

Estrategias de Compra de Energía en los Mercados Mayoristas



Estrategias – Evolución – Objetivo

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN: CLASIFICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE COMPRA

2. TRANSACCIONES DIARIAS (Mercados al Contado)

2.1. Mercado Diario - OMIE

2.2. Nominaciones de Contratos Bilaterales con Entrega Física - REE

3. TRANSACCIONES A FUTUROS (Mercados a Plazo)

3.1. Mercado Organizado Financiero - OMIP

3.2. Mercado No Organizado Financiero - OTC

3.3. Power Purchase Agreements (PPAs, Acuerdo de Venta de Energía): Acuerdos Privados Financiero/Físico

1. INTRODUCCIÓN: CLASIFICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE COMPRA

➤ CLASIFICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE COMPRA

❖ SEGÚN EL MOMENTO DE ABASTECIMIENTO:

- A) Compra-venta Diaria: OMIE i Nominaciones CBEF (obligatorio)
- B) Estrategias a Futuros: OMIP, OTC i Acuerdos Privados

❖ SEGÚN LA LIQUIDACIÓN:

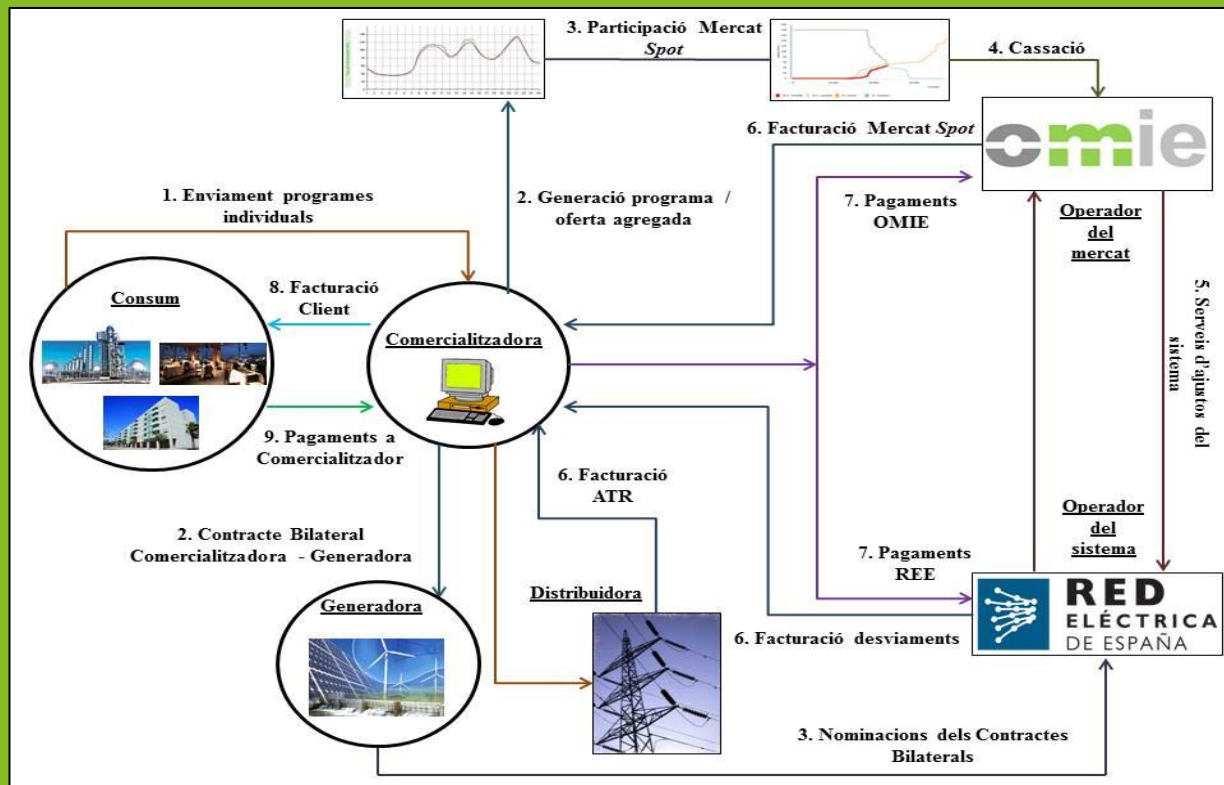
- A) Financiera
- B) Física

❖ SEGÚN LA ORGANIZACIÓN:

- A) Mercados Organizados
- B) Mercados No Organizados

2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

➤ PROCEDIMIENTOS, AGENTES Y OPERADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL



2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

➤ COMPONENTES DEL PRECIO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

$$\text{Precio de la Energía}_h = (CMP_h + RRTT_h + INT_h + PC_h + POS_h + DV_h + ROM_h + ROS_h) \times (1 + P_h) + ATR \text{ Energía}_h$$

Dónde:

- **CMP:** coste horario de adquisición de la energía eléctrica física (Materia Prima) en el Mercado. Será el resultado de las operaciones de compra de energía en el Mercado Diario y Mercados Intradiarios de OMIE.
- **RRTT:** coste horario de las Restricciones Técnicas del Sistema de aplicación a comercializadores libres y consumidores directos a mercado.
- **POS:** coste horario de los Procesos del Operador del Sistema de aplicación a comercializadores libres y consumidores directos a mercado.
- **INT:** coste asociado a la repercusión del coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad vigente en cada momento.
- **PC:** Pagos por Capacidad vigentes en cada momento para la tarifa de acceso que corresponda.

2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

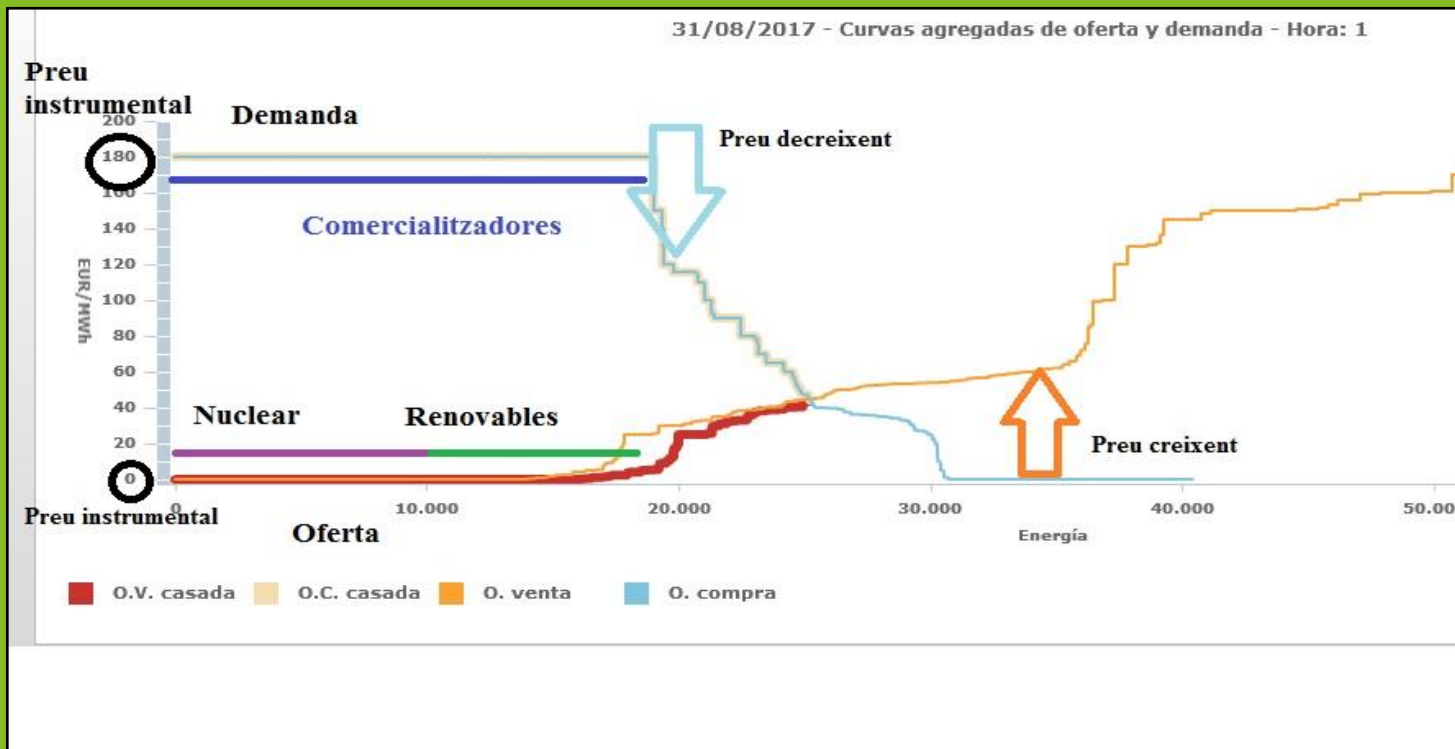
➤ COMPONENTES DEL PRECIO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

$$\text{Precio de la Energía}_h = (CMP_h + RRTT_h + INT_h + PC_h + POS_h + DV_h + ROM_h + ROS_h) \times (1 + P_h) + ATR \text{ Energía}_h$$

- **DV:** coste horario de los Desvíos, por la diferencia entre la previsión de consumo considerada por el licitador y el consumo efectivo del punto de suministro.
- **ROM:** la Remuneración del Operador del Mercado vigente en cada momento.
- **ROS:** la Remuneración del Operador del Sistema vigente en cada momento.
- **P:** las Pérdidas de Red, según se establezcan en la regulación vigente.
- **ATR Energía:** el término de energía de las tarifas de Acceso de Terceros a la Red vigentes en cada momento para la tarifa de acceso que corresponda.

2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

2.1. Mercado diario OMIE. Funcionamiento.



Subasta diaria por OMIE, responsable de la gestión económica del sistema.

www.omie.es

2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

2.1. Mercado diario OMIE. Funcionamiento.

Promedio OMIE (€/MWh)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio Mensual
Enero	41,19	51,69	50,50	33,62	51,60	36,53	71,52	48,09
Febrero	48,03	53,48	45,04	17,12	42,57	27,50	51,39	40,73
Marzo	46,67	47,56	25,88	26,67	43,11	27,79	43,94	37,37
Abril	45,45	41,21	18,17	26,44	45,34	24,11	44,18	34,99
Mayo	48,90	43,58	43,45	42,41	45,12	25,76	47,12	42,33
Junio	50,00	53,50	40,87	50,95	54,73	38,90	50,22	48,45
Julio	50,82	50,29	51,16	48,21	59,55	40,53	48,60	49,88
Agosto	53,53	49,34	48,09	49,91	55,59	41,16	47,46	49,30
Septiembre	58,47	47,59	50,20	58,89	51,88	43,59	-	51,77
Octubre	57,44	45,68	51,50	55,12	49,90	52,83	-	52,08
Noviembre	48,38	42,07	41,81	46,80	51,20	56,13	-	47,73
Diciembre	50,07	41,73	63,64	47,47	52,61	60,49	-	52,67
PROMEDIO ANUAL	49,91	47,31	44,19	41,97	50,27	39,61	48,15	46,28

2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

2.1. Mercado diario OMIE. Variables.

- Mix energético
- Demanda
- Precio de hidrocarburos
- Cambios regulatorios
- Hechos puntuales inesperados

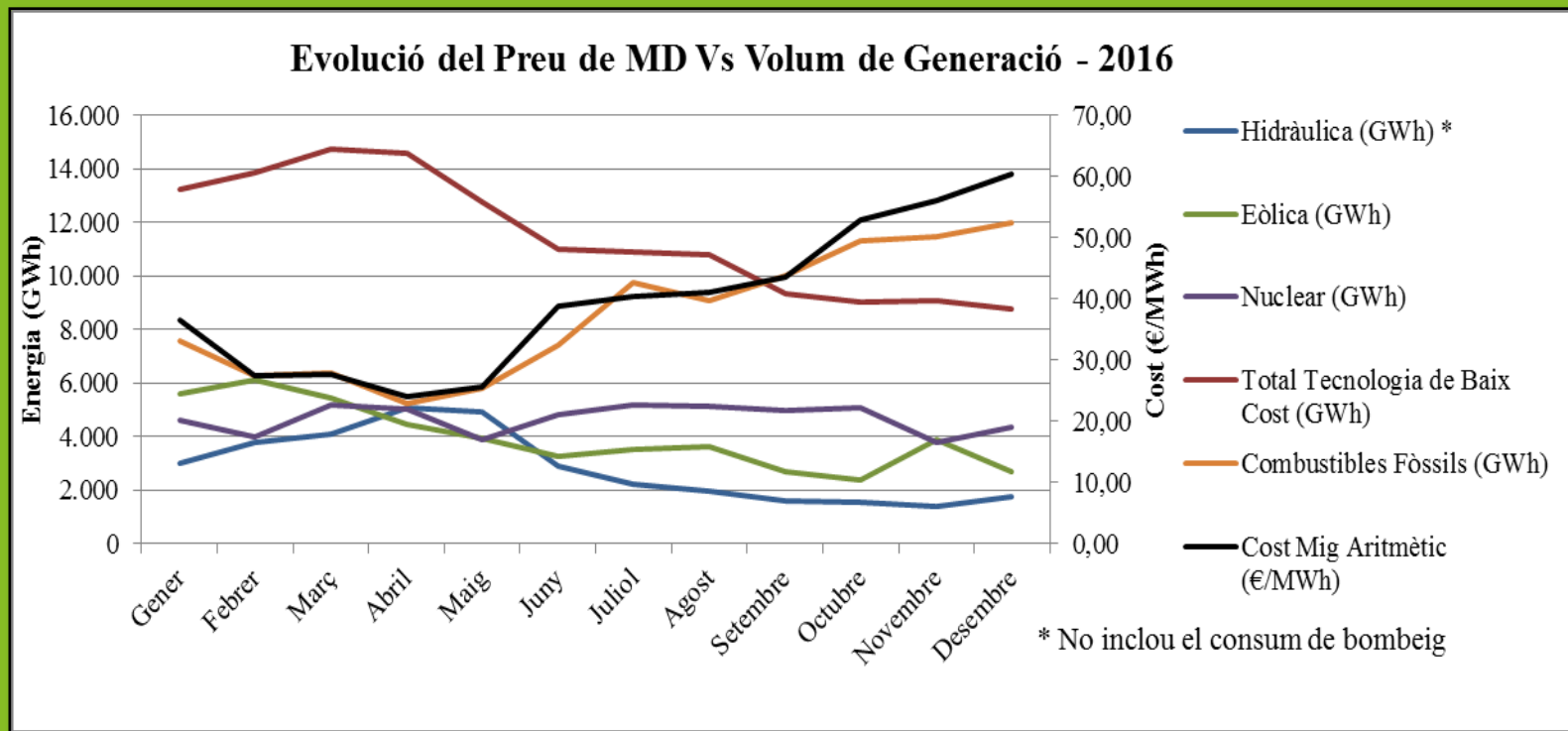
2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

2.1. Mercado diario OMIE. Variables.

	Dies	Preu diari (€/MWh)	Energia Total Mercat Ibèric (MWh)	Nuclear	Combustibles Fòssils	Renovables
Mínims	Dg, 8 de maig	5,46	556.630	22,79%	19,84%	57,37%
	Dg, 14 de febrer	6,49	626.304	14,51%	17,87%	67,62%
	Dg, 10 d'abril	8,53	545.205	29,04%	19,60%	51,36%
	Dll, 28 de març	14,18	656.798	21,62%	21,69%	56,68%
	Dmc, 6 de gener	15,88	606.625	21,97%	18,80%	59,23%
	Dj, 10 de març	20,5	669.059	22,19%	18,71%	59,10%
	MITJANA	11,36	616.464	22,08%	19,20%	58,24%
Mitjos	Dmc, 13 de gener	40,58	709.983	21,56%	34,42%	44,02%
	Dll, 20 de juny	41,21	607.722	25,72%	33,95%	40,33%
	Dss, 13 d'agost	41,43	567.843	29,63%	35,45%	34,92%
	Dss, 24 de setembre	41,57	565.013	31,32%	43,54%	25,13%
	Dmt, 15 de març	41,62	642.122	23,99%	41,43%	34,58%
	Dg, 6 de novembre	44,64	604.923	28,16%	38,95%	32,89%
	MITJANA	41,50	606.323	26,94%	37,20%	34,75%
Màxims	Dmc, 20 de gener	53,07	690.100	18,48%	52,33%	29,20%
	Dmc, 26 d'octubre	60,41	635.089	22,75%	58,98%	18,28%
	Dv, 30 de desembre	62,59	656.541	27,05%	54,78%	18,17%
	Dt, 29 de novembre	65,38	744.437	15,99%	63,57%	20,44%
	Dj, 22 de desembre	66,31	753.840	25,74%	58,26%	16,00%
	Dt, 13 de desembre	66,47	781.452	15,50%	67,76%	16,73%
	MITJANA	63,99	717.269	20,61%	58,62%	18,22%

2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

2.1. Mercado diario OMIE. Variables.



2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

2.1. Mercado diario OMIE.

Ventajas (para Som Energia)	Inconvenientes (para Som Energia)
- Posibilidad de compra en todo momento.	- Reparto de pagos entre todos los generadores.
	- Mercado marginalista: transacciones fijadas a partir del último MWh que entra a la subasta, no se paga por los costes de cada fuente.
	- Alta volatilidad.
	- Posibilidad de manipulación por parte de las empresas que tienen gran volumen de generación y de diferentes fuentes.

2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

2.2. Nominaciones Contratos Bilaterales. Funcionamiento.

- Compra directa a centrales de generación renovable.
- Nominaciones directas al Operador del Sistema (REE).
- Nominaciones después de la subasta diaria en el Mercado Diario.
- Realizar nominaciones directamente a REE.
- Penalizaciones?
- A cuánto saldría el precio del MWh?

Documento BOE-A-2014-4891

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-4891>

2. TRANSACCIONES DIARIAS (MERCADOS AL CONTADO)

2.2. Nominaciones Contratos Bilaterales. Funcionamiento.

Ventajas	Inconvenientes
- Compra directa a los productores (se suprime la necesidad de GdOs).	- Aumenta el riesgo de abastecimiento y, consecuentemente, económico.
- Fijación de precios a partir del acuerdo entre ambas partes (precio fijo).	- Actualmente no se puede cubrir el 100% de la demanda (los proyectos de generación cubren aproximadamente el 7% de la demanda de la cooperativa).
- Apoyo directo a las renovables.	
- Facilidad para empresas verticalmente integradas (generación y comercialización).	

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

- INCONVENIENTE: RIESGO ELEVADO. PARA MINIMIZARLO SE CREAN LOS MERCADOS A FUTUROS (Mercados de Derivados)

3.1. Mercado de futuros organizado: Mercado OMIP (Futuros MIBEL)

3.2. Mercado financiero de futuros no organizado - Mercado OTC (*Over The Counter*)

- OTC OMIClear
- OTC MEFF Power
- Unregistered OTC

3.3. Acuerdos financieros/físicos privados - PPAs

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

3.1. Mercado de futuros organizado: Mercado OMIP (Futuros MIBEL)

- Fijación de condiciones de precio de la energía.
- La liquidación puede ser física o financiera.
- Productos estándar: carga base (24 horas) i carga punta (12 horas).
- Negociaciones por años, trimestres, meses, semanas, fines de semanas y días.
- Dimensión mínima de 1 MW (para un producto carga base anual 8.760 MWh en un año natural (1 MW x 8.760 horas/año).
- Consulta de precios negociados: www.omip.pt “Downloads – Datos del mercado”

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

3.1. Mercado de futuros organizado: Mercado OMIP (Futuros MIBEL). Características.

- **Anonimato:** negociaciones **anónimas** llevadas a cabo en el mercado OMIP.
- **Transparencia:** las órdenes de compra y de venta son públicas para todos los participantes.
- **Liquidez:** el volumen de energía negociado en OMIP acostuma a estar entre el 10 y el 20% de la demanda anual del sistema eléctrico español.
- **Cámara de compensación:** OMIClear, responsable de garantizar las operaciones realizadas. Asegura la compensación multilateral de las posiciones, reduciendo los riesgos que afectan a las operaciones.

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

3.1. Mercado de futuros organizado: Mercado OMIP (Futuros MIBEL). Variables.

- Precio del mercado diario OMIE
- Hidraulicidad
- Precio de hidrocarburos
- Cambios regulatorios

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

3.2. Mercado financiero de futuros no organizado - Mercado OTC (*Over The Counter*)

- Mercado no organizado. Negociación privada entre dos contrapartes.
- Procedimiento igual que OMIP.
- Productos ampliados, con la posibilidad de adquirir energía para el resto del período en vigor (resto del año, resto del trimestre, resto del mes...).
- Dimensión mínima de 5 MW (a diferencia del 1 MW de OMIP).

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

3.1. y 3.2. OMIP y OTC

Ventajas	Inconvenientes
- Fijación de precios de electricidad, disminución del riesgo.	- Sistema especulativo (se puede comprar energía a un precio y luego venderla más cara).
- Posibilidad de abastecimiento de energía con precios inferiores en caso de previsiones acertadas.	- Interacción con entidades financieras y empresas con principios contrarios a la cooperativa.

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

3.3. Power Purchase Agreements (PPAs, Acuerdo de Venta de Energía): Acuerdos Privados Financiero/Físico

Características principales:

- Negociación de contratos con otras compañías productoras, comercializadoras o entidades financieras.
- Productos acordados libremente entre las dos partes.
- Sin limitaciones.
- Períodos prolongados: meses, trimestres o años.

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

3.3. Power Purchase Agreements (PPAs, Acuerdo de Venta de Energía): Acuerdos Privados Financiero/Físico.

Contenido de un PPA:

- Obligaciones de las contrapartes.
- Método de formación de precio.
- Previsiones de producción.
- Notificaciones de indisponibilidad y desvíos.
- Cláusulas de exclusividad
- Garantías adicionales a aportar por parte del vendedor.

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

3.3. Power Purchase Agreements (PPAs, Acuerdo de Venta de Energía): Acuerdos Privados Financiero/Físico

Ventajas	Inconvenientes
- Hacemos la compra directa a los productores (se suprime la necesidad de GdOs).	- Alto contenido de trámites.
- Fijación de precios a partir del acuerdo entre ambas partes.	- Las garantías deben cubrir indisponibilidades, operación y mantenimiento, retrasos en la construcción, y retirada de permisos de las plantas.
- Posibilidad de refinanciaciones de deuda a lo largo de la vida de la planta.	- Contratos restringidos a empresas con ratings elevados.
- Promoción de renovables.	- Dificultad para los consumidores en asumir los riesgos de precio, perfilado, volumen y crédito

Fuente: PPA, el antiguo gran desconocido. Joaquín Giráldez (Ingebau). El Periódico de la Energía. ([link](#))

3. TRANSACCIONES A FUTUROS

3.3. Power Purchase Agreements (PPAs, Acuerdo de Venta de Energía): Acuerdos Privados Financiero/Físico

“Una empresa que esté comprometida con reducir el carbono en sus suministros eléctricos tiene una serie de medidas a adoptar: desde no hacer nada y dejar que el mix energético cambie solo hasta el autoconsumo con fuentes renovables, hay una serie de opciones intermedias. Estas son, comprar garantías de origen verde, contratar con comercializadoras 100% renovables o firmar PPAs con productores renovables.”

Isaac del Moral, responsable de energía para España y Portugal de Air Liquide.

- Única empresa que ha firmado un PPA en España: EDP Renovables con Calidad Pascual ([link](#)).
- De aquí a pocas semanas Forestalia intervendrá en el 2do PPA de 300 MW eólicos, ganados en una subasta (2016), con una duración de entre 10 y 12 años. ([link](#))