

# La planificación de la distribución con Generación Distribuida y Gestión Activa de la Demanda

**Palabras clave:** Generación Distribuida (GD), Opciones de Fiabilidad para la Generación Distribuida (RODG), Distribuidor.

## Resumen:

La actual preocupación por el medio ambiente así como la necesidad de diversificar los mixes energéticos ha propiciado el desarrollo de las energías renovables. Estas tecnologías pueden encontrarse dispersas geográficamente por la red de distribución, constituyendo unidades de Generación Distribuida. Su conexión cerca del consumo les permite disminuir la demanda neta y retrasar de esta forma las inversiones del distribuidor en elementos de red. Se trata de un tema que afecta actualmente a las decisiones de los distribuidores, ya que según la directiva europea 2009/72 CE el distribuidor debe considerar la presencia de GD a la hora de dimensionar sus redes.

Para que la GD sea implementada exitosamente se le exige firmeza, seguridad, fiabilidad y suficiencia. En el presente artículo se evalúa el retraso que provoca la implantación de GD en las inversiones en red a través de la metodología "opciones de fiabilidad para la generación distribuida" (RODG) que tiene como fin solventar el problema de firmeza. Se analiza por tanto, desde la perspectiva del DSO, la rentabilidad de la opción de inversión en GD frente a la inversión en red, así como a la decisión de no inversión, pagando las penalizaciones consecuentes.

**Key words:** Distributed Generation, Reliability Options for Distributed Generation (RODG), Distribution System Operator (DSO).

## Abstract:

*Society is moving towards a greater awareness of environmental responsibility. On top of it, the necessity to diversify energy mixes and to respond to the weaknesses of the traditional systems, have led to the huge expansion that renewable energy and energy efficient are undergoing. These technologies can be located throughout the distribution network, in which case are named as Distributed Generation (DG). According to the new European Directive- 2009/72 EC distributors must consider the DG immersed in the networks when planning the size of them.*

*In order to be successfully integrated, DG requires providing safety, reliability, firmness and sufficiency to the system. The methodology used in the project to evaluate the delay caused by the DG on the network investments, "reliability options for distributed generation" (RODG), aims to solve the problem of firmness. The objective is that the DSO can respond to demand in overload moments thanks to the contribution of DG. That is, the DSOs have an alternative to traditional investments in network elements through an active participation of the DG to prevent overloads and consequently delaying investment in the network. It is also considered in this article the choice DSOs have consisting on not investing, therefore not meeting the capacity needed, and paying for the consequent penalty.*



**Elena Hernández Valle**

Ingeniero Industrial del ICAI (Promoción 2011 y Especialidad Eléctrica). Actualmente trabaja en Abengoa en el Departamento de Estrategia y Desarrollo Corporativo.



**David Trebolle**

Ingeniero Industrial (2001), Master en gestión técnica y económica del sector eléctrico español (2005), Diploma de estudios avanzados (2007) por la Universidad Pontificia de Comillas y PDD por el Instituto de Empresa Business School (2008). Actualmente es jefe de departamento de Gestión Activa, Control de red y Aplicaciones Avanzadas, en Gas Natural Fenosa.

## Introducción

El principal problema para que los distribuidores consideren la Generación Distribuida en su planificación de la red en España es que dichos generadores no tienen la obligación de generar en los momentos de punta, constituyendo tecnologías que no contribuyen a la firmeza y seguridad del sistema. De esta forma, dado que el distribuidor es el último responsable de la calidad de suministro, no existen incentivos para que se considere la GD en la planificación de red. Otro principal inconveniente es que generación y distribución son actividades legalmente separadas, los DSOs no tienen capacidad de influencia en la localización de las unidades de generación de distribuida y como consecuencia éstas pueden no estar situadas en los puntos en los que se requiere una disminución de la demanda neta.

La metodología utilizada en el artículo para evaluar el retraso que provoca la implantación de GD en las inversiones en red, Opciones de Fiabilidad para la Generación Distribuida (Reliability Options for Distributed Generation-RODG) tiene como fin solventar el problema de firmeza. El objetivo es que los DSO's puedan dar respuesta a la demanda en momentos de sobrecarga gracias a la aportación de GD. Esto es, los distribuidores tienen una alternativa frente a las inversiones tradicionales en los elementos de red gracias a una participación activa de la GD para evitar sobrecargas, y así retrasar las inversiones en red.

El método RODG hace parcialmente responsable a la GD de la firmeza, y al mismo tiempo provee señales económicas eficientes para la operación y la localización de la GD en la red de distribución. De esta forma, los beneficios se comparten entre los distribuidores, quienes adquieren la potencia firme necesaria para dar respuesta a sus clientes, y la GD es compensada económicamente por la provisión de este servicio.

## Metodología

El método llevado a cabo consiste en, primeramente, caracterizar la red de reparto. En el caso de este análisis

se trata de una red real de Madrid y alrededores en la que están conectados en calidad de generadores distribuidos tres cogeneradores, un parque eólico y dos fotovoltaicos.

En segundo lugar, a partir de los perfiles de demanda (aplicando un crecimiento vegetativo de cara a obtener su valor el año siguiente) y la capacidad disponible en la red, obtenemos los MW necesarios para dar respuesta a la demanda en el año  $n+1$ . Estos MW son por tanto la diferencia de la demanda bruta esperada y la capacidad efectiva de la red (95% de la instalada, puesto que se considera un margen de seguridad del 5% por posibles fallos de elementos de la red). Se considera un escenario inicial ( $n$ ) y un escenario en el cual se pierda el elemento de mayor capacidad o más restrictivo ( $n-1$ ), ambos señalados en la figura 1.

Hay tres posibles formas de conseguir dicha capacidad: se puede invertir en *facilities* o elementos de red, establecer contratos de firmeza con los generadores o podría ser posible desplazar la curva de la demanda mediante medidas de Gestión Activa de la Demanda. Desde el punto de vista de la rentabilidad de la inversión el distribuidor podría optar por no aumentar la capacidad que es requerida en la red y pagar la penalización consecutiva.

Es de destacar que la rentabilidad asociada a la elección del distribuidor

está influenciada por la regulación vigente, dado que la distribución sigue siendo un negocio regulado.

De esta forma, en el presente artículo se analiza numéricamente la rentabilidad de la opción de inversión en potencia firme ofertada por generadores distribuidos frente a la inversión en red, así como a la decisión de no inversión. Se centrará el estudio en el entorno de Madrid y se evaluará dicho escenario inicial (escenario  $n$ ), y el caso en el que se perdiese el elemento de red más restrictivo (escenario  $n-1$ ). Se parte del supuesto de que dicha red cuenta con suficiencia.

El análisis de la opción de inversión en red se realiza basándose en los costes del marco legal estable, actualizados con el IPRI, el IPC y los precios del aluminio.

En cuanto al análisis de la inversión en contratos de firmeza con los generadores es necesario saber el precio al que nos ofertarían su servicio. Las ofertas que proponen las unidades de generación distribuida contienen información sobre la cantidad de capacidad firme y el riesgo en el que incurren al ofertarla.

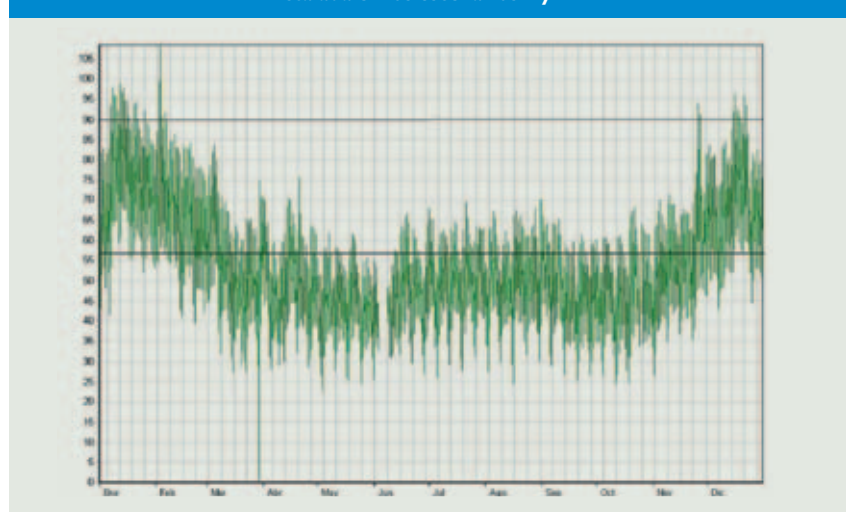
Cada generador oferta potencia cada hora según la ecuación:

$$PF_t = \lambda_p * (1 - \lambda_t) * PEN * ENS_t / Pofert_t$$

Donde:

$PF_t$ : Precio horario de capacidad firme al que oferta cada generador [€/MWh].

Figura 1. Curva de demanda de la zona de estudio con los límites de capacidad instalada en los escenarios  $n$  y  $n-1$



$\lambda_p$ : Factor que indica el número de horas en las que se requiere capacidad [hora/hora].

$\lambda_f$ : Parámetro que refleja tanto la fiabilidad como la firmeza de cada generador [%].

**PEN**: Es la penalización que se aplica a la generación distribuida por no cumplir con su compromiso [€/kWh].

Los generadores realizan sus ofertas en función del riesgo incurrido por no poder suministrar la potencia firme que garantizan. Este riesgo que supone el no cumplir con los contratos de firmeza se refleja directamente en el precio de la capacidad ofertada. A mayor riesgo de incumplimiento de los contratos de firmeza, mayor es el precio de los MW ofertados. De hecho, si un generador no cumple con el contrato de firmeza se ve obligado a pagar una multa proporcional a los MWh no entregados.

En este caso calculamos el precio ofertado por los generadores hora a hora, luego  $\lambda_p$  será siempre 1. La **PEN** es también común (1 €/kWh según OM 3081/2) y la **ENS<sub>i</sub>** que cubre cada generador se corresponderá siempre con la potencia que oferte dicho grupo.

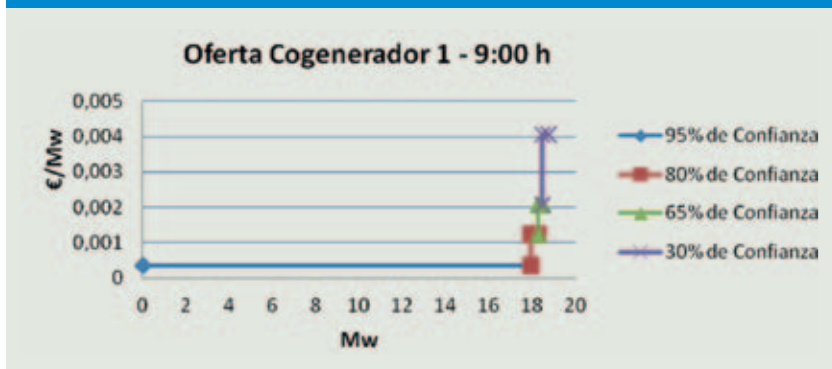
En cuanto al coeficiente  $\lambda_f$ , se estima teniendo en cuenta la contribución de la GD para cubrir la demanda en los momentos de punta. El valor de  $\lambda_f$  está íntimamente ligado al tipo de tecnología y depende tanto de la fiabilidad como de la firmeza que da al sistema en los momentos clave. Dado que la fiabilidad y la firmeza son sucesos no correlacionados se considera:

$$\lambda_f = \lambda_{fia} * \lambda_{firm}$$

La fiabilidad es una característica técnica propia de cada tecnología. La firmeza se consideró en este análisis como la confianza que tengo en que el generador produzca los MW a los que se compromete. Así, cada generador ofrecerá un precio en función de la confianza que tenga en la generación de la potencia que oferta.

La potencia firme [MW] ofertada por cada generador se obtuvo de un estudio probabilístico de los datos anuales de producción. Está basado

Figura 2. Bloques de potencia ofertados por el Cogenerador\_1



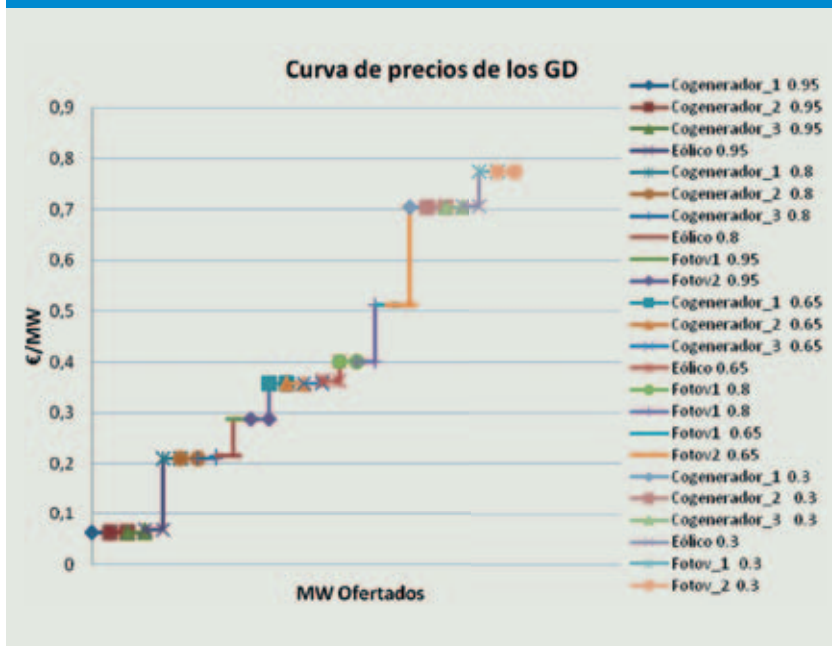
en el Teorema Central del Límite, el cual afirma que la distribución de un número grande de variables aleatorias (en la práctica mayor de 30) se aproxima a una distribución normal. En este caso lo aplicamos a los datos de producción horarios de cada una de las unidades de generación, de forma que se halló la media muestral de cada hora en la que se requiere un aumento de capacidad, así como sus respectivos intervalos de confianza. El resultado serán bloques de potencia ofertada, en función de dichos intervalos de confianza, de forma que a mayor confianza menor precio.

Por lo tanto, los generadores menos fiables o con fuentes intermitentes ofertan su capacidad a precios más altos, mientras que los más fiables a precios

más bajos. Asimismo, cada generador ofertará bloques de potencia a distintos precios en función del riesgo incurrido. En el presente artículo cada unidad de generación considerada dispone de una curva de oferta con escalones de precios asociados a bloques de potencia. A modo ilustrativo, la figura 2 muestra la oferta de uno de los cogeneradores, para una hora concreta en la que se requiere potencia firme.

Todas las ofertas que se reciben de los generadores se organizan por orden creciente de precio (ver figura 3). Se seleccionan los generadores cuyos grupos de capacidad ofertada suman la capacidad requerida C. Es decir, se eligen todos los generadores que ofertan MW a un precio inferior a la prima. La prima es el precio de la últi-

Figura 3. Curva de precios de GD según orden creciente



ma instalación que ha ofertado MW y que completa la capacidad necesitada C. Los generadores que resultan elegidos en la subasta son los que pueden firmar los contratos de firmeza con el distribuidor. Se realizará una subasta para cada hora en la que es necesario un aumento de capacidad.

Por otro lado, se estudiará la rentabilidad asociada a una decisión de no inversión, esto es, no aumentar la capacidad requerida en la red. Si el distribuidor escogiese esta opción sería penalizado en función de la energía que quedase sin suministrar:

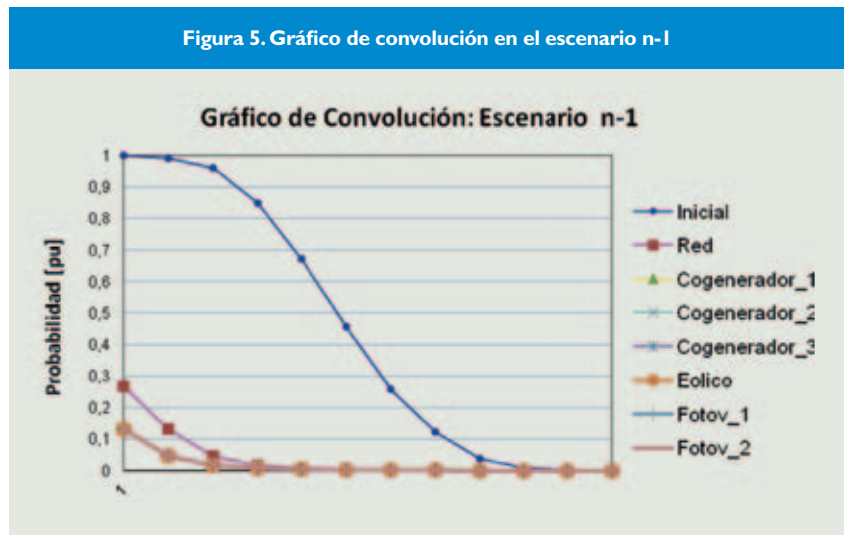
$$\text{Penalización Incurrida} = \text{ENS} * \text{PEN}$$

Sin embargo, contaría por otro lado con el coste de oportunidad asociado a dicha no inversión, considerando una tasa de rentabilidad propia del sector:

$$C. O. = (\text{Retribución} - \text{Costes}) * \text{WACC} * \text{Equity}$$

La ENS se calculó mediante el Método Probabilístico de Costes (PPC). Como datos de entrada introducimos la demanda eléctrica y la potencia disponible de los grupos (ambos variables aleatorias). En nuestro caso tomaremos como demanda eléctrica la máxima en el periodo considerado y como potencia disponible de los grupos la potencia firme correspondiente al 95% de firmeza, según el estudio probabilista.

Se considera la red como un grupo más inyector de potencia, si bien



es cierto que se despachará en primer lugar. De esta forma, el esquema eléctrico sería el indicado en la figura 4.

Iremos despachando los grupos por orden creciente de coste marginal. De esta manera, en primer lugar entrará la red, que consideraremos como un generador que inyecta potencia al sistema. A continuación se despacharán los grupos de cogeneración, seguidos de los eólicos y por último los fotovoltaicos.

El modelo PPC nos dará como resultados las producciones esperadas de los grupos, así como las medidas de fiabilidad del sistema (LOLP, EENS, LOEP...).

A modo de ejemplo se presenta el gráfico de convolución de los generadores en el escenario n (ver figura 5).

La curva equivalente inicial representa la función de distribución complementaria del consumo de carga del sistema, cuando aún no se ha despachado ninguna unidad. Las sucesivas cargas equivalentes representan la carga que queda por cubrir tras despachar primero la red, seguido de cogeneradores, eólicos, y fotovoltaicos. La última carga representa la función de distribución complementaria de la demanda remanente tras despachar todos los generadores del sistema. Esa será la ENS por la que el distribuidor será penalizado en caso de decidir no invertir y por tanto no satisfacer la capacidad requerida.

Por otro lado, la rentabilidad de cada una de las opciones presentadas dependerá del tipo de regulación vigente, dado que los ingresos que recibirá el distribuidor vendrán determinados por ella. Se han considerado dos posibilidades: regulación por coste del servicio y regulación por incentivos.

En el caso de regulación por incentivos se revisará la remuneración del año anterior en base a un factor de productividad (X) y el IPC.

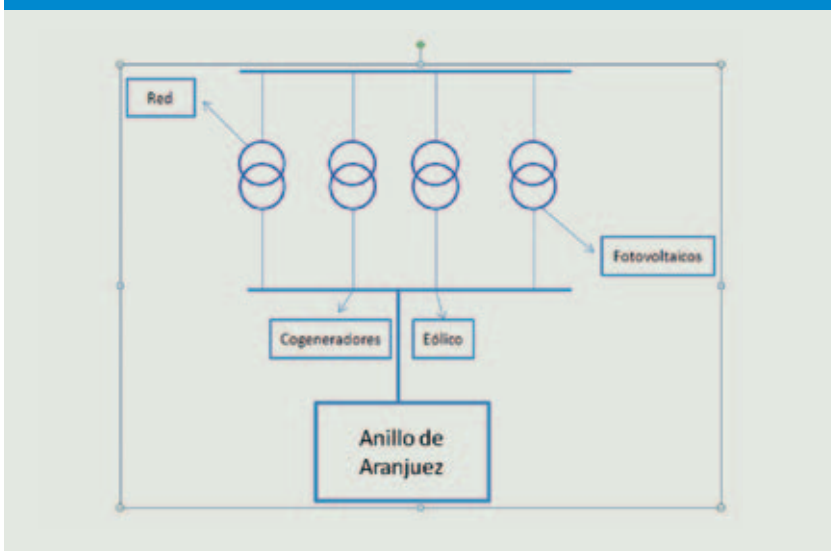
$$R_t = R_{t-1} * (1 + RPI_{t-1} - X)$$

En coste del servicio la remuneración será proporcional al producto de los activos e inversiones de la distribuidora y la tasa de remuneración que el regulador estime conveniente.

$$CS = s * RAB$$

Por último, este estudio de opciones de inversión se amplió a un horizonte

**Figura 4. Esquema eléctrico del escenario considerado**



temporal de diez años. Se considerarán dos tomas de decisiones por parte del distribuidor, una en el año inicial y otra cinco años más tarde. Asimismo se considera la influencia que podría tener en dichas decisiones un cambio regulatorio en mitad de uno de los periodos (año ocho). Los valores de ingresos y costes se actualizaron con el WACC y el IPC.

## Conclusiones

La conclusión final del estudio nos presenta la inversión en potencia firme proporcionada por generadores distribuidos como la opción más rentable, tanto bajo un marco de regulación por incentivos, como en coste del servicio. No obstante, el concepto de contratar a dichos generadores sólo tiene cabida en el primer caso, puesto que los distribuidores únicamente se verán incentivados a reducir sus costes si con ello obtienen mayor beneficio. Este margen es posible bajo la regulación por incentivos, en la que además se les exige un factor de productividad, aportando eficiencia al sistema eléctrico.

Sin embargo, las conclusiones de este estudio están también ligadas a ciertas condiciones de contorno. A continuación se expondrán los principales factores que condicionan la rentabilidad de la GD frente a una inversión tradicional en red.

### Periodos de firmeza bajos ( $\lambda_p$ bajo)

Para que la contratación de generadores distribuidos sea rentable es necesario que los periodos en los que se exige firmeza sean bajos. De lo contrario, el precio se verá muy incrementado y dejarán de ser competitivos.

### Margen de seguridad (Ov)

El margen de seguridad que escojamos a la hora de determinar la capacidad efectiva de la red será determinante por influir tanto en la continuidad de suministro como en las subastas de los generadores. Un margen demasiado alto aumentaría la capacidad subastada cada hora, incrementando considerablemente



el precio total a pagar a los generadores.

### Fuente primaria predecible y controlable ( $\lambda_i$ alto)

El factor  $\lambda_i$  representa tanto la firmeza como la fiabilidad de los generadores y es un factor fundamental a la hora de estimar el precio al que ofertarían los generadores distribuidos, puesto que representa el riesgo de no poder suministrar la potencia acordada.

En este artículo se ha considerado la fiabilidad propia de las características técnicas de la tecnología, y por tanto constante. Como consecuencia, tecnologías como la fotovoltaica van a ser necesariamente menos "fiables" que, por ejemplo, los cogeneradores.

Sin embargo, el factor  $\lambda_f$  nos indica que la firmeza del generador dependerá de cómo se adecúe su curva de carga a la de la demanda en los momentos críticos en cuanto a capacidad.

De esta manera, observamos que:

- Dos de los cogeneradores presentan un perfil de producción bastante constante, convirtiéndolos en generadores adecuados para crear potencia firme en cualquier hora en la que se requiera capacidad.

- En cuanto al tercer cogenerador, concluimos a partir del estudio de sus curvas de carga que sólo genera potencia firme a partir de las siete de la mañana. Como consecuencia, pese a presentar un mayor coeficiente de fiabilidad que el generador eólico, su firmeza es menor, y por lo tanto no

será un generador competitivo en las horas previas a la señalada.

- Eólico: la aleatoriedad de su fuente primaria lo convierte en una tecnología de baja firmeza.

- Fotovoltaicos: a partir del estudio probabilístico de sus curvas de carga concluimos que este tipo de generadores presenta alta fiabilidad en horarios diurnos. Debido a la naturaleza de su fuente primaria son adecuados para zonas con altos consumos en verano.

A través del estudio probabilístico de las curvas de producción de los anteriores GD, concluimos que las tecnologías con fuentes primarias predecibles ofertarán mayores bloques de potencia a menor precio. Este hecho es significativo ante una cantidad de capacidad subastada reducida, ya que los generadores que ofertan grandes bloques de potencia nos ofrecen una mayor seguridad al suministro de pocos MW.

### Penalización

En este artículo se ha tomado la penalización en la que incurrirían los generadores en caso de no cumplir su contrato como una constante de 1€/kWh. La penalización es un aspecto muy importante para el DSO, dado que si ésta es demasiado elevada no se atraería a los GD a participar en las subastas. Si por el contrario es demasiado reducida, el DSO incurre en el riesgo de firmar contratos de firmeza con generadores que luego pueden no estar generando cuando se les exige. ■