

6

**DESCRIPCIÓN Y
DESARROLLO DEL
MODELO**

6.1 INTRODUCCIÓN.

La necesidad de la optimización de sistemas de generación distribuida se ha introducido al final del capítulo segundo. En esta Tesis se ha elegido un sistema de generación híbrido compuesto por pila de combustible SOFC y turbina de gas, usando como combustible residuos forestales gasificados. Por ello, lo visto en anteriores capítulos sirve de base y punto de partida para el desarrollo de este capítulo.

Se pretende optimizar tanto el tamaño o capacidad de generación como su ubicación. Las funciones objetivo que se eligen son económicas ya que, siendo realistas, el propósito principal de este tipo de proyectos es conseguir la máxima rentabilidad. Si la viabilidad económica es incierta o reducida el proyecto no se acomete.

La empresa productora o propietaria de la planta de GD tiene como finalidad el máximo beneficio. En términos económico-energéticos, generar la máxima cantidad de energía eléctrica al mínimo coste, para venderla a la empresa distribuidora. Por el contrario, para la empresa distribuidora, el objetivo fundamental es el suministro energético a los consumidores con el mínimo coste, es decir, reducir las pérdidas eléctricas que se producen en el transporte y la distribución, siempre dentro de unos límites reglamentarios que garanticen la calidad del suministro.

Por tanto, el tamaño y ubicación óptimos de una planta de GD se puede plantear desde dos puntos de vista:

- a) El de la empresa inversora, titular de la planta y productora de energía eléctrica.

- b) El de la empresa distribuidora eléctrica, propietaria de la red eléctrica y que compra la energía generada por un sistema de GD.

El estudio económico que debe de realizar el inversor para un planta de GD depende del tipo de sistema de generación elegido. Los factores que intervienen, tales como la inversión inicial, los costes de funcionamiento y mantenimiento, el suministro de combustible, condiciones de funcionamiento, etc., difieren de un sistema a otro. Por ejemplo, los gastos de explotación de un sistema fotovoltaico son mínimos si se comparan con una planta que utiliza la biomasa como combustible.

Para la resolución del problema desde el punto de vista del inversor se plantean dos modelos que se explican a continuación:

- Modelo que optimiza la potencia de generación del sistema SOFC-TG en función de los residuos forestales aprovechados. Es un modelo simplificado ya que considera la superficie de producción (de recogida de residuos forestales) con características uniformes y constantes. Este modelo no resuelve la ubicación sino que parte de que ésta es conocida.

- Modelo que optimiza tanto la potencia de generación como la ubicación de la planta. En este caso, el área de trabajo esta dividida en parcelas cuadradas de dimensiones relativamente pequeñas con respecto a la superficie total. Cada parcela posee unas características propias. La resolución de este modelo se plantea realizarla mediante técnicas metaheurísticas.

Con el primer modelo se obtienen resultados aproximados y orientativos que permiten valorar y alcanzar conclusiones generales relacionadas con el área o radio óptimo de recogida de residuos y con la importancia de los incentivos a la inversión. Además, este modelo sirve para comparar y validar, en cierta forma y dentro de unos márgenes, los resultados obtenidos por el segundo que es más ambicioso, complejo y realista.

Se incluye en este capítulo un método económico que optimiza el problema según la empresa distribuidora de energía eléctrica. Finalmente, el capítulo se completa

con la propuesta de la optimización desde un punto de vista global, es decir, considerando los dos puntos de vista, el del inversor y el de la empresa distribuidora.

6.2 MODELO SIMPLIFICADO PARA OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA DE GENERACIÓN

6.2.1 Descripción

Este modelo se diseña para obtener una solución aproximada del tamaño óptimo o capacidad de la planta SOFC-TG, desde el punto de vista del inversor. El tamaño del sistema depende fundamentalmente de la biomasa residual utilizable por unidad de superficie que se va a recoger y aprovechar como combustible.

En el planteamiento del modelo se aplican una serie de consideraciones que se describen a continuación:

- 1) La biomasa utilizable es uniforme para toda la superficie o regiones posibles. Por tanto, la densidad de biomasa seca es constante y el tipo y las características de los residuos son iguales en toda la superficie. Asimismo, se consideran constantes los costes unitarios de recogida de la biomasa y de su transporte.
- 2) La superficie de producción o área de dónde se extrae la biomasa se considera un círculo. La planta de generación eléctrica se sitúa en el centro de este círculo, tal y como se indica en la figura 6.1.

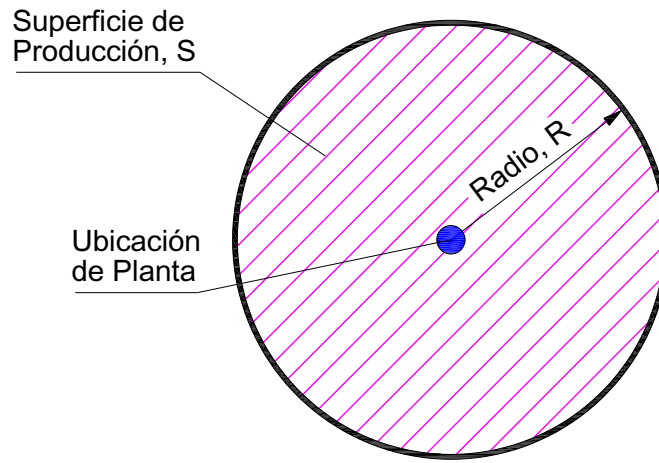


Figura 6.1: Superficie de producción circular en cuyo centro se sitúa la planta.

Teniendo en cuenta lo desarrollado en el capítulo anterior, la energía eléctrica generada anualmente por el sistema SOFC-TG es igual a (ver ecuación (5.31)):

$$E_{SOFC-TG} = \frac{1}{(1-R_p)} \cdot 2 \cdot F \cdot V_{pc} \cdot U_f \cdot [C_{H_2}^{entrada} \cdot C_{CO}^{entrada} \cdot 4C_{CH_4}^{entrada}] \cdot \eta_{conv} \quad (6.1)$$

O bien, utilizando el concepto de hidrógeno equivalente:

$$E_{SOFC-TG} = \frac{1}{(1-R_p)} \cdot 2 \cdot F \cdot V_{pc} \cdot U_f \cdot C_{H_2eq}^{entrada} \cdot \eta_{conv} \quad (6.2)$$

Es posible expresar la energía generada en función de la cantidad de residuos forestales que se recogen y posteriormente se gasifican. La biomasa residual utilizable, *BRU*, recogida en un año en la superficie *S* viene dada por:

$$BRU = S \cdot D \cdot U \quad (6.3)$$

Donde:

- $S \equiv$ Superficie de producción $[km^2]$. Se considera un círculo cuyo centro es la posición del sistema de generación. Por ello, $S = \pi \cdot R^2$.
- $U \equiv$ Coeficiente de utilización de la superficie de recogida considerada. Se aplica a la biomasa potencial para obtener la biomasa utilizable.
- $D \equiv$ Densidad neta de biomasa seca utilizable en la superficie considerada $[toneladas/(km^2 \text{ año})]$.

Se considera que en S los residuos forestales utilizables poseen la misma composición y propiedades energéticas, ya que proceden de un tipo de vegetación predominante y uniforme en toda la superficie considerada. Por esta razón, se define a R_{gas} como la cantidad de hidrógeno equivalente que se genera en el proceso de gasificación por tonelada de residuos aprovechados por la planta que se gasifican. R_{gas} es constante y se expresa tal y como viene en la ecuación (6.4):

$$R_{gas} = \frac{C_{H_2,eq}^{entrada}}{BRU} \quad (6.4)$$

Por tanto, la energía generada es igual:

$$E_{SOFC-TG} = \frac{1}{(1-R_p)} \cdot 2 \cdot F \cdot V_{pc} \cdot U_f \cdot R_{gas} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot D \cdot U \cdot \eta_{conv} \quad (6.5)$$

Donde $S = \pi \cdot R^2$.

Considerando que el potencial energético de los residuos forestales recogidos y transportados a la planta, E_{res} , se expresa como:

$$E_{res} = S \cdot D \cdot U \cdot PCI \quad (6.6)$$

Siendo PCI es el poder calorífico inferior de los residuos forestales.

El rendimiento global del sistema, η_{global} , viene dado por:

$$\eta_{global} = \frac{E_{SOFC-TG}}{E_{res}} \quad (6.7)$$

Y la potencia eléctrica de la planta, P_e , es igual a:

$$P_e = \frac{E_{SOFC-TG}}{T} \quad (6.8)$$

Donde T es igual al número de horas anuales de funcionamiento del sistema. Se considera que la planta funciona en régimen permanente y a plena potencia durante prácticamente todo el año, excepto cuando se realizan las tareas propias de reparación y mantenimiento que se estiman entre el 10 y 15 % del número total de horas anuales. En esta Tesis se asigna a T el valor de 7500 horas anuales para todos los modelos y simulaciones.

6.2.2 Análisis económico

Además del desarrollo técnico anterior, el modelo tiene una parte económica, ya que el principal objetivo de un inversor es que el proyecto sea viable económicamente y obtener el máximo beneficio. Los parámetros más importantes para realizar un análisis económico dinámico sobre la viabilidad de un proyecto de inversión son los siguientes:

- Inversión Inicial (IN).
- Valor Actual Neto (VAN).

- Índice de Rentabilidad (*IR*).
- Período de Recuperación de la Inversión (*PR*).

Tanto el *VAN* como el *IR* se pueden utilizar como función objetivo para optimizar el problema.

6.2.3 Inversión inicial

En la inversión inicial del proyecto se deben de incluir la compra de terrenos, las construcciones, las instalaciones, la infraestructura eléctrica, el equipamiento, la maquinaria, las herramientas para reparación y mantenimiento, etc.

La inversión inicial, *IN*, se compone de una parte fija, *INF*, y de otra variable. Esta parte variable es la que mayor peso tiene y se puede considerar proporcional a la potencia eléctrica nominal, *P_e*. Así, la inversión inicial viene dada por:

$$IN = INF + INu \cdot P_e \quad (6.9)$$

Donde *INu* es la inversión necesaria por unidad de potencia [*€/MW*].

Con la finalidad de fomentar el uso de sistemas de energías renovables, los Gobiernos y Administraciones competentes ofrecen incentivos a fondo perdido y bonificación del tipo de interés de los préstamos necesarios para acometer las inversiones [27].

Considerando únicamente incentivos a fondo perdido y recurriendo a financiación ajena para afrontar la inversión, el Pago Anual, *PA*, que debe realizar el inversor a la entidad bancaria donde ha formalizado el préstamo viene dado por la siguiente fórmula:

$$PA = IN \cdot (1 - inc) \cdot \left[\frac{i \cdot (1+i)^Z}{(1+i)^Z - 1} \right] \quad (6.10)$$

Donde:

- $Z \equiv$ Duración del préstamo financiero [años].
- $i \equiv$ Interés anual del préstamo bancario (en tanto por uno).
- $inc \equiv$ Porcentaje de los incentivos concedidos sobre el total de la inversión (en tanto por uno).

Para simplificar el problema, el préstamo se considerará con una duración igual a la vida útil de la instalación que se denota por Vu , es decir, $Z=Vu$.

El pago total de la inversión (siempre desde el punto de vista económico del inversor) no se efectúa al inicio sino que se realiza a la entidad financiera durante la duración del préstamo y su valor sería $Z \cdot PA$, es decir, se realizarían Z pagos anuales para hacer frente a toda la inversión.

Por tanto, la inversión se puede considerar que se realiza con valores futuros. Para realizar un análisis económico dinámico todos los parámetros que se utilizan deben ser referidos al mismo tiempo o momento. De ahí que se necesite conocer el valor actual de la inversión, VAI , que viene dado por:

$$VAI = PA \cdot \frac{K_i \cdot (1 - K_i)^{Vu}}{1 - K_i^{Vu}} \quad (6.11)$$

Donde:

$$K_i = \frac{1}{(1+d)}$$

Siendo d la tasa de descuento.

Si para afrontar la inversión no se recurre a un préstamo bancario, asumiéndose su financiación con fuentes propias:

$$VAI = IN \cdot (1 - inc) \quad (6.12)$$

Si además, no se conceden incentivos a la inversión, o simplemente, no se tienen en cuenta en el análisis económico:

$$VAI = IN \quad (6.13)$$

6.2.4 Flujo de entrada. Ingresos

En el flujo de caja de entrada se consideran los ingresos por la venta de energía eléctrica. El valor actual del flujo de entrada (VAE) es el correspondiente a la suma de los ingresos obtenidos durante la vida útil del sistema, en función de la energía generada e inyectada a la red eléctrica, y viene dado por la siguiente ecuación:

$$VAE = p_g \cdot E_{SOFC-TG} \cdot \frac{K_g \cdot (1 - K_g)^{Vu}}{1 - K_g^{Vu}} \quad (6.14)$$

Donde:

- $p_g \equiv$ Precio de venta de la energía eléctrica generada e inyectada a la red eléctrica [$\text{€} / MWh$].
- $Vu \equiv$ Vida útil de la instalación o período total de funcionamiento del sistema [$años$].
- $K_g = \frac{1 + r_g}{1 + d}$; siendo r_g el índice de incremento anual del precio de la energía vendida y d la tasa de descuento.

6.2.5 Gastos de explotación

Los gastos de explotación tienen componentes fijos y variables. En este estudio se distinguen los siguientes:

- ◆ Costes anuales de recogida de la biomasa, CR .
- ◆ Costes anuales de transporte de la biomasa desde la zona forestal hasta la planta, CT .
- ◆ Costes de mantenimiento, CM .
- ◆ Costes de operación, CO .

Los costes anuales de recogida de la biomasa se expresan como:

$$CR = CRu \cdot U \cdot S \cdot D \quad (6.15)$$

Donde:

- $CRu \equiv$ Coste unitario de recogida de la biomasa en toda la superficie de producción [$\text{€}/\text{tonelada}$].
- $U \equiv$ Coeficiente de utilización, se considera constante y se aplica a la biomasa potencial para obtener la biomasa utilizable.
- $S \equiv$ Superficie de producción de donde se extrae la biomasa [km^2].
- $D \equiv$ Densidad neta de biomasa seca utilizable que se recoge en S [$\text{toneladas}/(\text{km}^2 \text{año})$].

Los costes anuales que ocasionan el transporte de la biomasa desde el punto de recogida hasta la planta de generación son:

$$CT = CT_u \cdot U \cdot S \cdot D \cdot dm \quad (6.16)$$

Donde:

- $CT_u \equiv$ Coste de transporte unitario de la biomasa, se considera constante [$\text{€}/(\text{tonelada} \cdot \text{km})$].
- $dm \equiv$ Distancia media entre la planta y el punto de carga de la biomasa [km].

Como se ha considerado que la superficie de recogida o de producción, S , es igual a un círculo en cuyo centro se sitúa el sistema de generación, la distancia media, dm , viene dada por:

$$dm = \frac{2}{3} \cdot R \cdot cd \quad (6.17)$$

Siendo R el radio de la superficie circular, S , y cd la relación entre la distancia real que debe recorrer el vehículo que transporta la biomasa a través de carreteras y pistas forestales y la distancia radial. Evidentemente, cd es siempre mayor o igual a 1.

Los costes anuales de mantenimiento se expresan como:

$$CM = CM_u \cdot IN \quad (6.18)$$

Donde CM_u es el coeficiente de mantenimiento en tanto por uno.

Los costes anuales de operación o funcionamiento son iguales a:

$$CO = COF + COV_u \cdot E_{SOFC-TG} \quad (6.19)$$

Donde COF son los costes de operación fijos [$\text{€}/\text{año}$] y $COVu$ son los costes de operación variables unitarios [$\text{€}/(\text{MWh} \cdot \text{año})$].

El valor actual de todos los costes de explotación, VAC , es la suma de todos los costes que se producen durante la vida útil de la planta. VAC se formula como sigue:

$$\begin{aligned}
 VAC = & CR \cdot \frac{K_R \cdot (1 - K_R)^{V_u}}{1 - K_R^{V_u}} + CT \cdot \frac{K_T \cdot (1 - K_T)^{V_u}}{1 - K_T^{V_u}} + \\
 & + CM \cdot \frac{K_M \cdot (1 - K_M)^{V_u}}{1 - K_M^{V_u}} + CO \cdot \frac{K_O \cdot (1 - K_O)^{V_u}}{1 - K_O^{V_u}}
 \end{aligned} \tag{6.20}$$

Donde:

$$\blacksquare \quad K_R = \frac{1 + r_R}{1 + d}; \quad K_T = \frac{1 + r_T}{1 + d}; \quad K_M = \frac{1 + r_M}{1 + d} \quad \text{y} \quad K_O = \frac{1 + r_O}{1 + d}$$

Siendo:

- r_R el índice de incremento anual de los costes de recogida de biomasa.
- r_T el índice de incremento anual de los costes de transporte
- r_M el índice de incremento anual de los costes de mantenimiento.
- r_O el índice de incremento anual de los costes de operación.

6.2.6 Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto de una inversión, VAN , determina la valoración de una inversión en función de la diferencia entre el valor actualizado de todos los cobros derivados de la inversión y el valor actual de todos los pagos originados por la misma a lo largo de la vida útil de la inversión realizada. Por ello, se expresa como:

$$VAN = VAE - VAC - VAI \tag{6.21}$$

La condición para decidir que una inversión es rentable sería:

$$VAN > 0$$

6.2.7 Índice de rentabilidad

El Índice de Rentabilidad, IR , se define como la relación entre el Valor Actual Neto de un proyecto y el Valor Actual de la Inversión, es decir:

$$IR = \frac{VAN}{VAI} \quad (6.22)$$

O bien:

$$IR = \frac{VAE - VAC}{VAI} - 1 \quad (6.23)$$

Una inversión es rentable cuando:

$$IR > 0$$

El hecho de que la superficie de producción, S , se considere un círculo ($S = \pi \cdot R^2$), permite representar a IR en función del Radio, $IR = f(R)$.

6.2.8 Período de retorno

El período de retorno, PR , o plazo de recuperación (en inglés pay-back) nos indica el tiempo que se tarda en recuperar el coste de la inversión inicial. Un proyecto se puede considerar propicio cuando su período de retorno es menor que la vida útil de la instalación y equipamiento necesarios.

El análisis de *PR* es complementario, poco relevante y no fundamental. Se utiliza en combinación con otros tipos de análisis para determinar la viabilidad y rentabilidad de un proyecto.

6.2.9 Limitaciones del modelo

La limitación más notable de este modelo es que no permite calcular la ubicación de la planta dentro de una determinada región. Además, el análisis que efectúa es aproximado ya que supone que la biomasa residual utilizable y las características energéticas de ésta son constantes. De igual manera, se consideran iguales para toda la superficie los costes de extracción de la biomasa.

No obstante, la utilización de valores medios en algunas de las variables de este modelo facilita su resolución, permite alcanzar soluciones orientativas y obtener conclusiones generales del problema planteado.

6.3 MODELO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN DE UN SISTEMA SOFC-TG

6.3.1 Descripción

Este modelo se fundamenta en que las características técnicas de extracción y condiciones de la biomasa residual son diferentes para distintos espacios o parcelas en las que se divide la región a estudio. El tipo de biomasa predominante son los residuos forestales. Las parcelas presentan entre ellas características diferentes, tales como la accesibilidad, densidad de biomasa utilizable, composición y propiedades de la biomasa, poder calorífico inferior, etc. [56].

Este modelo se ajusta más a la realidad que el anterior. En este caso, se persigue determinar, desde el punto de vista del inversor (explotador del sistema de generación y productor de energía eléctrica), además del tamaño, la localización óptima de la planta. El tamaño del sistema de generación depende fundamentalmente de:

- 1) La biomasa utilizable por unidad de superficie.
- 2) La selección de las parcelas de donde se va a obtener la biomasa.

Se parte de una región o mapa que se divide mediante una rejilla en Q parcelas cuadradas de dimensiones iguales pero con distintas condiciones y características técnicas y energéticas. En una de las parcelas se debe de situar la planta (parcela p) y seleccionar las K parcelas que optimizan tanto el tamaño como la ubicación. La cantidad de biomasa residual que se recoge y aprovecha depende de las K parcelas elegidas. Las características o variables que identifican a cada una de las parcelas influyen en la ubicación de la planta.

Las variables de partida que definen inicialmente el problema se obtienen de bases de datos o Sistemas de Información Geográfica (SIG) fabricados al efecto. Las variables que se consideran en este trabajo son:

- S_i \equiv Superficie de la parcela i $[km^2]$.
- U_i \equiv Coeficiente de utilización de la parcela i . Se aplica a la biomasa potencial para obtener la biomasa utilizable.
- D_i \equiv Densidad neta de biomasa utilizable que se recoge de la parcela i $[toneladas/(km^2año)]$.

- Composición y propiedades energéticas de la biomasa forestal residual dependiente del tipo de vegetación o especie predominante en cada una de las parcelas. En concreto, se considera para este trabajo la cantidad de gases combustibles (hidrógeno, monóxido de carbono y metano) que por unidad de masa de residuo extraído se generan en la gasificación. Considerando que estos gases alimentan a una pila SOFC y de acuerdo con el modelo desarrollado en el capítulo anterior, se define a $R_{gas,i}$ como la relación entre la cantidad de hidrógeno equivalente que genera la gasificación de los residuos procedentes de la parcela i , $C_{H_2eq,i}^{entrada}$, y la biomasa residual utilizable de esa parcela, $BRU_i = S_i \cdot D_i \cdot U_i$, o lo que es lo mismo, $R_{gas,i}$ es la cantidad de hidrógeno equivalente por tonelada de residuo de la parcela i .
- $PCI_i \equiv$ Poder Calorífico Inferior de la biomasa obtenida en la parcela i . [$MWh / tonelada$], relacionado con lo establecido en el punto anterior.
- $L_{LE} \equiv$ Longitud de la línea eléctrica a construir para conectar la planta de generación con la red de distribución existente [km].
- $dist(p,i) \equiv$ Distancia real entre la parcela i y la parcela p [km].
- $CRu_i \equiv$ Coste unitario de recogida de la biomasa en la parcela i [$€ / tonelada$].

Al igual que en el modelo anterior se parte de la ecuación que define a la energía eléctrica generada por el sistema SOFC-TG considerando como gas combustible de entrada el hidrógeno equivalente:

$$E_{SOFC-TG} = \frac{1}{(1-R_p)} \cdot 2 \cdot F \cdot V_{pc} \cdot U_f \cdot C_{H_2eq}^{entrada} \cdot \eta_{conv} \quad (6.24)$$

En este caso, la biomasa residual utilizable recogida anualmente es la suma de los residuos extraídos de cada una de las K parcelas seleccionadas y viene dada por:

$$BRU = \sum_{i=1}^K BRU_i = \sum_{i=1}^K S_i \cdot D_i \cdot U_i \quad (6.25)$$

La cantidad total de hidrógeno equivalente que alimenta al sistema viene dada en función de la $R_{gas,i}$ y de la biomasa residual utilizable, BRU_i , de cada parcela como:

$$C_{H_2eq}^{entrada} = \sum_{i=1}^K C_{H_2eq,i}^{entrada} = \sum_{i=1}^K R_{gas,i} \cdot BRU_i \quad (6.26)$$

Por tanto, la energía generada es igual:

$$E_{SOFC-TG} = \frac{1}{(1-R_p)} \cdot 2 \cdot F \cdot V_{pc} \cdot U_f \cdot \sum_{i=1}^K [R_{gas,i} \cdot S_i \cdot D_i \cdot U_i] \cdot \eta_{conv} \quad (6.27)$$

Considerando que el potencial energético de los residuos forestales recogidos y transportados a la planta, E_{res} , se expresa como:

$$E_{res} = \sum_{i=1}^K [S_i \cdot D_i \cdot U_i \cdot PCI_i] \quad (6.28)$$

Siendo PCI_i es el poder calorífico inferior de los residuos forestales recogidos en la parcela i .

El rendimiento global del sistema, η_{global} , viene dado por:

$$\eta_{global} = \frac{E_{SOFC-TG}}{E_{res}} \quad (6.29)$$

La potencia eléctrica de la planta se expresa como:

$$P_e = \frac{E_{SOFC-TG}}{T} \quad (6.30)$$

Donde T es el número de horas anuales estimadas de funcionamiento del sistema.

6.3.2 Inversión inicial

La inversión inicial (IN) está compuesta de una parte principal que se considera variable y de un valor fijo, inversión inicial fija, INF . Casi la totalidad de la inversión variable se puede considerar que es proporcional a la capacidad o tamaño de la planta, es decir, a la potencia eléctrica nominal, P_e . Dado que se quiere optimizar, además del tamaño, la situación de la planta, se considera otra componente, que representa la inversión necesaria para conectar, mediante una línea eléctrica, la planta con el punto de la red de distribución que reúne las condiciones técnicas para el enganche. Así, la inversión inicial puede venir dada por:

$$IN = INF + IN_u \cdot P_e + C_L \cdot L_{LE} \quad (6.31)$$

Donde:

- $IN_u \equiv$ La inversión necesaria por unidad de potencia [$\text{€}/MW$].
- $C_L \equiv$ Coste de la línea eléctrica [$\text{€}/km$].
- $L_{LE} \equiv$ Longitud de la línea eléctrica a construir para conectar la planta de generación con la red de distribución [km]. L_{LE} no es constante, y depende del punto elegido (o parcela) donde se sitúe la planta.

Teniendo en cuenta los incentivos a fondo perdido y recurriendo a financiación

ajena para afrontar el resto de la inversión, el Pago Anual, PA , que debe realizar el inversor a la entidad bancaria donde ha formalizado el préstamo viene dado por:

$$PA = IN \cdot (1 - inc) \cdot \left[\frac{i \cdot (1+i)^Z}{(1+i)^Z - 1} \right] \quad (6.32)$$

Donde:

- $Z \equiv$ Duración del préstamo financiero [años]. Se considera igual a la vida útil de la instalación, Vu , es decir, $Z = Vu$.
- $i \equiv$ Interés anual del préstamo bancario (en tanto por uno).
- $inc \equiv$ Porcentaje de los incentivos concedidos sobre el total de la inversión (en tanto por uno).

Desde un punto de vista económico, el pago total de la inversión por parte de la empresa inversora se realiza a la entidad financiera durante la duración del préstamo y su valor es de $Z \cdot PA$, es decir, se realizan Z pagos anuales para hacer frente a toda la inversión. Para realizar un análisis económico dinámico todos los parámetros que se utilizan deben ser referidos al mismo tiempo. Por ello, el valor actual de la inversión, VAI , viene dado por:

$$VAI = PA \cdot \frac{K_i \cdot (1 - K_i)^{Vu}}{1 - K_i^{Vu}} \quad (6.33)$$

Donde $K_i = \frac{1}{(1+d)}$

Siendo d la tasa de descuento.

Si la inversión se acomete únicamente con financiación propia:

$$VAI = IN \cdot (1 - inc) \quad (6.34)$$

Si además no se consideran incentivos a la inversión se tiene que:

$$VAI = IN \quad (6.35)$$

6.3.3 Flujo de entrada. Ingresos

En el flujo de caja de entrada se consideran los ingresos por la venta de energía eléctrica. El valor actual del flujo de entrada (VAE) es el correspondiente a la suma de los ingresos obtenidos durante la vida útil del sistema, en función de la energía generada e inyectada a la red eléctrica, y viene dado por la siguiente ecuación:

$$VAE = p_g \cdot E_{SOFC-TG} \cdot \frac{K_g \cdot (1 - K_g)^{Vu}}{1 - K_g^{Vu}} \quad (6.36)$$

Donde:

- $p_g \equiv$ Precio de venta de la energía eléctrica generada e inyectada a la red eléctrica [$\text{€}/MWh$].
- $Vu \equiv$ Vida útil de la instalación o período total de funcionamiento del sistema [años].
- $K_g = \frac{1+r_g}{1+d}$; siendo r_g el índice de incremento anual del precio de la energía vendida y d la tasa de descuento.

6.3.4 Gastos de explotación

Los gastos de explotación tienen componentes fijos y variables. En este estudio se distinguen los siguientes:

- ◆ Costes anuales de recogida de la biomasa, CR .

- ◆ Costes anuales de transporte de la biomasa desde donde se produce su recogida hasta la planta, CT .
- ◆ Costes de mantenimiento, CM .
- ◆ Costes de operación, CO .

Los costes anuales de recogida de la biomasa se pueden expresar como:

$$CR = \sum_{i=1}^K (CRu_i \cdot U_i \cdot S_i \cdot D_i) \quad (6.37)$$

Donde:

- $CRu_i \equiv$ Coste unitario de recogida de la biomasa en la parcela i [$\text{€}/\text{tonelada}$].
- $U_i \equiv$ Coeficiente de utilización de la parcela i .
- $S_i \equiv$ Superficie de la parcela i [km^2].
- $D_i \equiv$ Densidad neta de biomasa utilizable que se recoge de la parcela i [$\text{toneladas}/(\text{km}^2 \text{ año})$].

Los costes anuales que ocasionan el transporte de la biomasa desde el punto de recogida hasta la planta de generación son:

$$CT = \sum_{i=1}^K (CTu \cdot U_i \cdot S_i \cdot D_i \cdot \text{dist}(p, i)) \quad (6.38)$$

Donde:

- $CTu \equiv$ Coste de transporte unitario de la biomasa [$\text{€}/(\text{tonelada} \cdot \text{km})$]. Se supone constante.

- $dist(p, i) \equiv$ Distancia real entre la parcela i y la parcela p [km].

Los costes anuales de mantenimiento se pueden expresar como:

$$CM = CMu \cdot IN \quad (6.39)$$

Donde CMu es el coeficiente de mantenimiento en tanto por uno.

Los costes anuales de operación o funcionamiento se pueden escribir como:

$$CO = COF + COVu \cdot E_{SOFC-TG} \quad (6.40)$$

Donde COF son los costes de operación fijos [€/año] y $COVu$ son los costes de operación variables unitarios [€/(MWh·año)].

El valor actual de los costes de explotación, VAC , es la suma de todos los costes que se producen durante la vida útil de la planta. VAC viene dado como:

$$\begin{aligned} VAC = & CR \cdot \frac{K_R \cdot (1 - K_R)^{Vu}}{1 - K_R^{Vu}} + CT \cdot \frac{K_T \cdot (1 - K_T)^{Vu}}{1 - K_T^{Vu}} + \\ & + CM \cdot \frac{K_M \cdot (1 - K_M)^{Vu}}{1 - K_M^{Vu}} + CO \cdot \frac{K_O \cdot (1 - K_O)^{Vu}}{1 - K_O^{Vu}} \end{aligned} \quad (6.41)$$

Donde:

- $K_R = \frac{1+r_R}{1+d}$; $K_T = \frac{1+r_T}{1+d}$; $K_M = \frac{1+r_M}{1+d}$ y $K_O = \frac{1+r_O}{1+d}$

Siendo:

- r_R el índice de incremento anual de los costes de recogida de biomasa.
- r_T el índice de incremento anual de los costes de transporte

- r_M el índice de incremento anual de los costes de mantenimiento.
- r_O el índice de incremento anual de los costes de operación.

6.3.5 Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto, VAN , se expresa como:

$$VAN = VAE - VAC - VAI \quad (6.42)$$

La condición para decidir que una inversión es rentable es:

$$VAN > 0$$

6.3.6 Índice de rentabilidad

El Índice de Rentabilidad, IR , definido como la relación entre el Valor Actual Neto de un proyecto y el Valor Actual de la Inversión, viene dado por:

$$IR = \frac{VAN}{VAI} \quad (6.43)$$

Sustituyendo en esta ecuación la (6.38) se tiene que:

$$IR = \frac{VAE - VAC}{VAI} - 1 \quad (6.44)$$

La inversión es rentable cuando:

$$IR > 0$$

6.3.7 Función objetivo

Una vez realizado la descripción y formulación del análisis económico para un proyecto de inversión de una planta de generación de este tipo, se ha de proceder a la elección de la función a optimizar, o función objetivo. Ésta es económica ya que la principal finalidad de este tipo de proyectos es la obtención de los máximos beneficios y debe de estar compuesta por el mayor número de variables que afectan directamente a la rentabilidad del proyecto. Por ello, las funciones que se eligen para la optimización son:

- El Índice de Rentabilidad.

- O el Valor Actual Neto.

Además, el análisis de estas funciones nos informa si la solución óptima es rentable para el inversor o no. Es decir, se puede encontrar una solución que optimiza los beneficios pero estos pueden ser negativos, indicando, en este caso, que el proyecto de inversión no se debe acometer.

6.4 OPTIMIZACIÓN SEGÚN LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA

La función objetivo depende del punto de vista con que se afronte el problema. Para la empresa distribuidora de energía eléctrica, los costes más representativos son los originados por las pérdidas de energía eléctrica en la red de distribución.

Las pérdidas de energía dependen fundamentalmente de las resistencias de la línea y las intensidades que circulan por ellas. Las resistencias son fijas pero las

intensidades varían en función de la topología del sistema y la localización, tanto de los sistemas de generación, como de las cargas.

Considerando las ecuaciones del flujo de potencias, $P_i + jQ_i$, inyectadas en el nudo i como:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \quad (6.45)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \quad (6.46)$$

Donde:

- $Y_{ij} \equiv$ es el valor de la admitancia entre los nudos i y j .
- $V_i \equiv$ es el valor de la tensión en el nudo i .
- $\gamma_{ij} \equiv$ es el ángulo de la admitancia Y_{ij} .
- $\delta_i \equiv$ es el ángulo de fase de la tensión V_i .

Se consideran sólo las pérdidas de energía activa, por tanto:

$$P_p = \sum_{i=1}^n P_{G_i} - \sum_{i=1}^n P_{D_i} \quad (6.47)$$

Donde:

- $P_p \equiv$ son las pérdidas de potencia activa del sistema considerado.
- $P_{G_i} \equiv$ es la potencia activa generada en el nudo i .
- $P_{D_i} \equiv$ es la potencia activa requerida en el nudo i . [67].

Considerando a C_{PU} , como el coste unitario ponderado por unidad de energía, los costes totales de pérdidas de energía en la red, C_p , son:

$$C_p = C_{PU} \cdot P_p \quad (6.48)$$

Estos costes son los que la empresa distribuidora debe de minimizar para reducir los gastos y, por tanto, obtener mayores beneficios. Los parámetros que influyen en la calidad del suministro deben de tenerse en cuenta como restricciones en la optimización de esta función, especialmente, la tensión en cualquier punto del sistema para mantenerla en unos márgenes aceptables y reglamentarios [66, 90].

$$V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max} \quad (6.49)$$

Donde:

- $V_i \equiv$ es el valor de la tensión en el nudo i .
- $V_{i,\min} \equiv$ es el valor mínimo permitido de la tensión en el nudo i .
- $V_{i,\max} \equiv$ es el valor máximo permitido de la tensión en el nudo i .

El valor de C_{PU} depende, para una red de distribución definida, de la media ponderada de los siguientes costes:

- Coste unitario medio de la energía eléctrica en la red de distribución, C_{UE} .
- Coste unitario de la energía procedente del sistema de Generación Distribuida, C_{UGD} . Este coste tiene el mismo valor que el precio de compra de la energía generada por parte de la empresa distribuidora, p_g .

En el capítulo 2 se definió el nivel de penetración de GD en una red determinada como la relación entre la potencia instalada de Generación Distribuida y la potencia total de la red:

$$\text{Penetración GD} = \frac{P_{GD}}{P_{TR}} \quad (6.50)$$

Donde P_{GD} es la potencia activa instalada del sistema GD y P_{TR} la potencia activa total de la red considerada.

Así, C_{PU} se calcula de la siguiente manera:

$$C_{PU} = C_{UE} \cdot \left(1 - \frac{P_{GD}}{P_{TR}}\right) + C_{UGD} \cdot \frac{P_{GD}}{P_{TR}} \quad (6.51)$$

Y por tanto, C_{PU} depende del nivel de penetración de la GD.

C_P representa la función objetivo y los costes más importantes para la empresa distribuidora. Su valor viene dado en €/hora. Suponiendo el número medio de horas anuales de consumo, N_{HA} , que se corresponde con la potencia de las cargas consideradas para el cálculo de P_P . El coste anual de las pérdidas de energía, C_{PA} , en la red de distribución viene dado por:

$$C_{PA} = C_P \cdot N_{HA} \quad (6.52)$$

El valor actualizado de todos los costes generados por las pérdidas eléctricas en la red de distribución durante la vida útil de la planta, puede venir dado por la siguiente ecuación:

$$VAP = C_{PA} \cdot \frac{K_P \cdot (1 - K_P)^{V_u}}{1 - K_P^{V_u}} \quad (6.53)$$

Donde $K_P = \frac{1+r_p}{1+d}$; siendo r_p es el incremento anual, en tanto por uno, del precio de la energía eléctrica pérdida, y d es la tasa de descuento.

Para la aplicación de la ecuación (6.52) se considera que:

- Las cargas son constantes.
- No hay incremento en el consumo de energía eléctrica a lo largo de la vida útil de la planta.

6.5 OPTIMIZACIÓN DESDE UN PUNTO DE VISTA GLOBAL

Se finaliza este capítulo planteando una función económica que permita maximizar/minimizar, al mismo tiempo, funciones representativas de los dos puntos de vista: inversor y empresa distribuidora.

La función objetivo que se propone es la siguiente:

$$VANG = VAN - VAP \quad (6.54)$$

Donde $VANG$ es Valor Actual Neto Global que tiene en cuenta el valor actual neto de la inversión, VAN , y el valor actual de los costes generados por las pérdidas en la red, VAP .

Utilizando el $VANG$ se busca obtener la solución que ostenta la mejor rentabilidad global comprometida con los objetivos del inversor y la empresa distribuidora de energía eléctrica [76]. Calculando el máximo valor del $VANG$ se maximiza el VAN (finalidad del inversor) y se minimiza el VAP (finalidad de la empresa distribuidora).

Las restricciones que se utilizan en este planteamiento son las mismas que se han indicado en los anteriores:

- Que la potencia de generación del sistema SOFC-TG no esté por encima de un valor establecido (nivel de penetración).
- Que la localización y capacidad del sistema mejore o mantenga en un rango aceptable y reglamentario las tensiones de cada uno de los nudos de la red de distribución.