecto a los tipos de descuentos que se ofrecen al cliente: Las ESCOs ofrecen principalmente descuentos en el vapor, aunque las empresas de servicios ofrecen descuentos en la electricidad.
- Los proyectos de poligeneración deben competir con los proyectos propios del industrial necesarios para su proceso industrial.

6. Conclusiones

Este paquete de trabajo se ha centrado en la valoración económica y financiera de los proyectos de poligeneración, complementando así los paquetes de trabajo técnico y legislativo que se pueden encontrar en el WP2 y en el WP3 respectivamente.

La hipótesis original que muchos en la industria siguen efectuando la evaluación financiera de proyectos industriales mediante técnicas anticuadas como la tasa de rentabilidad o el payback, no se válida. Lejos de esto, todas las empresas entrevistadas usan herramientas financieras punta tales como el valor actual neto (VAN) y técnicas para la actualización de cash flow en la toma de decisiones, comparadas con su coste medio ponderado de capital (WACC).

De hecho, los ratios financieros más usados son el Valor Actual Neto (VAN), el cual es usado por todos los entrevistados, Tasa Interna de Retorno (TIR) después de impuestos (valores requeridos están entre un 9% y un 12%), periodos de Payback (4 a 7 años), ratio de rentabilidad (solo una empresa lo usa) y ROCE (solo una empresa lo usa actualmente).



Se propusieron varias metodologías para estimar la inversión necesaria para la implantación de proyectos de poligeneración. Además, se describieron todos los conceptos implicados en márgenes operacionales, y se dedujo una manera de estimar los precios de la electricidad en función del precio del barril del Brent.

En lo que concierne a la percepción del riesgo de un proyecto de poligeneración, los resultados de nuestras entrevistas muestran cómo es el riesgo cliente y el riesgo legislativo como los riesgos más críticos. A estos siguen riesgos de falta de *spark spread* (relación entre el precio de venta de la electricidad y el fuel), precio de los gases de efecto invernadero y riesgos técnicos. Se ha podido destilar una prima de riesgo media de 2-3% (a partir de conocimiento sobre el WACC y TIRs requeridos).

Sólo hay un consejo claro que surgió de nuestras discusiones, y que fue endosado por todos los participantes del D-Ploy y respaldado en sus muchos años de experiencia en proyectos de poligeneración, y es que **SÓLO proyectos de alta eficiencia** (con un alto ahorro de energía primaria) resiste el test del tiempo y asegura que estás intrínsecamente preparado para afrontar escenarios de un marco económico desfavorable.

