



Ayuntamiento
de Vitoria-Gasteiz
Vitoria-Gasteizko
Udala



ANÁLISIS VIABILIDAD ESTRATEGIA ADQUISICIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA Y GENERACIÓN

ÍNDICE

1. OBJETIVO DEL TRABAJO	5
2. DESCRIPCIÓN SECTOR ELÉCTRICO	6
2.1. INTRODUCCIÓN	6
2.1.1. RESEÑA HISTÓRICA - MARCO LEGAL ESTABLE	7
2.1.2. LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR	8
2.2. AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO	12
2.2.1. GENERADORES ELECTRICIDAD	12
2.2.2. TRANSPORTE Y OPERACIÓN DEL SISTEMA	15
2.2.3. DISTRIBUIDORA	17
2.2.4. COMERCIALIZADORA	19
2.2.5. TARIFAS	22
2.2.6. CONSUMIDORES	24
2.2.7. MERCADO ELÉCTRICO	24
2.2.8. OTROS AGENTES	26
2.2.9. ADMINISTRACIÓN	29
2.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO	29
2.3.1. MERCADOS AL CONTADO (DIARIOS E INTRADIARIOS)	29
2.3.2. MERCADOS A PLAZO	31
2.4. NORMATIVA Y LEGISLACIÓN	32
3. COMERCIALIZACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA	33
3.1. DISTRIBUIDORAS	33
3.2. SISTEMA ELÉCTRICO	37
3.2.1. OMIE – OMIP – OMEL	37
3.2.2. RED ELÉCTRICA ESPAÑA	39
3.2.3. COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC)	40
3.3. ADMINISTRACIÓN	41
3.4. USUARIOS	41
3.5. OTRAS ACTIVIDADES	43
3.6. ASPECTOS ECONÓMICOS COMERCIALIZACIÓN	44
3.6.1. GASTOS	44
3.6.2. INGRESOS	45
3.6.3. EL MARGEN DE BENEFICIO	45
4. SITUACIÓN DE PARTIDA. COMPAÑÍA COMERCIALIZADORA.	46

4.1. DEMANDA DE ENERGÍA Y TARIFAS	47
4.1.1. ESPACIO PÚBLICO (P)	50
4.1.2. EDIFICIOS MUNICIPALES (E)	51
4.2. CONTRATACIÓN MEDIANTE COMPAÑÍA COMERCIALIZADORA	55
4.2.1. TARIFAS REGULADAS PVPC	57
4.2.2. TARIFAS EN EL MERCADO LIBRE	58
4.3. ANÁLISIS TARIFAS ACTUALES	61
4.4. PROPUESTAS	62
4.4.1. COSTE	62
4.4.2. CONTRATACIÓN PÚBLICA RESPONSABLE	63
4.5. CONCLUSIONES	64
5. CONSUMIDOR DIRECTO A MERCADO (CDM)	65
5.1. RECURSOS FÍSICOS – MATERIALES	67
5.1.1. SOFTWARE	67
5.1.2. GARANTÍAS	68
5.1.3. OTROS GASTOS DE GESTIÓN	69
5.1.4. GASTOS COMERCIALIZACIÓN	69
5.2. RECURSOS HUMANOS	70
5.3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD	71
5.3.1. CONDICIONES ANÁLISIS	71
5.3.2. ANÁLISIS – COSTES DE OPERACIÓN	72
5.4. CONSTITUCION	75
5.5. CONCLUSIONES	77
6. COMERCIALIZADORA MUNICIPAL (CM)	78
6.1. RECURSOS FÍSICOS – MATERIALES	78
6.1.1. SOFTWARE	78
6.1.2. GARANTÍAS	79
6.1.3. OTROS GASTOS DE GESTIÓN	80
6.1.4. GASTOS COMERCIALIZACIÓN	80
6.2. RECURSOS HUMANOS	81
6.3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD	83
6.3.1. CONDICIONES ANÁLISIS	83
6.3.2. ANÁLISIS – COSTES DE OPERACIÓN	85
6.4. CONCLUSIONES	88
7. PASOS PARA CREAR UNA COMERCIALIZADORA	90
7.1. REQUISITOS	90

7.1.1. EMPRESA MUNICIPAL	90
7.1.2. GARANTÍAS SECTOR ELÉCTRICO	91
7.2. CONSTITUCIÓN COMERCIALIZADORA	93
7.3. RECOMENDACIONES BÁSICAS REE	96
8. POSIBILIDADES PARALELAS Y COMPLEMENTARIAS	98
8.1. CONTRATO BILATERAL CON OTRO COMERCIALIZADOR (COOPERATIVA)	98
8.2. COMERCIALIZADORA EN VARIAS ETAPAS	99
8.3. COMPRA ENERGÍA CON CONTRATOS BILATERALES	101
9. COMPARATIVA	102
10.CONCLUSIONES	105
11.EXPERIENCIAS REALES	106
11.1. SOM ENERGIA – ENERGIA GARA	106
11.2. EXPERIENCIA COMPRA CONJUNTA CON ENERCOOP – LAUEI	108
11.3. AYUNTAMIENTO DE PAMPLONA-IRUÑA	109
11.4. AYUNTAMIENTO DE BARCELONA	110
11.5. AYUNTAMIENTOS PAIS VASCO Y DISTRIBUIDORAS PÚBLICAS	111
11.6. AYUNTAMIENTO DE ISABA	113
11.7. ELÉCTRICA DE CÁDIZ	115
11.8. AYUNTAMIENTO DE AVILÉS	117
11.9. AYUNTAMIENTO DE ZARAGOZA	118
11.10. AYUNTAMIENTO DE MADRID	119
11.11. CABILDO DE GRAN CANARIA	120
12.AGRADECIMIENTOS	122
13.REFERENCIAS	123
14.ANEXO – CRONOGRAMAS CONSTITUCIÓN	125

1. OBJETIVO DEL TRABAJO

El ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz es una referencia en el ámbito de la sostenibilidad y transición verde de las ciudades, como demuestra haber sido Capital Verde Europea. En esta línea ha trabajado en diferentes ámbitos, desde la participación ciudadana, al cambio de movilidad o la lucha contra el cambio climático.

Durante la actual legislatura se ha marcado como objetivo hacer de Vitoria-Gasteiz una ciudad inteligente y verde, apoyada en la utilización de las tecnologías más modernas para lograr un triple objetivo: mejorar la **calidad de vida**, aumentar las **oportunidades de empleo** y lograr una mayor implicación en el **respeto al medio ambiente**.

Centrando el foco en el ámbito energético, son varias las líneas de actuación en las que se trabaja desde la Agencia Energética: ahorro y eficiencia energética, empoderamiento ciudadano y municipal, formación e información, lucha contra la pobreza energética y comienzo en la definición de una **Estrategia Energética Municipal**.

Muchos de estos elementos pueden ser abordados desde la participación el Ayuntamiento en el Sistema Eléctrico para asegurar sus suministros municipales. Esta es una tendencia actual en muchos ayuntamientos, que están valorando e incluso llevando a cabo nuevas modalidades de adquisición de energía eléctrica; por ejemplo Barcelona, Izaba, pueblos del pirineo Oscense, Pamplona, Cádiz... ya tienen o están creando comercializadoras públicas o semi-públicas. Avilés, Canfranc o Torrejón de Ardoz ya son Consumidores Directos a Mercado y Madrid, Zaragoza, Rivas-Vaciamadrid...están en su proceso de constitución.

Teniendo en cuenta esta tendencia y los objetivos descritos, se identifican las siguientes líneas de actuación para Agencia Energética del Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz:

- Desarrollo de una información pública y veraz sobre las diferentes opciones de adquisición de energía eléctrica para el Ayuntamiento. Base para el comienzo de un debate público y político sobre Energía.
- Descripción de las posibilidades a futuro que abre cada una de esas opciones: desarrollo generación renovable en la ciudad, promoción de la movilidad pública sostenible (electrificación transporte público...), lucha contra la pobreza energética, trabajo ciudadano...
- Viabilidad técnica y económica de cada una de las opciones

Resolver estas cuestiones para facilitar los pasos siguientes dentro de la Estrategia Energética Municipal será el objetivo principal de este informe.

2. DESCRIPCIÓN SECTOR ELÉCTRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

El Sector Eléctrico (SE) es un sector muy específico, con unas características propias marcadas principalmente por el tipo de producto con el que se opera: **la electricidad**. Esta es generada en diferentes instalaciones y transportada por los cableados eléctricos hasta los consumidores. Con una **estructura física** en la que pueden diferenciarse 4 agentes:

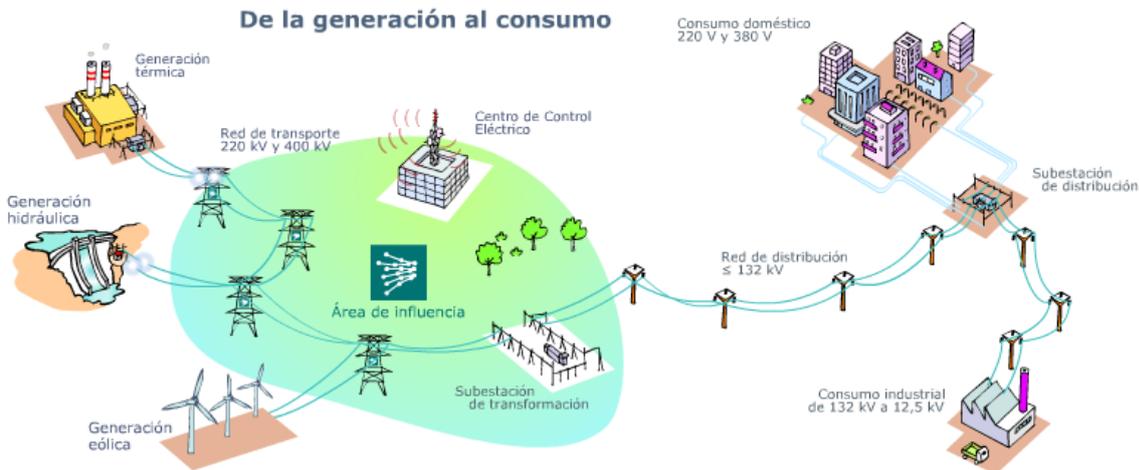


Ilustración 1 Estructura física del sector eléctrico (fuente. REE)

Los 4 agentes mostrados en la imagen anterior trabajan según la siguiente secuencia:



Ilustración 2 Agentes del sector eléctrico

La característica más importante que caracteriza a la electricidad y por lo tanto la actividad de todos estos agentes es que, **no puede ser almacenada** (salvo mediante el bombeo de agua en embalses reversibles) y por lo tanto:

CONSUMO = GENERACIÓN
en todo momento

La relación entre todos estos agentes es regulada por la legislación nacional y como Gestor Técnico del Sistema Red Eléctrica de España ([REE](#)).

2.1.1. RESEÑA HISTÓRICA - MARCO LEGAL ESTABLE

Entre los años 1.988 y 1.997 el marco jurídico que regulaba la operación del mercado eléctrico era el denominado Marco Legal Estable (MLE); consecuencia de las negociaciones entre el gobierno y las eléctricas ante los graves problemas estructurales y financieros que presenta el sector en los años 80.

Este marco es un hito importante en la regulación del sector eléctrico, ya que aun manteniendo las prácticas de supervisión y control por parte del Estado, propias de la gestión de los servicios públicos del momento (y que quieren recuperarse en algunos casos) introdujo modificaciones regulatorias muy avanzadas para su época.

Es destacable la consideración de la **energía eléctrica como un bien básico** para el desarrollo del país. Por lo tanto consideraba el sector eléctrico un **Sector Estratégico** que debía estar controlado por una fuerte **intervención estatal** y esto requería de unas adecuadas **políticas de planificación energéticas**.

La legislación que regula este MLE se basa en el Plan Energético Nacional 1983 – 1992, aprobado por las Cortes en 1984. El Real Decreto 1538/1987 (Determinación de la Tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio) y sus normas de desarrollo constituyeron el cuerpo legislativo del MLE. Marco que definió de forma precisa la regulación del sector eléctrico estos años, y de forma especial, todos los aspectos que incidían en el sistema de ingresos de las empresa eléctricas.

Los objetivos perseguidos eran:

- i. Proporcionar un marco de referencia estable al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica y a la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste. Es decir, posibilitar la prestación del servicio de suministro eléctrico en condiciones económicas adecuadas a los clientes finales.
- ii. Fomentar la eficiencia en el sector eléctrico mediante el establecimiento de un sistema de incentivos en la gestión de las empresas.
- iii. Reducir incertidumbres, tanto en la gestión del suministro como en las inversiones.
- iv. Garantizar la recuperación de las inversiones en activos productivos en su vida útil.
- v. Correcta planificación de actividades de suministro eléctrico.
- vi. Estabilidad en la tarifa.

Para el cumplimiento de estos objetivos, se desarrolló una normativa que debía cumplir aspectos como: el cálculo de la tarifa eléctrica, establecimiento de costes estándar, costes de sistemas de compensaciones y los diferimientos de costes. En resumen, los elementos que caracterizan este periodo son los siguientes:

- **Generación:** Coste estándar reconocido de Inversión, Operación y mantenimiento (OyM), combustible... para asegurar un beneficio y amortización a largo plazo

- **Transporte:** Se nacionaliza la red de transporte y se crea REE.
- **Distribución:** se mantienen las empresas eléctricas existentes en cada zona. Costes reconocidos
- **Consumo:** Tarifa Integral. Se dividen los costes total del sistema entre la energía producida de forma anual: coste estándar generación y distribución (según demanda estimada), REE, asociados a desvíos demanda estimada vs demanda real de años anteriores, otros (stock básico uranio, segunda parte ciclo combustible nuclear, programas I+D, moratoria nuclear, carbón, sistema extrapeninsular...

Por lo que la estructura del sector eléctrico era la siguiente, en la que el estado definía la Tarifa Integral y lo que cobraba cada uno de los agentes implicados.

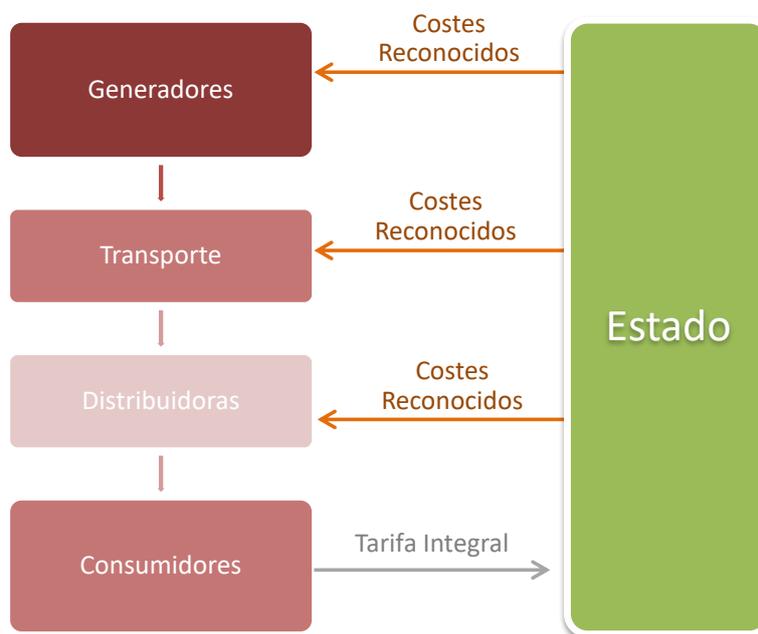


Ilustración 3 Agentes del sector eléctrico (Fuente: [OCE](#))

Aunque con sus características propias, este marco hizo posible el camino de liberalización posterior.

2.1.2. LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR

En diciembre de 1996 se firmó el “Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional”, tras las negociaciones mantenidas entre el gobierno y las empresas eléctricas. Este sería la base para el desarrollo de un nuevo modo de funcionamiento; que se llevaría a cabo por medio de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (aún vigente en la actualidad), con la que comienza la liberalización del sector eléctrico introduciendo en la misma normas

comunes de la Directiva 96/92/CE del P.E. y el consejo, encaminadas a garantizar la convergencia paulatina hacia un mercado europeo de electricidad.

Con su aplicación se establecía un nuevo sistema de regulación técnica y económica basado en la creación de un mercado de generación de electricidad y la liberalización del suministro de energía eléctrica, limitándose las funciones del Estado al desarrollo de la regulación específica necesaria.

Es destacable la desaparición en la nueva ley de la noción del **suministro eléctrico como servicio público**.

A lo largo de estos años, se han aprobado una cantidad ingente de leyes, reales decretos, órdenes ministeriales, instrucciones técnicas...¹ que regulan el sector eléctrico; pero se destacan a continuación los hitos más importantes desde el punto de vista de la comercialización:



Ilustración 4 Hitos liberalización sector eléctrico

1997. Promulgación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico. Comienzo de la apertura del mercado de la electricidad.

2003. Se liberaliza el suministro de energía eléctrica. Cualquier consumidor puede adquirir la energía en el mercado libre, o acogerse al suministro de tarifa a través de los distribuidores.

2009. En julio de 2009 desaparecen las tarifas reguladas y el mercado regulado como se conocía hasta el momento. El suministro pasa a ser ejercido en su totalidad por las **empresas comercializadoras** (nuevo agente en el sector). Se crea el suministro de último recurso a través de la tarifa de último recurso TUR suministrada por las comercializadoras de último recurso (CUR).

2014. Se elimina la tarifa TUR. Se crea el Precio Voluntario Para el Consumidor (PVPC)

¹ La fuente oficial de toda la normativa es el BOE, pero pueden encontrarse recopilaciones de las mismas en las webs de los diferentes agentes del sector:

<http://www.omie.es/inicio/normativa-de-mercado/reales-decretos>

<https://www.esios.ree.es/es/documentacion>

<http://www.unesa.es/sector-electrico/la-regulacion-electrica-en-espana-y-europa>

[Energía Gara Nafarroa](#)

Este proceso de liberalización hace que la estructura de agentes que participan en el sector eléctrico hasta que la energía es suministrada al usuario final cambie tanto en tipo de agentes, como su relación con el Estado.



Ilustración 5 Actividades sector eléctrico

Antes de seguir adelante en el desarrollo del actual Sector Eléctrico (SE), se precisa comprender como actúan los agentes con dos visiones diferenciadas: **física** (energía – Sistema Eléctrico SiE) e **información** (económica - Mercado Eléctrico ME).

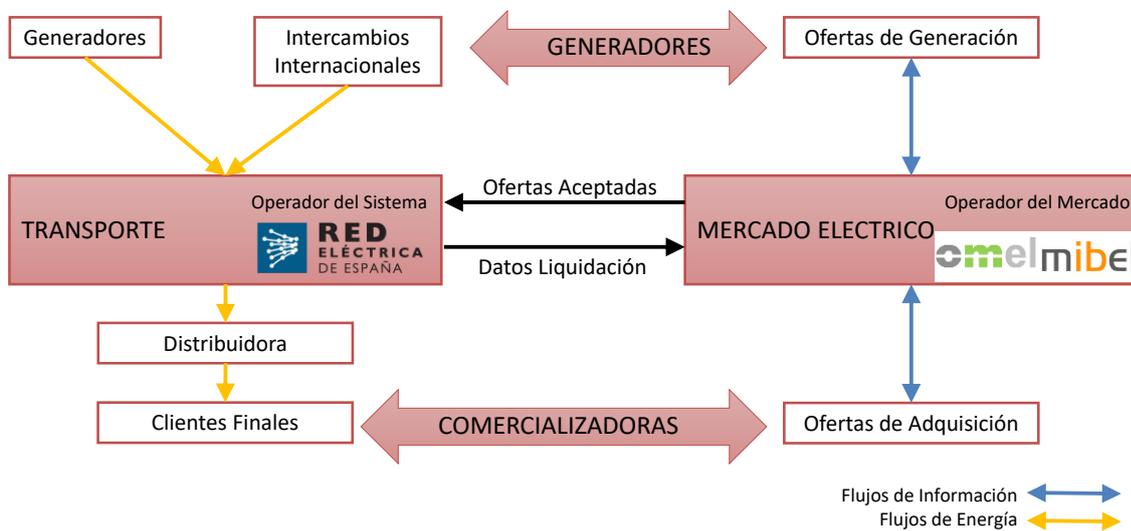


Ilustración 6 Flujos de energía (física) e información (económica) en el sector eléctrico (Fuente: REE)

La parte **física** del suministro eléctrico responde a las necesidades técnicas para generar la energía eléctrica, llevarla hasta los puntos de consumo y mantener en todo momento el requerimiento ya citado de **GENERACIÓN = CONSUMO**. El responsable de su adecuado funcionamiento es REE.

La vertiente de **flujos de información**, la fundamental para este informe, es la que sitúa al **Mercado Ibérico de Electricidad** en el centro de la actividad.

Las actividades de generación, distribución y comercialización, deben ser realizadas por empresas independientes. Y sobre todo, las actividades reguladas y liberalizadas, no pueden llevarse a cabo por una misma empresa.

La liberalización de la generación y comercialización hace que sea necesaria una nueva metodología de fijación de precios, ya que deja de ser el estado el que fija las tarifas. Por lo que se crean dos mercados:

- **Mercado Mayorista.** Donde las comercializadoras y grandes consumidores adquieren la energía requerida a los generadores por medio de mecanismos de mercado.
- **Mercado Minorista.** En el que las comercializadoras en régimen de libre competencia ofrecerán condiciones a los usuarios para definir los términos de los contratos entre ellos.

La estructura actual de funcionamiento y relación entre los agentes participantes queda de la siguiente manera:

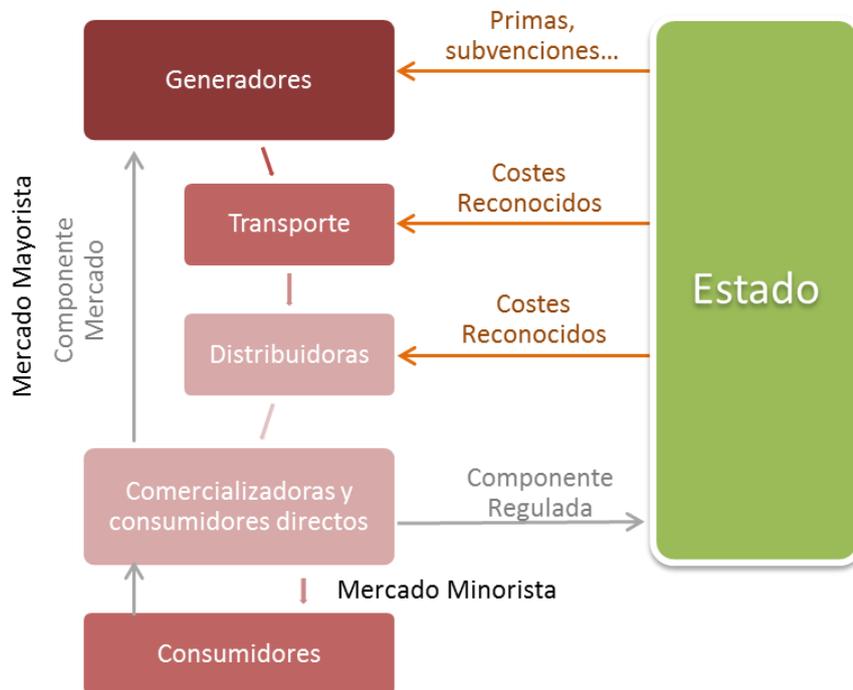


Ilustración 7 Agentes del sector eléctrico (Fuente: OCE)

Esta configuración del sector eléctrico, hace que el coste de la electricidad se componga de 3 partes claramente diferenciadas por su naturaleza.



Ilustración 8 Componentes del coste de la energía eléctrica

Impuestos. Definidos por el Estado, contempla el Impuesto Especial Eléctrico² y el IVA.

Componente Regulada. Parte del precio de energía eléctrica impuesto por el Estado y que engloba diferentes conceptos.

Componente de Mercado. Parte del precio de energía eléctrica fijada por procesos de mercado dentro de MIBEL.

Además de estas componentes, en una contratación convencional por medio de una compañía comercializadora, deberán incluirse a este precio de energía los costes por esa labor de comercialización u honorarios.

2.2. AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Se han nombrado ya en el punto anterior los agentes que forman parte del sector eléctrico; se describirá a continuación la estructura y funcionamiento de cada uno de ellos.

2.2.1. GENERADORES ELECTRICIDAD

Instalaciones que generan con diferentes tecnologías y energías primarias la **energía eléctrica que es vertida** a la red. Es una actividad liberalizada.

La generación de electricidad es el proceso de conversión de una energía primaria en electricidad. La mayoría de las tecnologías se basan en el generador eléctrico o alternador. A excepción de la energía fotovoltaica:

- **Energía Hidroeléctrica.** El agua de una corriente natural o artificial, por efecto de un desnivel, actúa sobre un grupo turbina hidráulica-alternador.
- **Centrales térmicas convencionales.** En ellas se genera vapor a alta presión por medio de una caldera. Este es turbinado en una turbina de vapor generando la energía mecánica que accionará el generador eléctrico.
 - o Combustibles fósiles: carbón, fuelóleo, gas...
 - o Centrales de biomasa o residuos sólidos urbanos (RSU)
- **Centrales térmicas de ciclo combinado.** Basan su funcionamiento en el uso de dos ciclos termodinámicos combinados para mejorar el rendimiento de la generación.
 - o Turbina de Gas. Utiliza como combustible el gas natural y base de funcionamiento el ciclo Bryton. El movimiento de la turbina de gas genera energía eléctrica además de un excedente de energía térmica que se utilizará en el siguiente ciclo.
 - o Ciclo de Vapor. Similar al de las centrales convencionales pero utilizando como fuente térmica el calor residual de la turbina de gas.

² Regulado por la [Ley 66/1997](#), de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social y sucesivas modificaciones que puede verse en el mismo espacio del BOE citado.

- **Nucleares.** La generación eléctrica es similar a las otras centrales térmicas, a partir de vapor turbinado; pero la generación de este vapor se realiza por medio de la fisión de átomos de uranio por impacto de un neutrón, operación que genera gran cantidad de energía térmica.
- **Eólica.** Aprovecha la energía cinética del viento por medio de un molino o aerogenerador que la transforma en energía mecánica que acciona un generador eléctrico.
- **Solares Termoeléctricas.** Se genera vapor que será turbinado como en otras centrales ya descritas. Pero en este caso la fuente es energía solar captada bien mediante tecnologías cilindroparabólicas o heliostatos que concentran la energía solar en una torre.
- **Fotovoltaica.** En este caso son paneles construidos con silicio los que directamente son capaces de transformar la energía solar que incide en ellos en energía eléctrica.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica convencional y mixta	14.636	14.636	14.656	14.668	14.887	14.890	14.897	17.019	17.025	17.001
Bombeo puro	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	3.329	3.329	3.329
Hidráulica	17.087	17.087	17.107	17.119	17.338	17.341	17.348	20.348	20.353	20.330
Nuclear	7.456	7.456	7.515	7.573						
Carbón	11.325	11.325	11.342	11.572	11.064	11.079	10.936	10.936	10.004	10.004
Fuel + Gas	6.659	5.369	4.698	3.383	3.106	2.996	2.996	2.490	2.490	2.503
Ciclo combinado	22.653	24.184	26.573	26.634	26.670	26.670	26.670	26.670	26.670	26.670
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	11	11	11	11
Resto hidráulica³	1.978	2.021	2.031	2.037	2.040	2.095	2.095	-	-	-
Eólica	16.133	18.861	19.707	21.167	22.758	23.009	23.028	23.030	23.057	22.981
Solar fotovoltaica	3.351	3.392	3.829	4.233	4.532	4.638	4.646	4.662	4.674	4.674
Solar térmica	61	232	532	999	1.950	2.299	2.299	2.299	2.299	2.299
Térmica renovable/Otras renovables⁴	654	782	820	886	974	950	987	748	749	748
Térmica no renovable Cogeneración y resto/Cogeneración⁵	6.810	7.044	7.215	7.297	7.238	7.179	7.169	6.652	6.645	6.548
Residuos⁶	-	-	-	-	-	-	-	754	754	747
Total	94.166	97.751	101.371	102.898	105.243	105.830	105.758	106.173	105.279	105.088

Tabla 1 Potencia instalada nacional según tecnología (MW) Fuente REE (10/10/17)

³ Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

⁴ Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁵ Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁶ Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

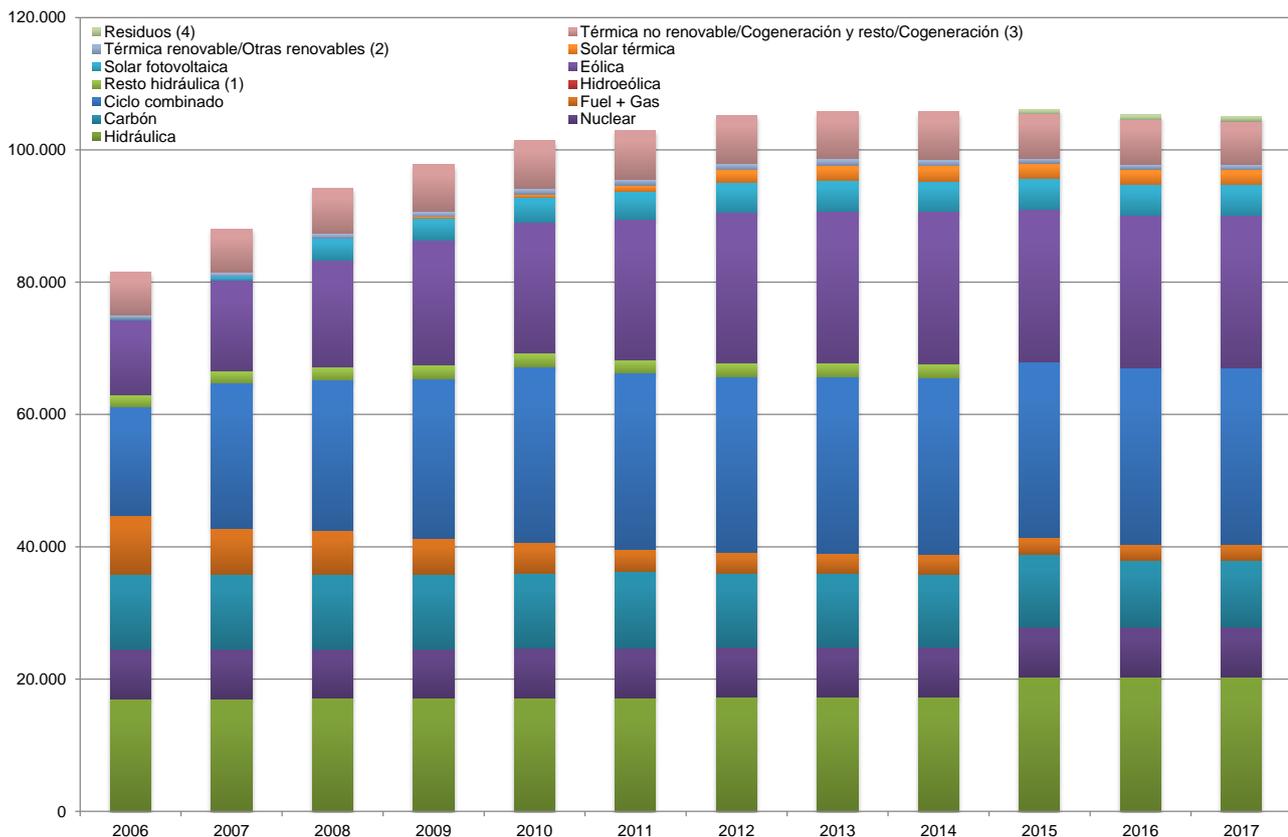


Ilustración 9 Potencia instalada nacional según tecnología (MW) Fuente REE (10/10/17)

Desde el punto de vista del sistema eléctrico cabe destacar una diferenciación entre dos tipos de instalaciones de generación: las **gestionables** (que pueden variar su nivel de generación según demanda) y las **no gestionables**. Las primeras, son utilizadas por REE para ajustar la generación al consumo según requerimientos del sistema.

Cada generador se agrupa en Unidades de Producción para participar en el ME como Unidades de Oferta y ser gestionadas como un actor individual por el Operador del Sistema (OS). A efectos de la presentación de ofertas de venta de energía eléctrica, se entiende por Unidad de Producción⁷:

- a. De las unidades de producción en régimen ordinario: cada grupo térmico turbogenerador, cada central de bombeo puro, cada unidad de gestión de centrales hidráulicas, en los términos que determina la legislación.
- b. Cada uno de los agentes productores autorizados a la venta de energía en cada una de las interconexiones internacionales en las que tengan autorización.
- c. De las unidades de producción en régimen especial: cada instalación de producción en régimen especial con una potencia instalada superior a 50 MW, y cada instalación de

⁷ Todo ello según describa la legislación vigente las características de unidades específicas dentro de cada grupo definido.

producción de potencia inferior o igual a 50 MW, cada unidad de gestión de centrales hidráulicas y cada unidad de gestión de un conjunto de aerogeneradores de un parque, en los términos que determina la legislación.

- d. Cada uno de los comercializadores que están autorizados a realizar contratos de adquisición, definirá una unidad de producción diferente por cada una de las fronteras con el sistema eléctrico español peninsular, así como una unidad de producción específica para toda la energía procedente del régimen especial, con las que hará las ofertas de venta al mercado de forma individualizada con cada una de ellas, por la energía que contrate.

2.2.2. TRANSPORTE Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

Tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde los centros de generación hasta las redes de distribución. La red de transporte comprende las instalaciones de muy alta tensión (entre 220 kV y 400 kV). Se trata de una actividad regulada ejercida en régimen de monopolio por Red Eléctrica de España (REE) con una retribución indexada a un sistema de incentivos.

REE también es el Gestor Técnico del sistema eléctrico u Operador del Sistema (OS) Eléctrico. Por lo tanto la encargada de garantizar la calidad del servicio eléctrico y debe supervisar y ajustar a tiempo real la producción y demanda de energía eléctrica.

Fue la Ley 17/2007 la que la reconoció como único transportista y operador del sistema.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
400 kV Peninsular	17.765	18.056	18.792	19.671	20.109	20.639	21.094	21.177	21.620	21.662
≤ 220 kV Peninsular	17.175	17.307	17.401	18.001	18.370	18.643	18.782	18.838	19.026	19.042
220 kV Baleares	177	185	185	430	430	430	431	431	432	432
220 kV Canarias	163	163	163	163	163	163	163	216	220	220
≤ 132 kV Baleares	1.075	1.084	1.095	1.110	1.113	1.113	1.114	1.242	1.368	1.368
≤ 132 kV Canarias	1.015	1.072	1.126	1.126	1.126	1.126	1.126	1.131	1.134	1.135
TOTAL	37.370	37.867	38.762	40.502	41.311	42.115	42.710	43.035	43.800	43.859

Tabla 2 Kilómetros de Circuito de transporte según tensión. Fuente REE (Provisional 2015)

Para lograr cumplir los objetivos como OS, REE ha desarrollado un sistema de información que denomina **Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios)**, diseñado especialmente para ejecutar los procesos que permiten la explotación segura y económica del sistema eléctrico español en tiempo real.

Este sistema, e-sios, es capaz de:

- **Comunicarse con el Operador del Mercado Ibérico, Polo Español (OMIE)**, con quien intercambia los resultados de la casación del Mercado Diario y los sucesivos Mercados Intradiarios.
- **Comunicarse con los Sujetos del Mercado (SM)**, quienes acuden al mercado eléctrico español con ofertas de compra o venta de energía, para notificarles a continuación la aceptación o rechazo de dichas ofertas, de forma transparente y confidencial.
- **Comunicarse con los técnicos del propio OS**, de quienes recibe órdenes de validación y tratamiento de ofertas, ajustes consecuencia de alteraciones técnicas o situaciones excepcionales en la Red de Transporte, asignación de Servicios Complementarios, etc. que darán lugar a la definición de cada una de las programaciones horarias.
- **Comunicarse con los operadores de los sistemas eléctricos de países vecinos**, con el fin de evaluar la capacidad técnica de las líneas de interconexión, así como la capacidad disponible para uso comercial una vez aplicados los criterios de seguridad establecidos en ambos sistemas, y de gestionar las restricciones de red en las interconexiones internacionales.
- **Publicar los resultados de los distintos mercados y programaciones**, con el fin de que cada destinatario de los mismos actúe según corresponda.
- **Publicar la información necesaria para la prestación del servicio de interrumpibilidad**, así como para solicitar la participación en las subastas del recurso interrumpible, las convocatorias de las subastas y sus resultados.
- Almacenar, tanto la información que entra en el sistema como la resultante de los distintos procesos, en su Base de Datos Histórica

Este sistema de información cuenta además con la web pública en la que, en cumplimiento con la legislación vigente, el OS hace públicos los resultados de los mercados o procesos de operación del sistema, garantizando en todo momento el secreto de la información de carácter confidencial puesto a su disposición por los SM.

Para el desarrollo de la actividad como OS, REE cuenta con el **Centro de Control Eléctrico de REE (CECOEL)**. Este es responsable de la operación y supervisión coordinada en tiempo real de las instalaciones de generación y transporte del sistema eléctrico nacional.

Para asegurar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, a través del CECOEL se emiten las instrucciones de operación necesarias para la correcta programación de la producción eléctrica y de los intercambios internacionales con el fin de hacer frente a las variaciones de la demanda y a las posibles indisponibilidades de los equipos generadores. Adicionalmente, es preciso emitir consignas de operación para que las variables de control de los elementos de la red de transporte permanezcan dentro de los márgenes establecidos en los procedimientos de operación.

Otra de las funciones del OS (como define la Ley 24/2013 de 26 de diciembre) es la **“responsabilidad del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional**, debiendo velar por

su buen funcionamiento y correcta gestión y ejerciendo las funciones de encargado de lectura de los puntos frontera que reglamentariamente se establezcan”.

Para el desarrollo de la citada función, Red Eléctrica de España gestiona desde el año 1998, de forma neutral e independiente, el concentrador principal del **Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL)**. El sistema de medidas eléctricas constituye un elemento básico necesario para el funcionamiento de un mercado abierto y para efectuar el cierre de las energías intercambiadas entre los distintos sujetos, que posibilita su liquidación económica. SIMEL es un sistema inteligente que recibe, directamente o a través de los concentradores secundarios de otras empresas eléctricas, los datos horarios de energía registrados en todos los contadores instalados en España (más de 27 millones), situados en los puntos de medida de las fronteras entre actividades:

- Instalaciones de generación.
- Conexiones internacionales.
- Conexiones entre las redes de distribución y transporte.
- Conexiones entre las redes de dos distribuidores.
- Puntos de suministro de todos los consumidores, desde las grandes industrias al pequeño consumidor.

Adicionalmente, el Operador del Sistema, de acuerdo con RD 1110/2007, de 24 de agosto, es encargado de lectura de cerca de 7.000 puntos frontera (dato de septiembre de 2014), para los cuales:

- Recibe diariamente las medidas horarias, bien por llamada directa al contador, bien a través de los concentradores secundarios.
- Valida y contrasta los datos recibidos de los distintos orígenes (equipos de medida, estimador de estado, integración de medidas en tiempo real, programas, propuestas de estimación de los participantes, etc.).
- Estima los huecos de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación.
- Mantiene y actualiza los datos estructurales.
- Realiza las inspecciones y verificaciones en las condiciones y plazos que establece el Reglamento unificado de puntos de medida.

2.2.3. DISTRIBUIDORA

“La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectadas a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

Esta actividad está regulada en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el RD1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece su retribución y RD1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica.

La actividad de distribución es llevada a cabo por los distribuidores que son aquellas sociedades mercantiles, españolas o de la Unión Europea con establecimiento permanente en España, que tengan como función distribuir la energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución. Asimismo, los distribuidores son los gestores de las redes de distribución que operen.”

Instalación de Distribución

“Tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se consideren integradas en la red de transporte (en las Islas Baleares y las Islas Canarias tienen consideración de transporte las instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV).

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

Los distribuidores como titulares de las redes de distribución serán responsables de la construcción, la operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad de acuerdo con los criterios establecidos por la Administración General del Estado.”

Se pueden diferenciar en dos grupos claramente diferenciados:

- Muy grandes (agrupadas en UNESA).
- Pequeñas o locales.

Las dimensiones tan diferentes entre los dos grupos caracterizan el modo de operar de las mismas. Las muy grandes cuentan con sistemas informáticos propios mientras que las pequeñas y locales cuentan con pocos trabajadores y tareas realizadas en muchos casos de forma manual.

Todas las compañías distribuidoras se encuentran en el [Registro de Distribuidores](#) gestionado por el MINETUR. Actualmente existen registradas 333 compañías distribuidoras, de las que 7 tienen su sede en la Comunidad Autónoma Vasca y una de ellas en Álava:

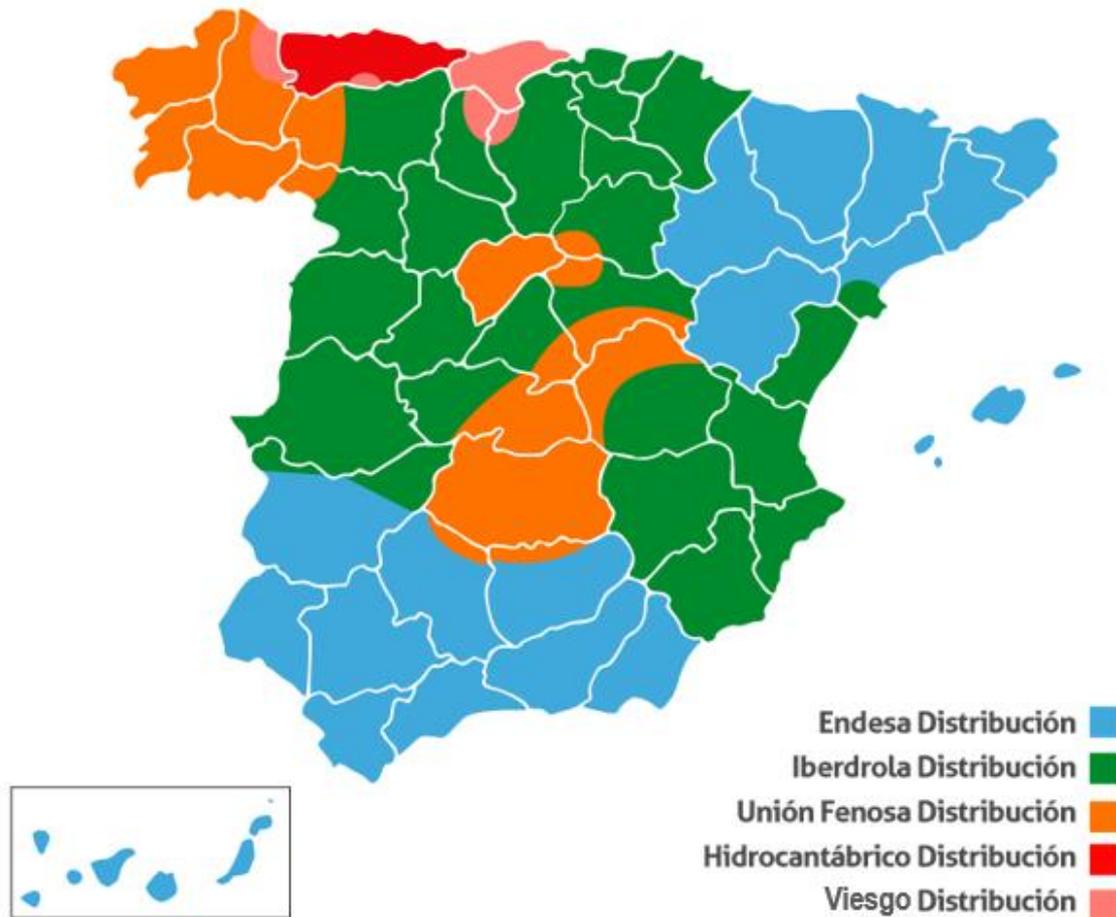


Ilustración 10 Distribuidoras principales nacionales. Fuente: HolaLuz

DENOMINACIÓN	POBLACIÓN	TITULARIDAD
SOCIEDAD DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ELORRIO, S.A.	Bilbao	Privada
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LARRAÑAGA, S.L.	Durango	Privada
IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.	Bilbao	Privada
TOLARGI, S.L.	Tolosa	Pública
ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZILEA, S.A.	Aramaio	Pública
LEINTZARGI, S.L.	Leintz-Gatzaga	Pública
OÑARGI, S.L.	Oñati	Pública

Tabla 3 Compañías distribuidoras con sede y actividad en CAV. Fuente: Registro Distribuidoras MINETUR

Todas ellas (excepto Iberdrola) son miembros de [CIDE](#), asociación de pequeñas distribuidoras (menos de 100.000 puntos de suministro).

2.2.4. COMERCIALIZADORA

Según se define en el artículo 6.1.f) de la [Ley 24/2013](#), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los comercializadores de energía eléctrica son aquellas **sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley.**

Esta actividad se encuentra regulada en esta ley y en el [RD1955/2000](#), por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica. Este define la actividad como: “La actividad de comercialización será desarrollada por las empresas comercializadoras debidamente autorizadas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados y a otros sujetos cualificados según la normativa vigente.”

Las empresas comercializadoras son las responsables de adquirir la energía a los generadores en el mercado eléctrico (MIBEL) o directamente por medio de contratos bilaterales y su facturación a los consumidores finales u otras comercializadoras. A partir de los diagramas mostrados con anterioridad, pueden definirse estas entidades como un mero gestor de información, gestor financiero o intermediario entre consumidores, distribuidoras, mercado eléctrico y la administración pública.

La legislación vigente (Ley24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; RD1955/200, de 1 de diciembre y su modificación en RD198/2010, de 26 de febrero) define que la CNMC debe mantener un [registro de comercializadoras](#) vigente a partir de la información facilitada por el MINETUR. En este listado se pueden ver todas las compañías registradas, su domicilio y ámbito de actuación.

En el último informe del mercado minorista de electricidad publicado, los datos de comercializadores activos son los siguientes:

CLASIFICACIÓN	CANTIDAD
ACTIVOS DIFERENTES A COR (Comer.de Referencia)	200
SECTOR DOMÉSTICO	186
PYMES	186
INDUSTRIAL	107

Tabla 4 Compañías comercializadoras activas. Fuente: CNMC⁸

⁸ [IS/DE/002/15](#). Informe de Supervisión del mercado minorista de electricidad. Año 2014. 8 Octubre de 2015. CNMC. [Energía Gara Nafarroa](#) Pág. 20 de 125 energiagara@somenergia.coop

Es destacable la evolución en el desarrollo de esta actividad, los últimos años esta actividad ha aumentado de forma sustancial el número de agentes que participan en ella, en todos los sectores descritos. Por ejemplo en 2014 se inscribieron 53 nuevas empresas comercializadoras.

FECHA	CANTIDAD	VARIACIÓN NETA
31-12-10	167	
31-12-11	202	35
31-12-12	214	12
31-12-13	225	11
31-12-14	273	48 ⁹

Tabla 5 Evolución compañías comercializadoras activas.
Fuente: CNMC¹⁰

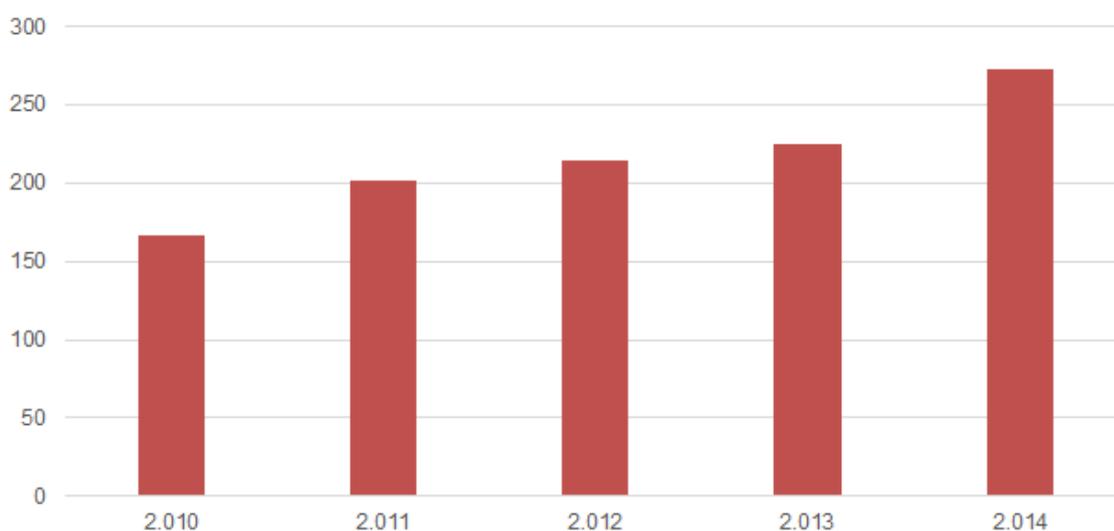


Ilustración 11 Evolución compañías comercializadoras activas. Fuente: CNMC¹¹

La CNMC debe mantener activo y actualizado el listado de comercializadoras activas en el SE. Lo hace en el denominado [Listado de Comercializadoras](#). A pesar de que el último Informe de Supervisión del mercado minorista de electricidad se ha publicado en 2015 (IS/DE/002/15) este listado de comercializadoras tiene su última actualización el 02/11/2017.

⁹ 5 compañías se dieron de baja en ese periodo

¹⁰ [IS/DE/002/15](#). Informe de Supervisión del mercado minorista de electricidad. Año 2014. 8 Octubre de 2015. CNMC.

¹¹ [IS/DE/002/15](#). Informe de Supervisión del mercado minorista de electricidad. Año 2014. 8 Octubre de 2015. CNMC.

2.2.5. TARIFAS

Se diferencian dos tipos de tarifas actualmente, las reguladas y liberalizadas. Las tarifas reguladas y las del Mercado Libre.

TARIFAS REGULADAS

Hasta el 1 de abril de 2014 existía la denominada Tarifa de Último Recurso (TUR). Desde entonces, los clientes con potencias contratadas menores de 10 kW, tienen la opción de contratar dos tarifas reguladas con las Comercializadoras de Referencia (CUR).

- **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).** Modalidad disponible para las tarifas de acceso 2.0A, 2.0 DHA y 2.0DHS. Esta tarifa define un precio variable horarios según la evolución del mercado eléctrico.
- **Precio fijo a 12 meses.** Las CUR deben ofrecerlo como alternativa al PVPC. Es un precio fijado por cada comercializadora en el que se incluirá el peaje de acceso y deberá ser fijo para todo el periodo de contratación. Disponible para tarifas de acceso 2.0A.

Además de esto, existen otros dos tipo de Tarifas reguladas, que tratan de solventar dos situaciones, consideradas para el sector extraordinarias:

- **Tarifa de Último Recurso A.** El denominado Bono Social. Tarifa válida para consumidores vulnerables. Debe tener contratada una tarifa regulada, potencia contratada igual o menor a 10 kW en la vivienda habitual además de cumplir los requisitos para [considerarse cliente vulnerable](#). Solo puede ser contratada con las [CUR](#) definidas para ello.
- **Tarifa de Último Recurso B.** Es una tarifa de socorro para consumidores sin características para contratar el PVPC y que han quedado sin suministro en el Mercado Libre. Supone un 20% de aumento en el peaje de acceso de la tarifa correspondiente y un 20% de aumento sobre el PVPC si tiene una tarifa de acceso 2.0A.

TARIFAS MERCADO LIBRE

Estas tarifas se organizan según la tensión de suministro y potencias contratadas para cada cliente. En cada uno de los periodos organizados, los peajes regulados que deben pagarse tanto en la parte de energía como de potencia son diferentes.

TARIFA	TENSIÓN	POTENCIA CONTRATADA	HORAS	PERIODOS HORARIOS (Península)		
				INVIERNO	VERANO	
2.0 A	Baja < 1 kV	≤ 10 kW				
2.0 DHA	Baja < 1 kV	≤ 10 kW	P1	10 horas/día	12:00 - 22:00	13:00 - 23:00
			P2	14 horas/día	22:00 - 12:00	23:00 - 13:00
2.0 DHS	Baja < 1 kV	≤ 10 kW	P1	10 horas/día	13:00 - 23:00	
			P2	8 horas/día	23:00 - 01:00 / 07:00 - 13:00	
			P3	6 horas/día	01:00 - 07:00	
2.1 A	Baja < 1 kV	10 kW < P ≤ 15 kW				
2.1 DHA	Baja < 1 kV	10 kW < P ≤ 15 kW	P1	10 horas/día	12:00 - 22:00	13:00 - 23:00
			P2	14 horas/día	22:00 - 12:00	23:00 - 13:00
2.1 DHS	Baja < 1 kV	10 kW < P ≤ 15 kW	P1	10 horas/día	13:00 - 23:00	
			P2	8 horas/día	23:00 - 01:00 / 07:00 - 13:00	
			P3	6 horas/día	01:00 - 07:00	
3.0A	Baja < 1 kV	> 15 kW	P1	4 horas/día	18:00 - 22:00	11:00 - 15:00
			P2	12 horas/día	08:00 - 18:00 / 22:00 - 24:00	08:00 - 11:00 / 15:00 - 24:00
			P3	8 horas/día	00:00 - 08:00	00:00 - 08:00
3.1A	1 kV ≤ V < 36kV	> 15 kW	P1	Depende día de la semana, festivo, época del año....		
			P2			
			P3			
6.1A - 6.1B	1 kV ≤ V (A) ≤ 30kV ≤ V(B) < 36kV	450 kW < P (Al menos P6)		6 Periodos y Muchas Combinaciones		
6.2	36 kV ≤ V < 72,5 kV					
6.3	72,5 kV ≤ V < 145 kV					
6.4	145 kV ≤ V					

Tabla 6 Características tarifas mercado libre y horarios

Los periodos de facturación son definidos por medio de BOE por parte del Ministerio y marcan diferentes costes de peajes de acceso (energía y potencia) con el objetivo de dar señales de precio a los usuarios y desplazar consumos en la medida de lo posible hacía los horarios de mayor interés para el buen funcionamiento del Sistema Eléctrico.

2.2.6. CONSUMIDORES

Los consumidores son los usuarios finales de energía eléctrica. Pueden diferenciarse dos tipos:

- **Consumidores.** Clientes de una comercializadora.
- **Consumidores directos a mercado.** Compran energía directamente en el mercado sin utilizar la figura de la comercializadora.

Se muestra en la tabla una relación de clientes según tarifa de suministro, potencia factura total y energía consumida:

PEAJE	Número de Consumidores		Energía Consumida (MWh)		Tamaño Medio (MWh/Cliente)	
	2016	jul 2016 - jun 2017	2016	jul 2016 - jun 2017	2016	jul 2016 - jun 2017
BT (< 1 kV)	27.750.602	27.782.088	106.952	107.006	3,85	3,85
Pc ≤ 10 kW	26.232.189	26.266.223	64.493	64.237	2,46	2,45
2.0 A	24.281.237	24.014.341	55.113	54.236	2,27	2,26
2.0 DHA	1.946.636	2.246.809	9.346	9.964	4,80	4,43
2.0 DHS	4.316	5.073	34	37	7,88	7,29
Pc > 10 kW	1.518.413	1.515.865	42.459	42.769	27,96	28,21
2.1 A	644.420	632.360	5.487	5.367	8,51	8,49
2.1 DHA	161.692	166.364	2.806	2.832	17,35	17,02
2.1 DHS	646	708	9	10	13,93	14,12
3.0	711.655	716.433	34.157	34.560	48,00	48,24
AT 1 (1 ≤ kV < 36)	104.895	104.970	73.038	73.976	696	705
3.1.A	84.826	84.800	15.617	15.778	184	186
6.1	20.069	20.170	57.421	58.198	2.861	2.885
AT 2 (36 ≤ kV < 72,5)	1.613	1.615	17.976	18.062	11.144	11.184
AT 3 (72,5 ≤ kV < 145)	428	428	10.489	10.712	24.507	25.028
AT 4 (≥ 145 kV)	615	626	23.684	24.206	38.511	38.668
Total	27.858.153	27.889.727	232.139	233.962	8,33	8,39

Tabla 7 Consumidores Sector Eléctrico (Nacional). Fuente: CNMC¹²

2.2.7. MERCADO ELÉCTRICO

El Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) es en el que se negocia la energía que va a generarse-consumirse en cada momento y el precio al que se realizará.

Desde la liberalización del sector, en 1998 las funciones de operador del mercado fueron encomendadas a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. (OMEL), que

¹² [Boletín de Indicadores Eléctricos de Octubre de 2017](#)

en junio 2004 cambio su denominación social por la de Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. (OMEL).

El Mercado ibérico de la energía eléctrica (MIBEL) se creó tras un convenio entre España y Portugal en 2004 y se creó una nueva estructura organizativa. En ella, el operador del mercado ibérico pasa a ser una entidad en la que participan:

- OMI- Polo Portugués
- SGMR (OMIP)
- El mercado a plazo
- OMI, Polo Español S.A. (OMIE)

En este desarrollo, desde 2011, OMIE asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL, mientras que la sociedad Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. (OMEL) se configura como una sociedad tenedora de acciones.

El mercado funciona en base a un sistema de ofertas de energía realizadas por los productores (Unidades de Producción) y un sistema de demanda formuladas por los consumidores, los distribuidores y los comercializadores. Tanto las ofertas como las demandas responden a las previsiones de consumo, la capacidad de generación de los grupos y la disponibilidad de la red de transporte.

Las ofertas y las demandas son casadas por el operador del mercado (OMIE), que interviene en las transacciones de electricidad pero ni la compra ni la vende.

Se pueden distinguir, al menos, dos tipos de mercados dentro de los mercados mayoristas.

- Mercado al contado
 - Mercado no organizado o libre → contratos bilaterales físicos
 - Organizado
 - Diario e Intradía. Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). [OMIE](#)
 - Mercados gestionados por REE: restricciones técnicas, servicios de ajuste, gestión de desvíos...
- Mercado a plazo
 - Organizado. A plazos o de futuros ([OMIP](#))
 - OTC – Ejemplo mercado derivados ([MEFF](#))

2.2.8. OTROS AGENTES

Comisión nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

Es el organismo que garantiza la libre competencia y regula todos los mercados y sectores productivos de la economía española para proteger a los consumidores.

Es un organismo público con personalidad jurídica propia. Es independiente del Gobierno y está sometido al control parlamentario. Entró en funcionamiento el 7 de octubre de 2013.

El origen hay que buscarlo en el Tribunal de Defensa de la Competencia, organismo que estuvo muy vinculado al Gobierno. En 1992 se independiza y adapta su estructura a la que existía en Europa. En 1995 se crea la Comisión Nacional de Energía y en 1996 la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones. La pluralidad de organismos obedece a la liberalización de la industria de red, el fin de los monopolios estatales y la necesidad de adaptarla a la normativa europea.

En 2010 aparecen tres nuevas agencias (servicio postal, industria audiovisual y transporte ferroviario).

En 2013 se decide unificar todos los organismos reguladores y de defensa de la competencia con el fin de garantizar la su independencia, incrementar la seguridad jurídica y aumentar su transparencia en beneficio de los consumidores y usuarios para garantizar una competencia dinámica y una regulación eficiente.

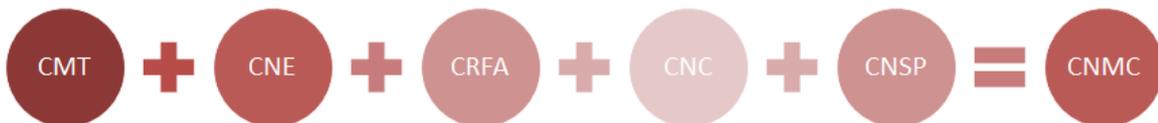


Ilustración 12 Entidades englobadas en la CNMC. Fuente: CNMC

La CNMC garantiza, preserva y promueve el correcto funcionamiento, la transparencia y la asistencia de una competencia efectiva en todos los sectores y mercados y sectores productivos, en beneficio de los consumidores y usuarios

Objetivo. El objetivo principal de la CNMC es reforzarse como una institución básica para el funcionamiento de una economía de libre mercado. Por esta razón, está sometida al control parlamentario, lo que garantiza su independencia e incrementa la seguridad jurídica. Cuenta con 515 personas, de las que: 327 son laborales y 187 funcionarios. El 75% de ellos son titulados universitarios.

Sus funciones pueden verse en el siguiente esquema:

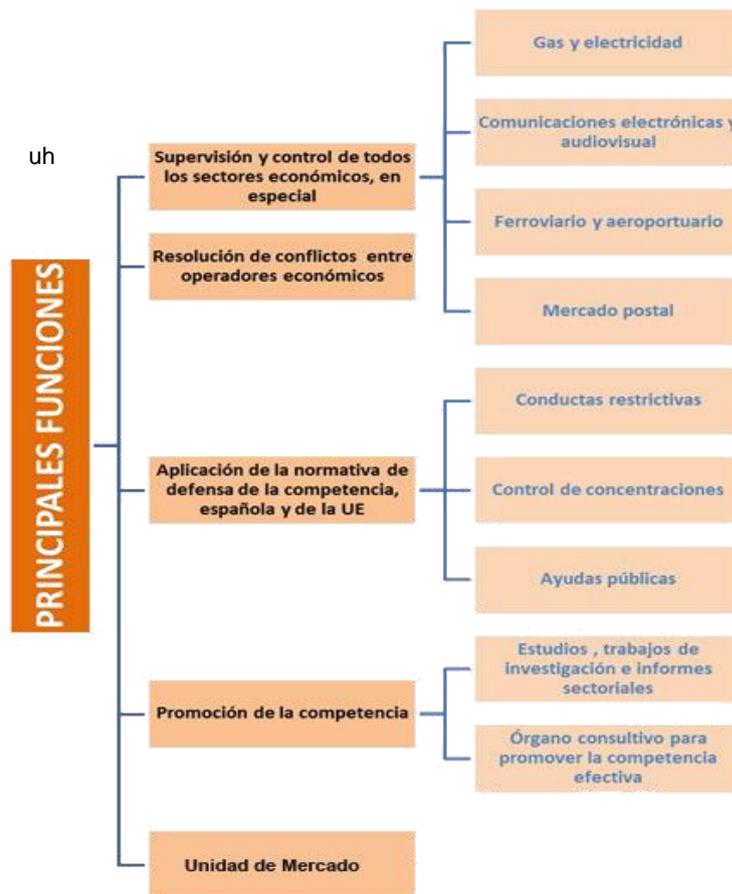


Ilustración 13 Funciones de la CNMC. Fuente: CNMC

En el sector eléctrico funciona como supervisor – regulador. Analiza y supervisa el sistema eléctrico, desde la objetividad y transparencia con el objetivo de asegurar un correcto funcionamiento en el beneficio de todos los participantes y consumidores.

Para ello, realiza informes y estadísticas del sector eléctrico: informe sobre el mercado mayorista, minorista, de precios, switching...

Ha asumido también las responsabilidades de la ya extinguida Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM).

Esta es la responsable de crear y mantener los estándares de comunicación entre los diversos actores del sector. Cuenta para cada uno de los procesos más habituales de archivos en formato XML, estándar utilizado en sistemas de bases de datos, para así posibilitar la adaptación de sistemas ya existentes para la emisión y recepción de datos. Estos estándares, están en continua revisión para adaptarse a las necesidades que surgen continuamente.

MEFF Sociedad Rectora de Productos Derivados S. A. ([MEFF](#))

Mercado Oficial de Opciones Y Futuros Financieros en España (MEFF) es un mercado organizado regulado, controlado y supervisado por la [CNMV](#) y el Ministerio de Economía de España en el que se negocian distintos derivados financieros.

De cara poder cumplir con todos los requisitos necesarios para ofrecer sus servicios **sobre los derivados de energía** MEFF concluyó el proceso de adecuación de su normativa con la aprobación y publicación en el BOE del Real Decreto 1282/2010 de 15 de Octubre, que regula los mercados secundarios de Futuros y Opciones y otros instrumentos financieros derivados, así como la aprobación el 5 de Enero de 2011 por la CNMV de su nuevo Reglamento que permitió la creación y lanzamiento de **MEFFPower**.

Debido a los requisitos de EMIR el 10 septiembre de 2013 se realizaron dos modificaciones corporativas que afectaron a la entidad legal (mercado y cámara) MEFF Sociedad Rectora de Productos Derivados S.A.U. (MEFF).

- A. MEFF se renombró BME Clearing S.A.U. y
- B. se segregó en dos compañías, por lo que las funciones de mercado quedaron a cargo de una nueva compañía con el nombre de MEFF Sociedad Rectora del Mercado de Productos Derivados S.A.U. (MEFF) y las funciones de cámara de compensación quedaron a cargo de BME Clearing.

Como resultado hay dos entidades legales diferenciadas:

- BME Clearing que actúa como cámara de contrapartida central y
- MEFF que actúa como mercado regulado

Además, MEFF actúa como gestor de garantías de REE.

2.2.9. ADMINISTRACIÓN

MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL. El máximo organismo gubernamental que define las políticas y legislación correspondiente al sector eléctrico. Es el responsable de proponer y ejecutar la normativa según las políticas definidas por el gobierno estatal.

AGENCIA TRIBUTARIA. Responsable de los impuestos que deben pagarse en la actividad del sector eléctrico. Principalmente:

- Impuesto del Valor Añadido (IVA).
- Impuesto Especial de Electricidad (IEE). Con un funcionamiento similar al IVA, se repercute en las facturas de los consumidores y liquida trimestralmente.

ADMINISTRACIONES LOCALES. Los ayuntamientos a los que pertenece cada consumidor o usuario final.

- Impuesto Municipal (IM). 1,5% de la facturación.

2.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

En puntos anteriores se han descrito los diferentes mercados que se desarrollan para la fijación de precios de energía y los agentes implicados en cada uno de ellos. A continuación se describirá el funcionamiento de los mismos:

2.3.1. MERCADOS AL CONTADO (Diarios e intradiarios)

Se establece un mercado de compra-venta de electricidad gestionado por OMEL (Operador del mercado Eléctrico) operadora española del MIBEL. Esta supervisado por una comisión de representantes de productores, distribuidores, comercializadoras y consumidores cualificados.

Tras diversos acuerdos, se crea OMIE (“Operador del Mercado Ibérico – Polo Español”) y OMIP (“Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugues”). OMIE gestiona el mercado Spot y OMIP el mercado de futuros.

En el mercado diario, gestionado por el operador del mercado OMIE, se llevan a cabo las transacciones de energía para el día siguiente.

Cada día, REE comunica a los agentes su previsión de demanda, las disponibilidades de generación y la situación de la red de transporte. Los agentes que participan en el mercado presentan a OMIE sus ofertas de compra o de venta. Estas ofertas y demandas son casadas, en subastas denominadas de precio marginal (todas la unidades cobrarán este precio de casación) o precio aceptantes. Se realizan 24 subastas, una por cada hora del día.

Estas subastas definen, el precio marginal (el correspondiente a la última unidad vendida) y el volumen de energía que se acepta para cada unidad de compra y de venta en cada período horario.

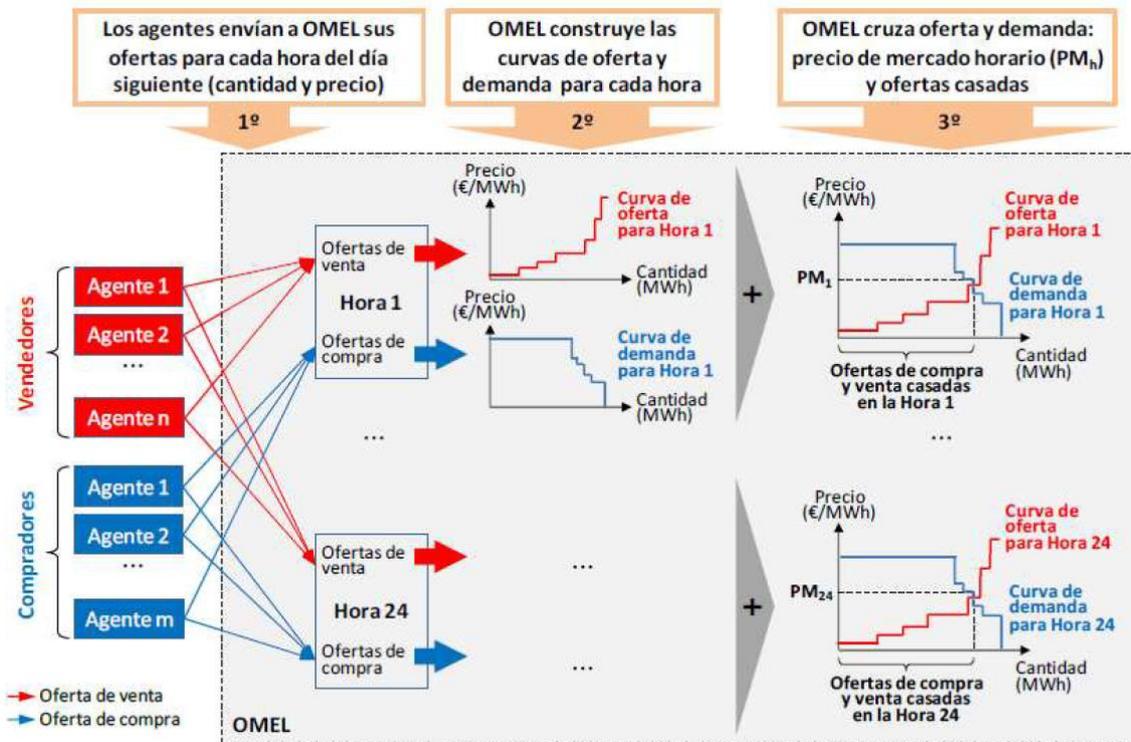


Ilustración 14 Estructura subastas mercado diario. Fuente CNMC

Todas estas transacciones casadas dan lugar al **Programa Base de Casación**, el cual es analizado por REE para comprobar la seguridad del suministro y resolver, si fuera necesario, las restricciones técnicas mediante reasignaciones a los grupos generadores. Con estas modificaciones se obtiene el **Programa Diario Viable Definitivo**.

El mercado intradiario ajusta los desvíos de generación o de demanda que se puedan producir una vez fijado el **Programa Diario Viable Definitivo**. Este se organiza en seis sesiones en las que pueden presentar ofertas los agentes que hayan participado y entrado en casación en el mercado diario.

Día D-1					Día D																											
					H21	H22	H23	H24	H01	H02	H03	H04	H05	H06	H07	H08	H09	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
Hasta 10:00					DIARIO																											
					16:00 - 17:45																											
					21:00 - 21:45																											
					01:00 - 01:45																											
					04:00 - 04:45																											
					08:00 - 08:45																											
					12:00 - 13:45																											
					INTRADIARIO 6																											

Ilustración 15 Distribución sesiones mercados intradiarios

Todas estas operaciones deben ser analizadas por REE para asegurar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se obtiene el **Programa Horario Final**.

De este proceso de casación y corrección se obtienen los precios finales de la energía para cada período de programación y los volúmenes a generar por cada unidad de producción. Una vez realizadas las actividades por parte del Operador del Mercado y el Operador del Sistema, se conoce el Precio Horario Final Medio (PHFM), que engloba todas las componentes de mercado del precio de la energía eléctrica:

- Mercado Diario
- Sobrecoste mercado Intradía
- Sobrecoste restricciones
- Sobrecoste operador del mercado
- Pagos por capacidad
- Interrumpibilidad.

Cabe destacar que actualmente se está definiendo un nuevo mercado intradía, un mercado continuo con la intención de adaptarse a los objetivos marcados dentro del mercado único interno de la Unión Europea.

2.3.2. MERCADOS A PLAZO

En este tipo de contratos, se adquiere energía antes de su entrega física, se suscriben contratos de compra-venta de electricidad. Los plazos de antelación pueden ser días, meses o incluso años.

Pueden ser un elemento importante en el mercado liberalizado de electricidad, ya que elimina riesgos derivados de las fluctuaciones en el precio de la energía eléctrica. No siempre el precio a plazo será inferior al del mercado diario, ya que dependerá de la evolución de este. Pero el precio definido en estos mercados, satisface las expectativas tanto de productores como de compradores de energía.

Como se ha descrito, existen dos tipos de mercados a plazos: organizados y no organizados

Mercado no organizado

Se realiza mediante contratos bilaterales, conocido también por las siglas OTC –físicos o financieros–, o de subastas de contratos a plazo.

Los contratos bilaterales físicos se adaptan a las necesidades del comprador y del vendedor, sin relación con la entidad gestora del mercado, y terminan con la entrega física de la energía.

Los bilaterales financieros, OTC, se diferencian en que al terminar el contrato se realiza únicamente un intercambio de flujos financieros, calculados según la diferencia entre el precio del mercado diario y el valor pactado.

Mercados organizados

Dentro de los mercados a plazos organizados, existen varias modalidades:

- Emisiones primarias de energía (EPE) o subastas de venta de capacidad virtual (Virtual Power Plants VPP). Son mecanismos de cesión temporal de capacidad de generación a plazo que se estructuran bajo la forma de un contrato de opción de compra de energía.

Tienen por objeto controlar el poder de mercado de los agentes de mayor tamaño.

Los operadores dominantes (Endesa e Iberdrola) están obligados a actuar como sujetos vendedores, y ofrecen el uso de su capacidad por parte de los compradores en la subasta.

Ya no se requiere ser sujeto del mercado eléctrico para participar en la subasta, con lo que pueden ser compradores los grandes consumidores, comercializadoras, agentes externos, o productores que no sean agentes principales.

- Las desaparecidas subastas CESUR, para el suministro de las tarifas de último recurso, también eran mercados de futuros organizados.
- Mercado de futuros OMIP – OMIClear. Este es un mecanismo de fomento de la liquidez del mercado de futuros de MIBEL. Funciona desde 2006.

OMIP es la plataforma de negociación del mercado o bolsa de derivados y OMIClear actúa como cámara de compensación y contraparte central de las operaciones realizadas. Se realizan subastas semanales para la adquisición obligatoria de energía de los distribuidores españoles y comercializadores de últimos recurso portugués.

2.4. NORMATIVA Y LEGISLACIÓN

A lo largo de todo el informe se irá citando la normativa y legislación correspondiente a cada una de las actividades y agentes a los que se haga referencia. Al final de informe, en el punto de normativa se describen todas ellas.

3. COMERCIALIZACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA

Es este punto se describirá al actividad de comercialización de forma general. En el esquema mostrado, se particulariza la situación actual de la ciudad:



Ilustración 16 Flujos de energía (física) e información (económica) en el sector eléctrico. Particularizado para el caso de Vitoria - Gasteiz (Fuente: REE)

En este informe se analizarán las diferentes formas de adquirir energía eléctrica, por lo que se realizará en este punto el desarrollo de la actividad de comercialización en sí misma. Este servirá para evaluar las tres opciones a tener en cuenta:

- Continuar con la comercialización tal y como se hace actualmente.
- Convertirse en Consumidor Directo al Mercado (CDM)
- Constituir una Comercializadora Municipal (CM)

Así pues, se desarrollará la actividad de comercialización según los agentes con los que debe interactuar la comercializadora, con el objetivo de entender qué hace esta actualmente y cuáles serían las funciones en las otras dos opciones a evaluar. En todos los agentes la actividad se describirá con una estructura similar: Actividades a realizar, periodicidad, medio de comunicación con el agente implicado.

3.1. DISTRIBUIDORAS

La relación con la distribuidora es una de las actividades más importantes en el día a día de la comercializadora. El ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz, tanto para los suministros municipales como para los ciudadanos (si se diera este paso), sólo deberá relacionarse con una compañía distribuidora, la de referencia en la zona: [Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.](#) La comercializadora interactúa con la distribuidora por el [portal web](#) de la misma por medio de archivos xml.

Estos archivos digitales contienen información de puntos de suministros (consumos, cierres de facturación, características de contrato...) y pueden ser gestionados uno a uno de manera manual, o utilizar software específico para su tratamiento, generación y relación con los espacios web de las distribuidoras. A lo largo del informe, se hace referencia a un software que entre otras cosas facilitará las gestiones con estos archivos xml.

El espacio más importante para la comercializadora será la Gestión de Puntos de Suministro. Deben diferenciarse tres tipos de actividades con la distribuidora:

- **Switching.** Altas y bajas de contratos, cambios de condiciones de los mismos. En el estudio actual, caso de crear una CM, será una actividad inicial (en dos etapas) para dar de alta todos los contratos municipales y de forma puntual cambio de condiciones en contratación (potencia, tarifa...).
- **Facturación a usuarios.** Recopilar las lecturas de consumo de los usuarios y realizar facturación a estos.
- **Facturación con Distribuidora.** Facturas emitidas por la distribuidora y liquidación de las mismas.

Actividad	Periodicidad - Tiempos	Medio (4)
Lecturas Distribuidora	Semanal (1)	XML – Software Propio
Facturación Usuarios	Semanal (1)	XML – Software Propio
Recepción y liquidación facturas Distribuidora	Mensual	XML – Software Propio
Reclamación de lecturas incorrectas	Semanal	XML – Software Propio
Alta – Baja nuevos clientes (2)	Cuando sea necesario	XML – Software Propio
Cambios condiciones contratación (3)	Cuando sea necesario	XML – Software Propio

Tabla 8 Actividades a realizar con distribuidoras

- (1) Se considera una actividad semanal de forma inicial, pero se recomienda desplazar las fechas de facturación a usuarios a fechas comunes mensuales. Se consigue una mejor planificación de pagos además de simplificar la actividad de facturación a usuarios.
- (2) Alta – Baja nuevos Clientes. Interacción por medio de archivos XML con el [portal web](#) de la distribuidora.
- (3) Estos cambios pueden ser cambios de tarifa, potencia contratada...
- (4) XML. El medio para interactuar con distribuidora, enviar cambios de condiciones, lecturas consumos...son archivos XML con unas características específicas. Se propone utilizar para ello un software específico que simplificará mucho la actividad.

Dentro de las actividades descritas, se desarrollará un poco más algún elemento característico:

SWITCHING.

- i. Envío de nuevas condiciones o solicitudes de alta a la distribuidora
- ii. Al día siguiente: revisión de situación, aceptación o no de los cambios y plazos para sus ejecuciones
- iii. Gestión de respuestas, información a usuarios y actualización en el sistema

Tareas realizadas con el software propio, archivos xml y portal distribuidora.

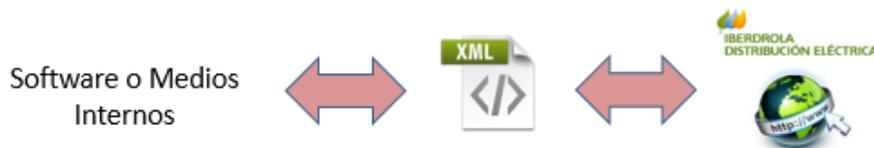


Ilustración 17 Relación con distribuidora

Para realizar un contrato nuevo, la compañía comercializadora deberá tramitar dos contratos:

- i. Contrato entre el usuario y la comercializadora
- ii. Contrato entre el usuario y la compañía distribuidora por el uso de la red. Acceso de Tercero a Redes o ATR.

El flujoograma de actividad de un procedimiento de cambio de comercializador, puede verse en el diagrama siguiente:

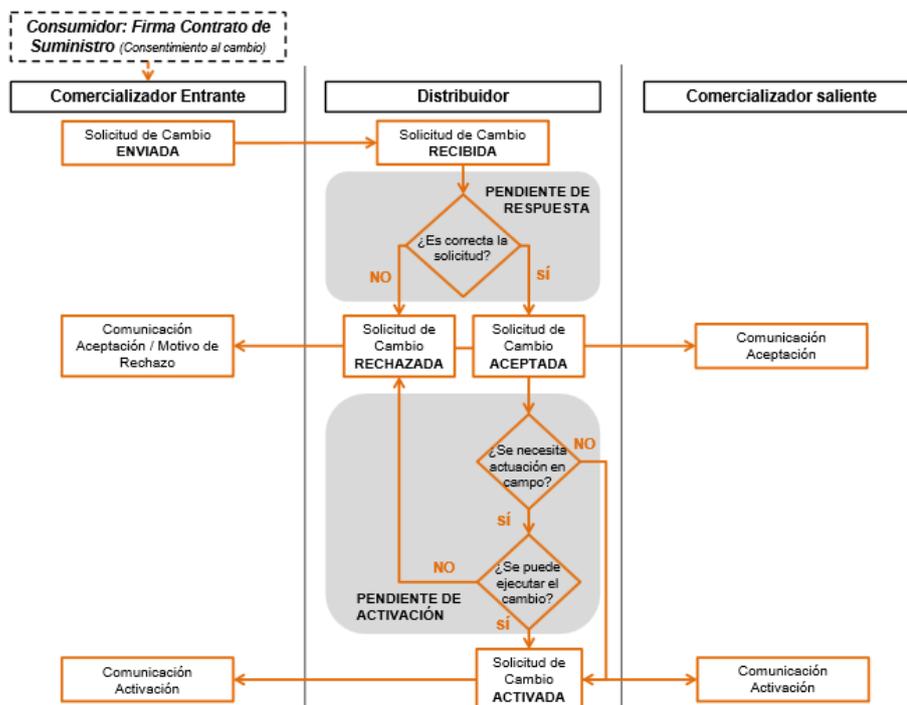


Ilustración 18 Procedimiento de cambio de comercializador (Fuente: CNMC)

LECTURA DISTRIBUIDORA. Actualmente existen dos modos de interactuar con las lecturas de los usuarios con la distribuidora.

- A. CONVENCIONAL. Es una relación con un flujo de información similar al mostrado en la ilustración anterior, los XML en este caso contienen la información de lecturas de los usuarios gestionados por esa compañía.
- B. NUEVOS CONTADORES TELEMEDIDA. Para los usuarios que ya tienen implantados los nuevos contadores con telemetria y activa su lectura por horas, es posible descargar esta información mediante conexión ftp con la distribuidora. La mayoría ya están implantados y será el 100 % antes de diciembre de 2018.

FACTURA A CLIENTES. A partir de las lecturas descritas en el punto anterior y en los periodos definidos, se realizan las facturas a los usuarios finales. Puede realizarse de forma manual o automatizada en el Software definido para la actividad.

FACTURA DISTRIBUIDORA. Se recibe la factura de la misma para liquidar, pero también puede definirse a partir de la información anterior para prever los pagos a la misma.

3.2. SISTEMA ELÉCTRICO

En la relación con el Sistema Eléctrico son varios los agentes con los que interactuar.

3.2.1. OMIE – OMIP – OMEL

Dentro del Mercado Eléctrico, son dos los tipos de compras que pueden realizarse:

- Compra diaria en el mercado spot. Gestionado por OMIE
- Compra de futuros. Gestionado por OMIP
- O una combinación de ambas, que será lo más habitual

Para poder acceder tanto a los mercados como a los sistemas informáticos de REE, deben haberse completado todos los trámites de alta (descritos en puntos de definición comercializadora) y superar determinadas pruebas técnicas.

Es requerimiento indispensable para poder operar en estos **mercados** depositar las garantías monetarias exigidas.

Actividad	Periodicidad – Tiempos	Medio
Previsión Consumo (1)	Diaria	Medios o Software propio
Compra - aprovisionamiento (1)	Diaria	Medios o Software propio
Verificación liquidaciones definitivas	Anual	Medios o Software propio
Pago Energía Adquirida (2)	15 días	Comunicación factura
Pago Operador del Sistema (REE)	Mensual	Comunicación factura
Estadísticas - REMIT		Mail, portal OMIE

Tabla 9 Actividades a realizar con el Mercado Eléctrico

- (1) Aunque se recomienda un seguimiento de las mismas de forma diaria, esta labor, para suministros predecibles como los del ayuntamiento puede protocolizarse en periodos de tiempo más amplios.
- (2) El pago de la energía adquirida en OMIE está compuesto por diferentes elementos: mercado diario, mercado intradiario, restricciones, procesos de Operación del Sistema, Pagos por Capacidad...

PREVISIÓN DE CONSUMO. Esta es una fase crucial para una adecuada compra de energía en el ME. En función de los históricos de consumo de los usuarios, debe hacerse una previsión de demanda de energía horaria para los días futuros. Esta previsión, para unos consumos tan previsibles como los del ayuntamiento, puede realizarse a varios días vista; es decir, puede

definirse una previsión de consumo para una semana, 2 o incluso un mes para gran parte de los consumos.

COMPRA DE ENERGÍA. Diariamente hay que hacer la compra en el ME. Dependiendo de la estrategia de compra podrá realizarse en el Mercado Diario únicamente, o participando también en los Mercados Intradiarios. Pueden existir estrategias muy agresivas de compra, buscando reducir el precio del kWh adquirido todo lo posible; o pueden ser estrategias más conservadoras tratando de asegurar la compra de energía necesaria en el mercado.

Para el ayuntamiento se considera más interesante tener una estrategia más conservadora en la que asegurar la compra a un precio competitivo. Con esta visión, no será necesario participar día a día en el ME, sino que podrán programarse las ofertas de compra y que los medios informáticos definidos hagan la compra de forma automatizada.

Compra a futuros. Esta es una modalidad financiera de adquisición de energía, en la que asegurar ciertos volúmenes de energía a precios determinados meses o incluso años antes de ser generada y consumida. Puede ser interesante participar de esos mercados, pero inicialmente para el formato que se está estudiando para el ayuntamiento no se considera, para ninguna de las modalidades.

En este punto de compra de energía, sólo se ha tenido en cuenta la compra en los mercados diarios y de futuros de forma convencional; pero existe también la posibilidad de realizarla por medio de contratos bilaterales entre productores de electricidad y la comercializadora. Opción que se explorará en otro punto.

La **compra de energía** en el mercado, es una actividad muy especial y requiere tanto de recursos como conocimientos del mismo. Por ello se explorarán en puntos posteriores alternativas a la compra directa como puede ser el **contrato bilateral con otra comercializadora o Sujeto del Mercado.**

ESTADÍSTICAS REMIT.

En cumplimiento del Reglamento (UE) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (en adelante "REMIT"), los participantes en dichos mercados deberán facilitar a la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (en adelante "ACER"), periódicamente, datos de los contratos mayoristas de la energía, tanto de suministro de electricidad y gas natural, como de transporte de dichos productos.

OMI-Polo Español S.A. (OMIE) como entidad responsable de gestionar el mercado diario e intradiario de electricidad en el Mercado Ibérico prestará el servicio de comunicación en virtud del citado Reglamento de la UE como Registered Reporting Mechanisms (RRM) de ACER.

La solicitud de servicio de reporte debe realizarse a través de la [web](#) de agentes (Datos Agentes/REMIT/Servicio de Reporte).

3.2.2. RED ELÉCTRICA ESPAÑA

Como se ha descrito, REE es la responsable de supervisar el consumo y la producción real en todo momento y ajustarlo; dando para ello órdenes de arranque y paro a determinadas centrales de producción, incluso consumidores (interrumpibilidad). Este proceso de corrección de desviaciones tiene un sobrecoste; que será repartido a proporción de la desviación que cada comercializador haya tenido respecto su previsión inicial.

Este cálculo, se realiza por etapas a medida que REE va recibiendo los datos de las distribuidoras. Este proceso puede llegar a tardar 9 meses para ser completado. La comercializadora deberá hacer previsiones económicas para poder hacer frente a estas posibles facturas.

Además de los conceptos de peajes cobrados por la distribuidora, a REE se deben pagar los Servicios del Operador del Sistema, según la [Orden IET/843/2012](#).

SISTEMA DE MEDIDAS ELÉCTRICAS. REE es la responsable de mantener el Sistema de Medidas Eléctricas ([SIMEL](#)), en el que puede encontrarse información del SiE.

DESCRIPCIÓN PERIODOS ACTIVIDADES SISTEMA ELÉCTRICO.

Se ha descrito el día a día de la actividad y se ha hablado de archivos XML de forma genérica para interactuar con diferentes agentes.

La recepción de información (lecturas distribuidora, REE....) consta de varias etapas diferentes, y no se consideran datos oficiales hasta pasadas varias semanas, incluso meses en algunas de ellas. No se ha tenido en cuenta el efecto de estos decalajes temporales en el desarrollo de este estudio, dado que la complejidad de los mismos escapa del alcance definido. Pero deberán tenerse en cuenta en el día a día de actividad.

Esta información y las características específicas de los archivos XML, denominaciones...pueden encontrarse en los portales web de REE y CNMC.

3.2.3. COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC)

Actividad	Periodicidad - Tiempos	Medio
Certificados de Garantía	Anual	Web CNMC
Cambio de Comercializador	Según Estadística	Web CNMC

Tabla 10 Actividades a realizar con CNMC

ESTADÍSTICAS – [Oficina de Cambio de Comercializador CNMC](#).

- Switching. Información mensual con estadísticas.
- FNEE. Para definir las aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, deben enviarse datos de contratos, energía gestionada... una vez al año.

CERTIFICADOS DE GARANTÍA

Este punto será necesario en el caso de que la comercializadora desee participar del [Sistema de Garantías de Origen de la Energía Eléctrica](#). Este sistema es el que permite certificar la energía proveniente de fuentes renovables, por lo que se considera que el ayuntamiento tiene intención de participar en él.

Para conseguir una calificación A (100% renovable), la comercializadora debe disponer de tantos Certificados de Garantía al menos, como la energía que ha vendido (elevada a barras de central) en el ejercicio anterior. Elevada a Barras de Central quiere decir que deben considerarse las pérdidas de energía eléctrica asociadas a todos los usuarios por el SiE.

Es decir, se trata de un sistema que, de manera absoluta (volumen total), certifica que toda la energía vendida por una comercializadora ha sido generada con unas determinadas tecnologías.

3.3. ADMINISTRACIÓN

Del mismo modo que cualquier otra empresa se han de cumplir todas las obligaciones con las administraciones públicas. Además de estos, existen otros requisitos que harán importante la decisión a la hora de seleccionar el software.

Actividad	Periodicidad - Tiempos	Medio
Pago Impuesto Municipal	Mensual	Facturas
Pago IVA	Trimestral	Portal Web Agencia Tributaria
Pago IEE	Trimestral	Portal Web Agencia Tributaria
Aportación FNEE	Anual	CNMC

Tabla 11 Actividades a realizar con Administración

Con la **Agencia Tributaria**, además del IEE (Impuestos Especial de la Electricidad), que funciona similar al IVA, debe realizarse una **Declaración Anual de consumo de energía eléctrica**.

3.4. USUARIOS

Actividad	Periodicidad - Tiempos	Medio
Atención a clientes (1)	Según demanda	Teléfono, mail, oficina virtual...
Facturación (2)	Mensual - Bimensual	Carta o mail
Consultas (Generales y concretas)	Según demanda	Teléfono, mail, oficina virtual...
Gestión Impagados	Según demanda	Teléfono, mail, ...
Definición precio Tarifas	A definir por la compañía	

Tabla 12 Actividades a realizar con clientes

- (1) En el caso del ayuntamiento y los suministros municipales, esta tarea será prácticamente nula, no así si decide darse el paso a ofrecer suministro a otros usuarios.
- (2) Creación, verificación y envío de facturas a los clientes.

FACTURACIÓN AL CLIENTE O USUARIO FINAL

La comercializadora facturará al cliente la energía y potencia consumidas en base a las medidas aportadas por la compañía distribuidora correspondiente. En caso de posibles discrepancias en la lectura, la comercializadora reclamará a la distribuidora para que realice la correspondiente revisión.

Se muestra a continuación un esquema simplificado de la actividad de comercialización:



Ilustración 19 Esquema simplificado comercialización. Particularizado para Vitoria-Gasteiz

3.5. OTRAS ACTIVIDADES

Se describen a continuación otras actividades a realizar por parte de una comercializadora, estas podrán variar dependiendo del formato jurídico y administrativo de la compañía. Las actividades descritas pueden agruparse en dos grupos: fijas y variables.

Actividades fijas. Son actividades que se realizan de igual modo sea cual sea el volumen de clientes, energía comercializada...

Actividades variables. Dependen del número de contratos activos y de la variación en el número de contratos (nuevas altas y bajas).

Actividad	Periodicidad – Tiempos	Medio
Comunicación Otras Entidades	Según demanda	Teléfono, mail, presencial...
Comunicación Interna (1)	Semanal	Presencial
Comunicación Externa (2)	continua	Varios
Organización Consejos Administración (3)	2 / año	Ofimática
Asistencia a Consejos de Administración	2 / año	Presencial
Optimización y asesoramiento condiciones contratación (4)	Según demanda	Teléfono, mail, presencial...
Contabilidad movimientos bancarios	Según demanda	Online y/o presencial
Gestión facturas proveedores	Según demanda	Online y/o presencial
Contabilidad general	Según demanda	Online y/o presencial
Gestión Fiscal / Financiera	Según demanda	Online y/o presencial
Gestión labroal/RRHH	Según demanda	Online y/o presencial

Tabla 13 Actividades a realizar en organización interna

- (1) Aquí se engloba desde las reuniones semanales de seguimiento de actividad, a la relación interpersonal del equipo.
- (2) Comunicación hacía el exterior de la actividad de la compañía: noticias web/blog, redes sociales, medios de comunicación (diarios, revistas, televisiones....)
- (3) Actividad que realizaría un CM Ccomo empresa pública, estará supeditada a los objetivos y planteamientos que se realicen desde el ayuntamiento. Por lo tanto deberán organizarse consejos de administración en que se definan objetivos y estrategias para alcanzarlos, definición de indicadores para medir el desarrollo de la actividad y seguimiento de los mismos (indicadores sociales, laborales, de actividad, económicos, ambientales...)

- (4) Ayuda a clientes. En el caso de la CM como empresa pública, se considera importante que sea esta la responsable de seguir y optimizar las condiciones de contratación de los diferentes suministros del ayuntamiento (término de potencia, tarifa...). En el caso del CDM, también deberán hacerse estas tareas para optimizar la contratación de la componente ATR.

Las actividades que dependen del número de contratos (**VARIABLES**) serán: atención a usuarios, switching, modificación de condiciones contractuales y **facturación** fundamentalmente. Recordar que estas tareas van unidas a otras subtareas necesarias para completar cada acción.

3.6. ASPECTOS ECONÓMICOS COMERCIALIZACIÓN

La actividad de comercialización es muy intensiva en capital, el coste de la financiación es quizá, el elemento más importante a tener en cuenta. Es crítico tener asegurada la liquidez necesaria para hacer frente puntualmente a los pagos, más teniendo en cuenta que el cobro a los clientes puede tardar más de lo previsto, incluso tener casos de impagados.

En la etapa de contratación de suministros municipales, este no debería ser un problema para un ayuntamiento como Vitoria-Gasteiz; pero si hay que tenerlo muy en cuenta si se valora la apertura de la actividad a otros usuarios.

3.6.1. GASTOS

Se han descrito a lo largo de este punto 4 las actividades de comercialización, donde se han incluido los diferentes conceptos a pagar a cada agente. Se concretan y destacan en este punto los gastos e ingresos más importantes, que se tendrán en cuenta para el análisis de **viabilidad económica**.

- **Compra de energía.** Incluye diferentes aspectos. El más importante es el mercado diario o de futuros (OMIE, OMIP). En el mercado de futuros puede operarse de manera especulativa (similar a operar en bolsa).
- **Peajes por el uso de la red de distribución.** Costes regulados íntegramente por el ministerio, su facturación es realizada por el distribuidor.
- **Costes desviaciones energía prevista – consumida.** La facturación se realiza al paso de varios meses, por lo que es necesario monitorizar los consumos reales y hacer provisiones de fondos. Puede representar entre un 2 – 10 % del coste final de la energía. En empresas con políticas de precio agresivas, realizar una buena previsión de compra puede definir la viabilidad de la actividad.
- **Pagos por capacidad y Operador del Sistema (OS).** Son calculados por REE y tienen un coste que depende del volumen y regulado en diversas leyes. Puede representar un 5% del coste de la energía.

- **Coste financiación y avales.** En caso de no disponer de recursos propios, estos avales pueden ser obtenidos a través de diferentes entidades bancarias con el consecuente coste.
- **Sistemas Informáticos.** Es un punto crítico para la realización de una correcta gestión.
- **Local, infraestructuras, suministros...**
- ...

Las facturas a abonar a las entidades que gestionan el mercado eléctrico y a las distribuidoras han de ser resueltas escrupulosamente. Su incumplimiento comporta sanciones inmediatas que pueden ser muy importantes, con penalizaciones económicas para la comercializadoras, posibilidad de cortes en el suministro a los consumidores y finalmente la expulsión del mercado.

3.6.2. INGRESOS

- **Tarifa de venta de energía.** El comercializador puede fijar un precio fijo o variable con el que cubrir los costes de la compra de energía, los peajes, sus costes de explotación y un margen de beneficio por la actividad.
 - Para suministros con lectura de consumo horaria es posible ofrecer un precio variable en función de la evolución y resultados del mercado OMIE. Esa opción es más compleja de gestionar, pero resulta muy interesante para grandes consumidores.
- **Tarifa de potencia Contratada.** También es posible aplicar un margen respecto lo que la distribuidora cobrará por conceptos regulados. Poco habitual desde el aumento de peajes por término de potencia en 2013.

3.6.3. EL MARGEN DE BENEFICIO

El margen bruto para una comercializadoras tradicional (siempre dependiendo del tipo de cliente y la oferta negociadora) oscila entre el 2 y el 7% del importe de la facturación. Los beneficios netos son muy bajos, algunas estimaciones los sitúan entre 1 y 3% de beneficio respecto de la facturación.

En esta línea, únicamente los grupos empresariales con presencia en las actividades de producción y/o distribución, acceso a gran capacidad de financiación barata, ven interesante tener presencia en la comercialización. Existe la percepción de que la comercialización no es un negocio viable por sí mismo, sino un complemento a una actividad que ya se está realizando en el sector.

Esta visión está cambiando en los últimos años, y con estos márgenes tan reducidos están apareciendo pequeñas comercializadoras que con unos costes muy ajustados y diferentes estrategias de búsqueda de clientes están asentando su actividad y posición en el mercado.

4. SITUACIÓN DE PARTIDA. COMPAÑÍA COMERCIALIZADORA.

Se describe en este punto la demanda actual de energía eléctrica del Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz (AVG) y su adquisición. Para ello se han tomado varias referencias de información:

- Pliego y adjudicación Edificios Públicos (E). Contrato de Suministro de Energía Eléctrica a Distintos edificios del AVG. Expte. 2015/CONSEPE0100. Adjudicación septiembre 2016.
 - Adjudicatario Lote 1: Iberdrola Clientes, SAU
 - Adjudicatario Lote 2: Endesa Energía, SAU
- Pliego y adjudicación Espacio Público (P). Contrato de Suministro de Energía Eléctrica Alumbrado y otros usos en el Espacio Público de que es titular el AVG. Expte. 2015/CONSEPE0101. Adjudicación septiembre 2016.
 - Adjudicatario: Endesa Energía, SAU
- Resultados Diagnóstico energético realizado por ECOOO Local, trabajo finalizado y presentado en Mayo de 2017. Datos de referencia 2015.

Tal y como están descritos los bloques anteriores, se ha realizado el análisis de la situación de partida:

- Espacio público (P). En el que se considera el consumo de:
 - Alumbrado Público (AL)
 - Riegos y jardines (RJ)
 - Fuentes (FT)
 - Bombas (BM)
 - Escaleras mecánicas (EM)
 - Eventuales (EV)
 - Semáforos (SF)
 - Otros (OT)
- Edificios municipales (E). En el que se considera el consumo de:
 - Centros cívicos (CC)
 - Deportivos (DP)
 - Educativo (ED)
 - Administración (AD)
 - Sociales (SF)
 - Culturales (CU)
 - Infraestructuras (IF)
 - Asistenciales (AS)

Se caracterizará el consumo de energía en estos dos grupos según las tarifas demandadas.

4.1. DEMANDA DE ENERGÍA Y TARIFAS

Según las tarifas eléctricas contratadas, se cuenta con la siguiente cantidad de contratos (CUPS):

Tarifa	Número de contratos
2.0 A	40
2.0 DHA	148
2.1 A	26
2.1 DHA	74
3.0 A	541
3.1 A	14
6.1 A	4
6.1 B	3
TOTAL	850

Tabla 14 Contratos y tarifas AVG

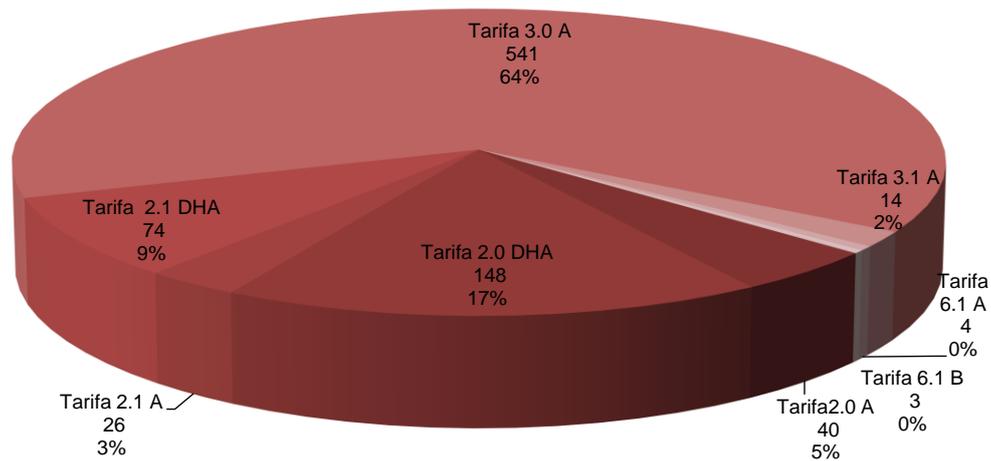


Ilustración 20 Contratos y tarifas AVG

La distribución del consumo energético de estas tarifas y su discriminación según los periodos es la siguiente:

Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	TOTAL
2.0 A	47.620						47.620	0,1%
2.0 DHA	75.531	278.986					354.517	0,6%
2.1 A	72.877						72.877	0,1%
2.1 DHA	1.020.066	1.738.798					2.758.863	4,8%
3.0 A	7.421.937	14.772.696	18.723.488				40.918.120	71,6%
3.1 A	1.105.681	1.998.585	1.702.430				4.806.696	8,4%
6.1 A	562.238	653.347	384.317	583.835	472.397	3.271.669	5.927.803	10,4%
6.1 B	256.936	244.242	162.574	240.856	199.939	1.143.588	2.248.135	3,9%
TOTAL	10.562.887	19.686.653	20.972.808	824.690	672.337	4.415.258	57.134.633	100%

Tabla 15 Consumo energía según tarifas AVG (Unidades: kWh)

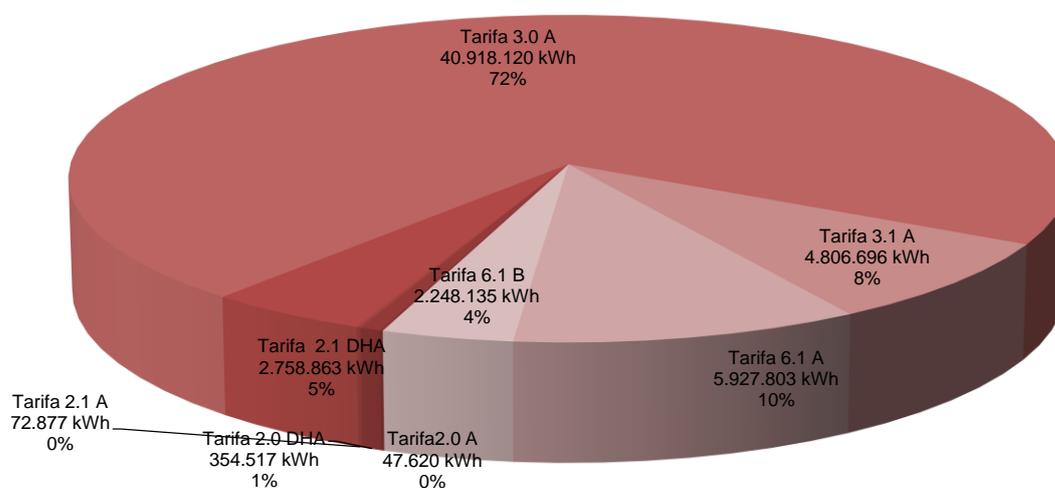


Ilustración 21 Consumo energía según tarifas AVG

Se cuenta con contratos en todas las tarifas existentes en el sector eléctrico hasta la 6.1B y con excepción de las denominadas tarifas supervalle (2.0 y 2.1 DHAS). Algunas características y conclusiones que pueden extraerse de este primer análisis:

- Tarifas 2.0 contratadas bajo la modalidad regulada PVPC.
- El resto de tarifas en el mercado libre y bajo las condiciones de los pliegos citados.
- El 23% de la energía total se consume en 21 contratos de Alta Tensión (Tarifas 3.1A, 6.1A y 6.1B)

Se separarán a continuación los dos grupos definidos:

Uso	Número de contratos
Espacio Público (P)	592
Edificios (E)	258
TOTAL	850

Tabla 16 Contratos y tarifas AVG

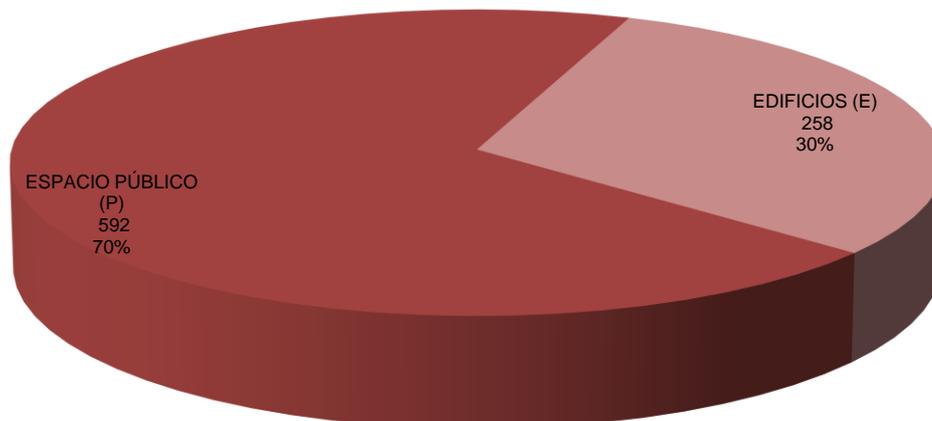


Ilustración 22 Contratos y tarifas AVG

La distribución del consumo energético de estas tarifas y su discriminación según los periodos es la siguiente:

Tarifa	TOTAL
Espacio Público (P)	30.517.054 kWh
Edificios (E)	26.617.578 kWh
TOTAL	57.134.632 kWh

Tabla 17 Consumo energía según tarifas AVG

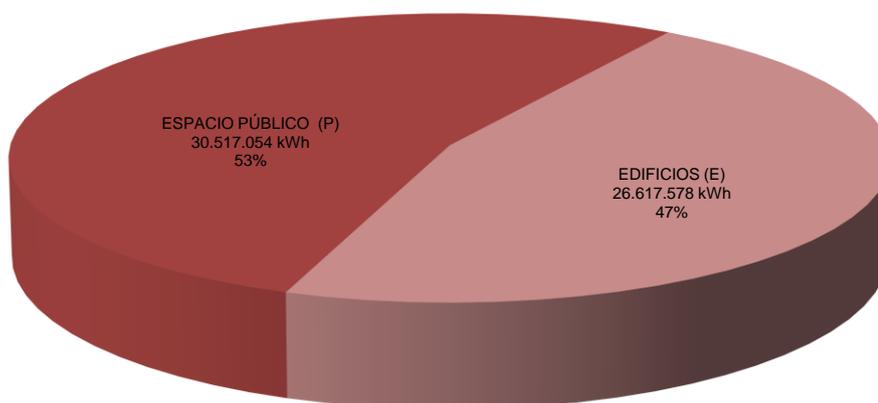


Ilustración 23 Consumo energía según tarifas AVG

Desde el punto de vista de número de contratos, son muchos más los de Espacio público, pero no es tanta la diferencia en volumen total de energía consumido, debido a que el consumo por punto de suministro es mayor en los contratos de Edificios.

Para caracterizar de la forma más precisa posible la demanda según tarifas y periodos de tarificación, se describen a continuación cada uno de estos grupos de consumo:

4.1.1. ESPACIO PÚBLICO (P)

Este tiene en consideración los usos ya descritos:

Según las tarifas eléctricas contratadas, se cuenta con la siguiente cantidad de contratos (CUPS):

Tarifa	Número de contratos
2.0 A	27
2.0 DHA	147
2.1 A	7
2.1 DHA	73
3.0 A	336
3.1 A	2
6.1A	-
TOTAL	592

Tabla 18 Contratos y tarifas espacio público

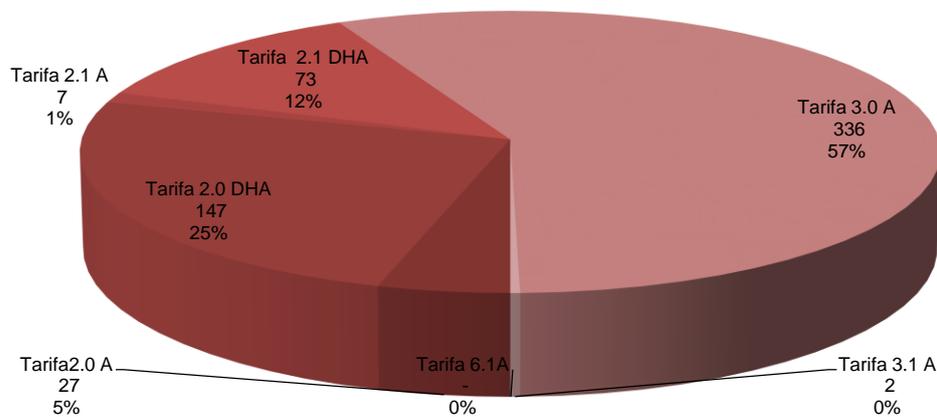


Ilustración 24 Contratos y tarifas espacio público

La distribución del consumo energético de estas tarifas y su discriminación según los periodos es la siguiente:

Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	TOTAL
2.0 A	12.827						12.827	0,0%
2.0 DHA	75.348	278.673					354.020	1,2%
2.1 A	65.894						65.894	0,2%
2.1 DHA	1.019.586	1.738.798					2.758.384	9,0%
3.0 A	4.464.806	6.766.330	15.896.891				27.128.027	88,9%
3.1 A	26.014	48.654	123.235				197.902	0,6%
TOTAL	5.664.474	8.832.454	16.020.126	-	-	-	30.517.054	100%

Tabla 19 Consumo energía según tarifas espacio público (Unidades: kWh)

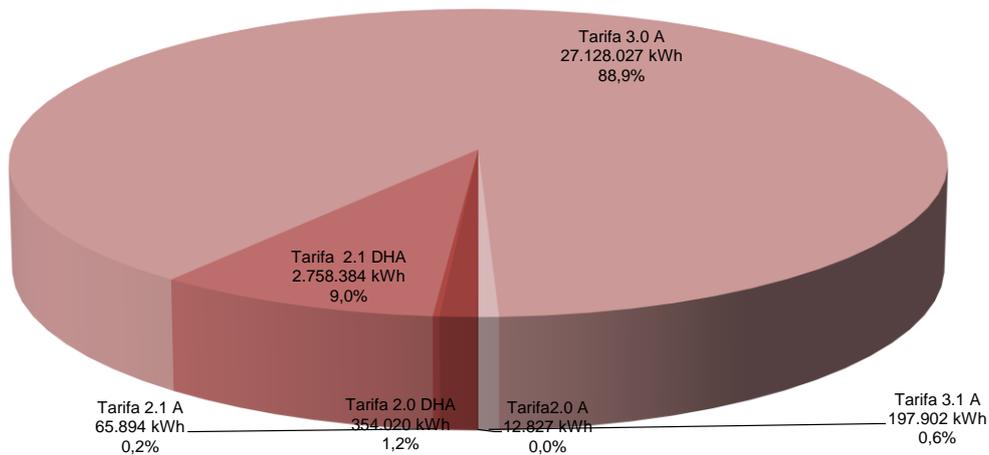


Ilustración 25 Consumo energía según tarifas espacio público

4.1.2. EDIFICIOS MUNICIPALES (E)

La distribución en este caso, según tarifas es la siguiente:

Tarifa	Número de contratos
2.0 A	13
2.0 DHA	1
2.1 A	19
2.1 DHA	1
3.0 A	205
3.1 A	12
6.1 A	4
6.1 B	3
TOTAL	258

Tabla 20 Contratos y tarifas edificios

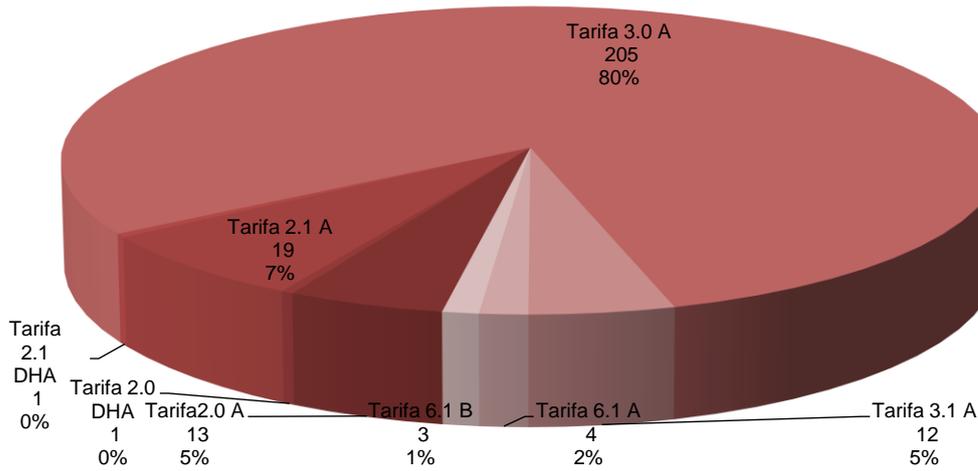


Ilustración 26 Contratos y tarifas Edificios

La distribución del consumo energético de estas tarifas y su discriminación según los periodos:

Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	TOTAL
2.0 A	34.793						34.793	0,1%
2.0 DHA	183	313					497	0,0%
2.1 A	6.984						6.984	0,0%
2.1 DHA	480						480	0,0%
3.0 A	2.957.131	8.006.366	2.826.597				13.790.094	51,8%
3.1 A	1.079.668	1.949.931	1.579.195				4.608.794	17,3%
6.1 A	562.238	653.347	384.317	583.835	472.397	3.271.669	5.927.803	22,3%
6.1 B	256.936	244.242	162.574	240.856	199.939	1.143.588	2.248.135	8,4%
TOTAL	4.898.412	10.854.199	4.952.683	824.690	672.337	4.415.258	26.617.578	100%

Tabla 21 Consumo energía según tarifas Edificios (Unidades: kWh)

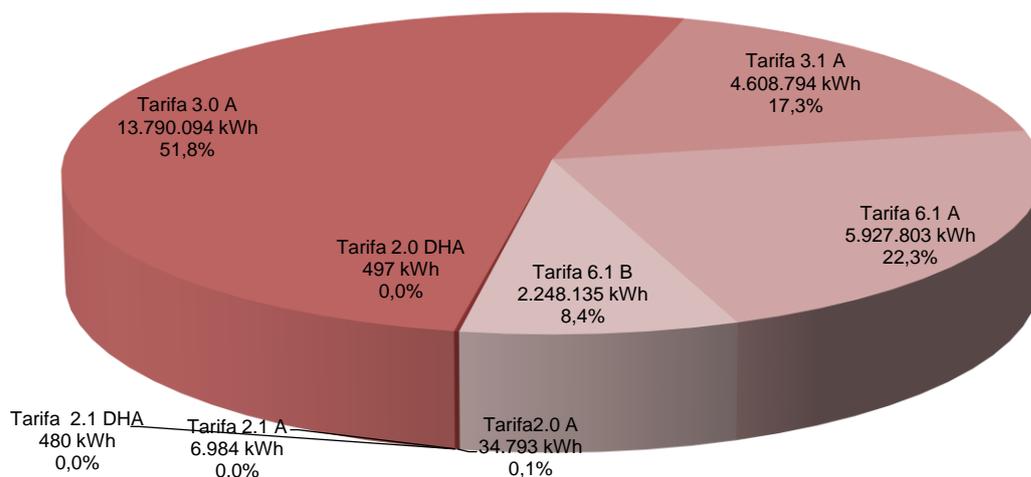


Ilustración 27 Consumo energía según tarifas edificios

Tras analizar los diferentes puntos de suministro (CUP), el consumo medio por cada uno de ellos es el siguiente:

- Espacio Público: 51.549 kWh/CUP
- Edificios: 103.169 kWh/CUP

Destacan sobre ellos los contratos en Alta Tensión con los que cuenta el Ayuntamiento con los siguientes valores:

- Espacio Público (P). Media Tarifa 3.1A: 98.951 kWh/CUP
- Edificios (E).
 - Tarifa 3.1A. Media de 384.066 kWh/CUP
 - Tarifa 6.1A. Media de 1.481.951 kWh/CUP
 - Tarifa 6.1B. Media de 749.378 kWh/CUP

Dada la importancia de estos puntos, se han identificado los mismos:

Grupo	Suministro	Tarifa	CUP	P. Contratada
P	Avd. Los Huetos D-028	3.1 A	ES0021000000163469WM	55 kW
P	Avenida Zadorra D-070	3.1 A	ES0021000000147026TF	13,2 kW
E	Campo Fútbol Olaranbe	3.1 A	ES0021000000053148NS	170 kW
E	Cementerio El Salvador (Crematorio)	3.1 A	ES0021000000053488GX	63 kW
E	CC Lakua 03	3.1 A	ES0021000000154796QA	250 kW
E	Frontones Mendizorroza	3.1 A	ES0021000000056077WT	200 kW
E	Oficinas San Prudencio	3.1 A	ES0021000000137745XH	170 kW
E	Plaza de Toros	3.1 A	ES0021000013122928WE	350 kW
E	Polideportivo San Andres	3.1 A	ES0021000013093817WY	130 kW
E	Residencia San Prudencio	3.1 A	ES0021000000087416FJ	220 kW
E	Palacio Congresos Europa	3.1 A	ES0021000019857835NT	300 kW
E	CC Salburua	3.1 A	ES0021000019956763NM	350 kW
E	Reina Sofia	3.1 A	ES0021000012596453CV	350 kW
E	Rio Inglares	3.1 A	ES0021000011519896HK	262 kW
E	IF de los Derechos Humanos	3.1 A	ES0021000013680492WC	360 kW
E	CEP Mariturri	3.1 A	ES0021000021096290ZC	160 kW
E	Campo de Fútbol Mendizorroza	6.1 A	ES0021000000056075RK	500 kW
E	Piscinas Gamarra	6.1 A	ES0021000000150301GQ	P1 – P5: 280 kW P6: 515 kW
E	Piscinas Mendizorroza - Complementario	6.1 A	ES0021000016511303PZ	550 kW
E	Portal de Arriaga	6.1 A	ES0021000010670545MZ	480 kW
E	CC Ibaiondo	6.1 B	ES0021000013353183DR	P1 – P5: 280 kW P6: 451 kW

Grupo	Suministro	Tarifa	CUP	P. Contratada
E	Nadine Gordimer	6.1 B	ES0021000019193828FA	451 kW
E	Portal de Elorriaga	6.1 B	ES0021000012295787NF	470 kW
E	Oficinas San Martín	6.1 B	ES0021000017432782YK	451 kW

Tabla 22 Suministros en Alta Tensión

Algunos comentarios sobre los puntos de suministro descritos:

- Los dos puntos de Espacio Público descritos tienen una demanda sustancialmente diferente. Siendo el punto D-028 el que consume casi toda la energía marcada en las tarifas 3.1A de Espacio Público.
- Algunos de esos puntos de suministro tienen consumos que no son continuos, sino que dependen de sus usos, eventos, festividades...
- Tarifas 3.1A. Existen 2 puntos de suministro no identificados en las licitaciones; esto puede deberse a altas y bajas en los últimos años no contempladas en todos los documentos por igual. Decalaje temporal.
- Tarifas 6.1B. De igual modo que con el anterior, hay una variación de un punto de suministro.

Una vez caracterizada la demanda de energía eléctrica según tarifas y periodos de facturación, será necesario conocer los costes actuales de esta energía y su método de facturación. Actualmente se realiza por medio de la **contratación de una compañía comercializadora**.

Todos los puntos son contratados con esta modalidad, a excepción de los puntos de Alta Tensión marcados en negrita y algunos puntos más, en los que en el comienzo de año 2018 se ha propuesto una contratación de garantía total que incluye tanto el suministro energético como el mantenimiento o implantación de medidas de ahorro energético.

4.2. CONTRATACIÓN MEDIANTE COMPAÑÍA COMERCIALIZADORA

La facturación de energía eléctrica está compuesta por varios elementos:

- **Potencia.** Dependerá del tipo de factura contratada se facturará de un modo u otro. Actualmente, el modo de facturación más eficiente y que casi todas las compañías comercializadoras aplican es ceñirse a las exigencias del RD1164/2001.
- **Energía Activa.** Su facturación depende del volumen de energía consumido (kWh) y el precio aplicado (€/kWh). Este precio se compone de dos componentes principales:
 - o **Componente Regulada.** Peajes o ATR (Acceso de Terceros a Redes). Estos costes son fijados por el Estado y dependen de la tarifa contratada y el periodo de facturación en el que se ha consumido la energía.
 - o **Componente de Mercado.** Esta es la componente que puede ser negociada con la compañía comercializadora y en la que se incluyen tanto los conceptos fijados bajo criterios de mercado como los márgenes de la compañía por su actividad.
- **Energía Reactiva.** Penalización debida al consumo de esta energía que no aporta trabajo real al punto de suministro. Esta es calculada según marca el Estado para cada tarifa y periodo de facturación.
- **Alquiler de contadores.** Si no se cuenta con equipos de medida en propiedad, deberá pagarse a la compañía distribuidora por el alquiler de estos. Costes regulados por el estado.
- **Impuestos.** Se pagan dos tipos de impuestos en las facturas eléctricas:
 - o **IEE.** Impuesto Especial Eléctrico. Un 5,11269% de la energía activa, potencia y penalizaciones pagado.
 - o **IVA.** Al igual que otros productos, se paga un 21% de todos los conceptos anteriores facturados, incluso el IEE.

El cambio en el modo de contratación de la energía eléctrica que va a estudiarse en este informe únicamente afectará a la facturación de la Energía Activa; por lo que el resto de conceptos no serán tenidos en cuenta salvo el porcentaje de IEE e IVA correspondiente a esta energía que si será tenido en cuenta de manera proporcional a los ahorros o sobrecostes de los diferentes casos de estudio.

Se recogen unas recomendaciones para optimizar los costes de los conceptos no tenidos en cuenta:

- **Potencia.** Su coste debe ajustarse al peaje marcado por el estado¹³. Es importante ajustar el nivel de potencia contratada al de potencia demandada para reducir todo lo posible las penalizaciones debidas a esta discrepancia. Dependerá de cada tarifa contratada y el perfil de funcionamiento del punto de suministro.

¹³ En la actualidad costes vigentes según la Actualmente IET/2735/2015, de 17 de diciembre

- **Energía Reactiva.** Si existe esta penalización deberá analizarse la implantación de baterías de condensadores o el equipamiento consumidor de energía para evitarla.
- **Alquiler de contadores.** Puede valorarse la adquisición de contadores de energía eléctrica en propiedad. Cada usuario puede ser propietario de sus equipos de medida, evitando con ello pagar el alquiler de los mismos permanentemente y teniendo acceso a la información de los mismos en tiempo real. Dependerá de los objetivos de Gestión Energética del consistorio dar este paso o no.

Todos los elementos regulados que componen el coste de la factura eléctrica: precios de peajes (ATR), componente regulada de energía y potencia se encuentran bien ajustados en los pliegos desarrollados por los técnicos del AVG.

Con la licitación pública se trata de conseguir los precios de la componente de mercado (adquisición energía en el mercado, margen de operación comercializadora, precio asegurado para al menos 12 meses) más bajos posibles además de la certificación 100% renovable de esta energía eléctrica.

Se diferencian dos tipos de contratación:

- **Tarifas Reguladas.** 2.0A y 2.0DHA con modalidad de Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC)
- **Tarifas en el Mercado Libre.** El resto, con dos grupos claramente diferenciados: Espacio Público (P) y Edificios municipales (E).

Se tomará como referencia para este análisis los precios de la adjudicación de septiembre de AyVG de 2016 descritas. En estas licitaciones, se pide a las empresas interesadas presentar sus ofertas con el siguiente contenido para cada uno de los periodos de facturación de cada una de las tarifas con las que cuenta el Ayuntamiento:

- Precio de Energía Sin Tarifa de Peaje de Acceso. (€/kWh). Compuesto por:
 - Precio Adquisición de energía con margen incluido. Precio Libre. (€/kWh)
 - Pagos por Capacidad. (€/kWh)
 - Coste Operador de Mercado. (€/kWh)
 - Coste Operador del Sistema (€/kWh).
 - Pérdidas (%).
 - Coste Interrumpibilidad. (€/kWh)
- Tarifa de Peaje de Acceso. (€/kWh). Definido en BOE.

Para las tarifas no reguladas (no PVPC) está esta es la tabla que han tenido que completar cada compañía comercializadora para cada Tarifa al presentarse a la licitación de suministro eléctrico del Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz.

La resolución de dichas licitaciones en Septiembre de 2016 ha dado como resultado los precios que se mostrarán a continuación.

4.2.1. TARIFAS REGULADAS PVPC

Estas tarifas sólo pueden ser suministradas por las Comercializadoras de Referencia, en este caso la responsable de la actividad es Iberdrola Comercializadora de Último Recurso, SAU.

Esta tarifa fija su precio de forma variable en función de cómo evolucionan los diferentes conceptos fijados en el mercado eléctrico. En este caso se tomará como referencia los datos siguientes:

Tarifa	P1	P2
2.0 A	0,104413 €/kWh	
2.0 DHA	0,127025 €/kWh	0,052890 €/kWh

Tabla 23 Tarifa energía eléctrica PVPC – Referencia 2016 (€/kWh)

4.2.2. TARIFAS EN EL MERCADO LIBRE

Primero se mostrarán los precios para los contratos de Espacio Público:

Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.1 A	0,138394					
2.1 DHA	0,163041	0,079505				
3.0 A	0,110738	0,093616	0,063437			
3.1 A	0,099721	0,091776	0,066216			

Tabla 24 Tarifa energía eléctrica Sector Libre Espacio Público
Precios Adjudicación septiembre 2016 – Espacio Público (€/kWh)

En el caso de Edificios Municipales:

Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.1 A	0,137196					
2.1 DHA	0,161854	0,078317				
3.0 A	0,109553	0,092431	0,062254			
3.1 A	0,102867	0,089090	0,059297			
6.1 A	0,115101	0,096305	0,090144	0,077391	0,075429	0,057803
6.1 B	0,110514	0,093600	0,087620	0,077938	0,074469	0,058816

Tabla 25 Tarifa energía eléctrica Sector Libre Edificios Municipales
Precios Adjudicación septiembre 2016 – Edificios Municipales (€/kWh)

Dados los perfiles de demanda descritos, el coste de esta energía para el ayuntamiento será el siguiente:

Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	TOTAL
2.0 A	1.339 €						1.339 €	0,1%
2.0 DHA	9.571 €	14.739 €					24.310 €	1,0%
2.1 A	9.119 €						9.119 €	0,4%
2.1 DHA	166.235 €	138.243 €					304.478 €	12,2%
3.0 A	494.424 €	633.435 €	1.008.449 €				2.136.309 €	85,8%
3.1 A	2.594 €	4.465 €	8.160 €				15.220 €	0,6%
TOTAL	683.283 €	790.883 €	1.016.609 €	- €	- €	- €	2.490.775 €	100%

Tabla 26 Coste energía (solo kWh) según tarifas Espacio Público

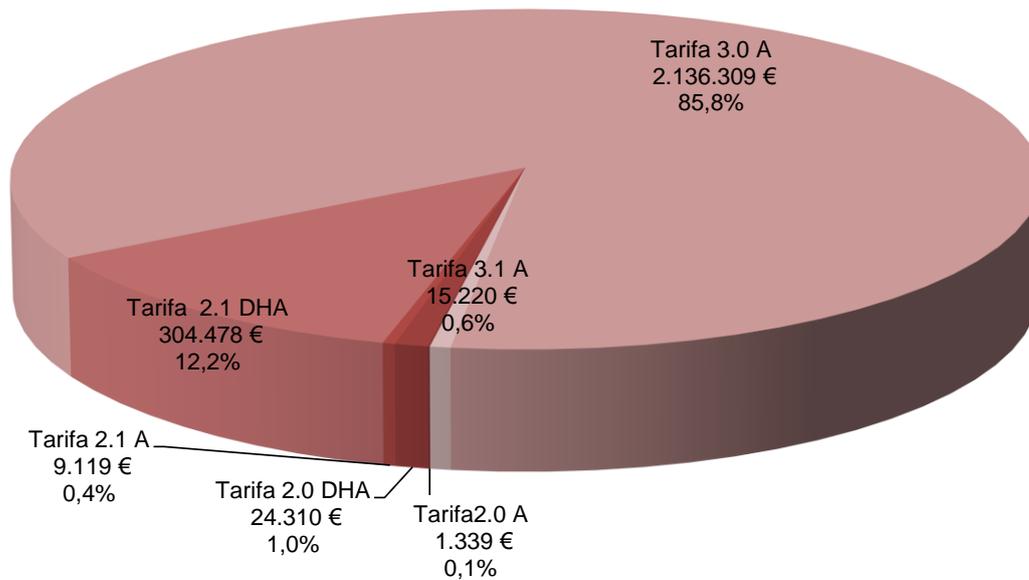


Ilustración 28 Coste energía según tarifas – Espacio Público

En el caso de los contratos englobados en Edificios Municipales:

Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	TOTAL
2.0 A	3.633 €						3.633 €	0,2%
2.0 DHA	23 €	17 €					40 €	0,0%
2.1 A	958 €						958 €	0,0%
2.1 DHA	78 €	0 €					78 €	0,0%
3.0 A	323.963 €	740.036 €	175.967 €				1.239.966 €	55,8%
3.1 A	111.062 €	173.719 €	93.642 €				378.423 €	17,0%
6.1 A	64.714 €	62.921 €	34.644 €	45.184 €	35.632 €	189.112 €	432.207 €	19,5%
6.1 B	28.395 €	22.861 €	14.245 €	18.772 €	14.889 €	67.261 €	166.423 €	7,5%
TOTAL	532.826 €	999.554 €	318.497 €	63.955 €	50.522 €	256.374 €	2.221.728 €	100%

Tabla 27 Coste energía (solo kWh) según tarifas Edificios Municipales

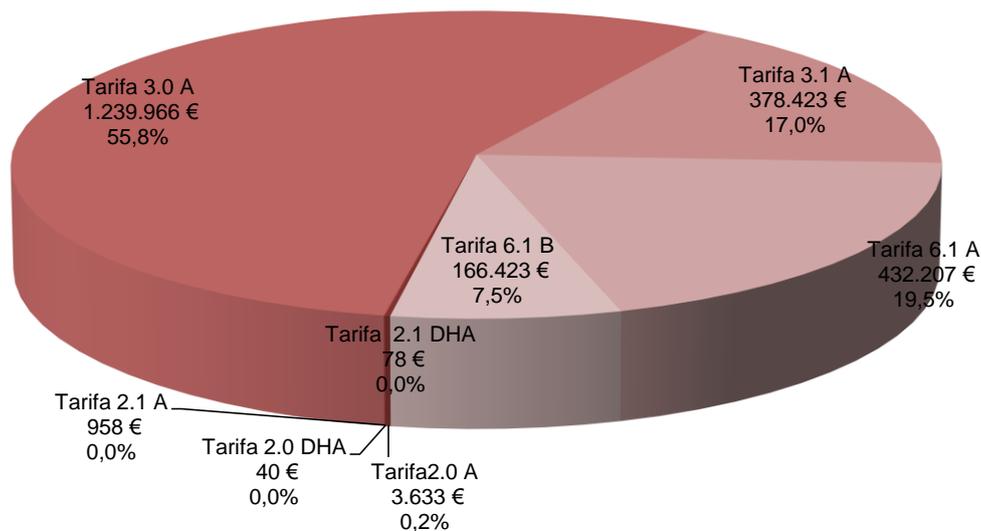


Ilustración 29 Coste energía según tarifas – Edificios

Estos son los costes actuales que paga por la energía eléctrica el ayuntamiento. No se ha considerado en este caso el término de potencia, ya que actualmente no se incluyen márgenes por la actividad de comercialización en él y las nuevas modalidades a evaluar tampoco lo incluirán.

En el caso de las tarifas PVPC, a pesar de que esta tarifa variable será diferente dependiendo del perfil horario de consumo de cada uno de los puntos de suministro se considera esta aproximación adecuada para el análisis que se está realizando.

4.3. ANÁLISIS TARIFAS ACTUALES

Este análisis se centrará en la componente de energía, al igual que el resto del informe. El resto de componentes de la facturación: potencia, energía reactiva, impuestos... ya están siendo trabajados por los técnicos del AyVG y además serán elementos que no afecten al análisis de viabilidad en las otras modalidades de contratación posibles.

La referencia para realizar este análisis serán los precios de las últimas licitaciones, mostrados en el punto anterior y los valores medios finales del año 2016.

- Precio Horario Final Medio para la Demanda Nacional: 49,52 €/MWh¹⁴. Este incluye los siguientes costes:
 - Mercado Diario
 - Mercado Intradía
 - Sobrecoste de las restricciones.
 - Sobrecoste de procesos del Operador del Sistema
 - Pagos por Capacidad
 - Costes del servicio de Interrumpibilidad

A partir de estos datos y los precios de Energía (Incluido Margen Bruto de Actividad de Comercialización) de ambas licitaciones se tratará de estimar el Margen Bruto de la compañía comercializadora actual¹⁵. Tomando como referencia únicamente el precio ofertado por la compañía en cada tarifa y periodo de facturación, existen cambios sustanciales que se pueden situar entre los **6 y 30 €/MWh**.

Existe gran diferencia entre periodos y tarifas, y el margen final de todos los suministros municipales dependerá del volumen de energía consumido en cada uno de estos. Por ello **se ha analizado el conjunto de los suministros municipales**. Con las siguientes condiciones:

- Coste y volumen de energía según tarifas y periodos de facturación. Descrito en los puntos anteriores: Situación de Partida.
- Coste Peajes Energía. Marcados por la ordenes IT/244/2014y IET/2735/2015.
- Precio Horario Final Medio para la Demanda Nacional 2016: 49,52 €/MWh
- Nivel de Pérdidas. Promedio de un 14%, a partir de las definidas en las adjudicaciones descritas en Situación de Partida.
- Impuesto Municipal: 1,5%.

¹⁴ Fuente. OMIE.

¹⁵ Se trata de una estimación al no tener información exacta de los métodos de compra de las compañías actuales. Pero dados los costes del Mercado Eléctrico, se consideran válidas para las conclusiones que se desea obtener en este informe.

Con estos datos, se puede considerar que el Margen Bruto para la realización de la actividad de comercialización de las empresas adjudicatarias de la licitación será el siguiente:

	Valor
Margen Bruto Actividad	8,2 €/MWh

Tabla 28 Margen bruto actividad

Se considera necesario remarcar que este dato incluye el análisis **para las tarifas PVPC** (fuera de licitación), **cuyos márgenes según la CNMC** y dependiendo de la tarifa son los siguientes (media 2014- 2017):

- Tarifas sin Discriminación Horaria: 7,4 – 7,6 €/MWh (2.0 A)
- Tarifas con Discriminación Horaria: 3,5 – 4,3 €/MWh (2.0 DHA)

4.4. PROPUESTAS

Esta es la opción de compra de energía actual en el ayuntamiento, por lo que se realizarán propuestas que la puedan mejorar en algunos aspectos.

4.4.1. COSTE

Desde el punto de vista de precios de adquisición de energía, se está realizando una compra adecuada para una licitación al uso de un ayuntamiento. Se realiza un análisis de costes inicial en el que se desgranar los diferentes elementos que componen la tarifa para poder hacer una comparativa entre las diferentes compañías que se presenten. Los elementos a definir para cada tarifa y perdido de facturación son los siguientes:

- Precio adquisición energía (margen incluido)
- Pagos por Capacidad
- Operador de Mercado
- Operador del Sistema
- % Pérdidas
- Coste Interrumpibilidad
- Peajes de Acceso (común para todas las compañías)

De este modo, se define una contratación con **precio fijo** para todo el plazo de la licitación, un año y prorrogable durante otro más con revisión de precio. La experiencia del año actual ha sido que el precio se ha mantenido durante los dos periodos con el mismo valor.

Existen otras modalidades de contratación que pueden ayudar a mejorar a optimizar el coste de la energía eléctrica:

- **Precio indexado (pass-pool, pass- Trough...).** Este hace que todas (pass-trough) o algunas (pass-pool) de las variables de mercado (fijadas de manera diaria, incluso horaria mediante mecanismos de mercado descritos en la descripción del mercado) cambien según lo hace el mercado en vez de definir un valor fijo para todas ellas durante un periodo definido (1 año). Esto hará asumir un mayor riesgo al cliente final y por lo tanto reducirá los márgenes introducidos por ese riesgo por las compañías comercializadoras.

Definiendo una fórmula muy completa, se podrían comparar únicamente costes del margen de actividad de cada compañía ofertante. Este tipo de fórmulas no son utilizadas en el AyVG dada su complejidad en el seguimiento de los valores de precio finales.

- **Compra a futuros.** La compra a futuros es una modalidad que actualmente muchas compañías ofrecen a sus clientes, pero puede ser difícil de aplicar a una licitación pública con las características de las actuales.

4.4.2. CONTRATACIÓN PÚBLICA RESPONSABLE

Este tipo de contratación, en las que se tengan en cuenta cláusulas sociales y medioambientales parece que comienza a ser real y efectiva en los últimos años; y de forma clara en el AyVG.

Se basa en que la **contratación de productos y servicios por las administraciones públicas es una palanca de cambio** muy potente para modificar el comportamiento de las empresas, grandes y pequeñas, hacia un comportamiento socialmente responsable.

Recientemente el Ayuntamiento (junto con otros a nivel estatal) ha adquirido un compromiso a favor de una contratación pública sostenible para impulsar el tejido productivo local, dando acceso a las pymes a la contratación pública y promover a todas las organizaciones que generen impactos económicos, sociales y ambientales positivos. Incluso se han organizado Jornadas Técnicas dirigidas a desarrollar la Contratación Socialmente Responsable.

Actualmente la sociedad demanda que desde la administración pública se tengan en cuenta otros elementos en los contratos públicos, además de las exigencias de eficiencia económica:

- Transparencia
- Lucha contra la corrupción
- Garantía de suministros básicos
- Respeto medioambiental
- Responsabilidad social de las empresas

Se deben tener en cuenta las necesidades existentes, eficiencia económicas del gastos público, las demandas ciudadanas y exigencias políticas para definir unos pliegos que resuelvan los requerimientos ciudadanos y compromisos adquiridos por el municipio. Se propone hacer un análisis específico de las contrataciones de energía, eficiencia y servicios energéticos para poder integrar criterios sociales y medioambientales innovadores y como no, también de transparencia.

Además de los aspectos de contratación pública responsable, se destacan a continuación algunos elementos específicos a solicitar en próximos pliegos a la compañía comercializadora:

- Consumo horario para todos los puntos de suministro eléctrico municipal.
- Informes de consumo y posibilidades de optimización mensuales: energía reactiva, potencia contratada vs demanda, cambios de tarifa...

4.5. CONCLUSIONES

- Todos los suministros cuentan con **energía certificada 100 % renovable**.
- Si puede realizarse la actividad con un Margen Bruto medio menor de 8,2 €/MWh se **podría conseguir reducir el coste de la compra de energía eléctrica**. Referencia del análisis anterior:
 - Precios tarifas 2.0 y 2.1 referencia del PVP.
 - Precios para el resto de tarifas, Adjudicaciones de Septiembre 2016.
 - Volumen energía según tarifas y periodos: 57.134.633 kWh
- Con esta modalidad, el **ayuntamiento únicamente compra energía eléctrica para sus puntos de consumo**.

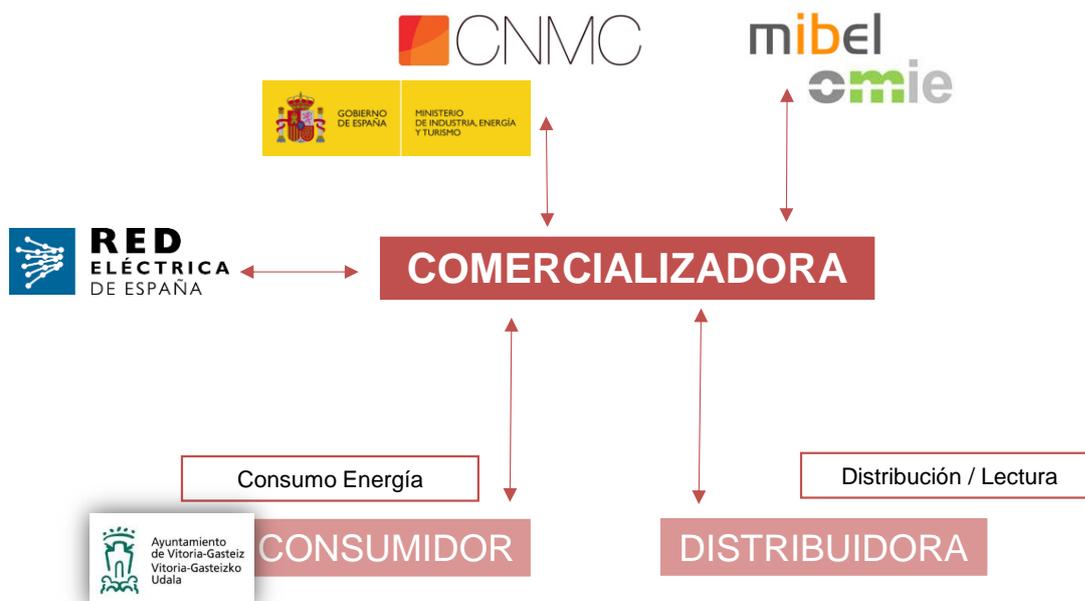


Ilustración 30 Situación actual (Compra por medio de una comercializadora). Agentes y relación en la adquisición de energía eléctrica

5. CONSUMIDOR DIRECTO A MERCADO (CDM)

La figura de CDM se sitúa en un punto intermedio entre la adquisición de energía por medio de una comercializadora y la creación de una comercializadora propia. Se describirá de forma más extensa la actividad de CDM y particularizará cuales son las funciones de la actividad de comercialización descritas que debe realizar esta figura.

La creación de un CDM supone los mismos pasos que una comercializadora convencional, teniendo en cuenta las exigencias de REE y OMIE (incluidas garantías). La diferencia con una comercializadora, es que este agente debe ser el propio consumidor. El CDM debe compartir CIF con los contratos con los que irá al Mercado Eléctrico.

El CDM acude directamente al mercado de producción y adquiere energía con el modo que considere oportuno, según los diferentes mercados ya descritos. Es un procedimiento regulado, donde la compra se puede hacer por punto de suministro o por instalación.

En este caso, el acceso a las redes eléctricas se deberá contratar directamente con la distribuidora.

Definición. Tendrán la consideración de consumidores directos en mercado por punto de suministro o instalación aquellos consumidores de energía eléctrica que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado de producción para su propio consumo, y que deberán cumplir las condiciones previstas. Esta actividad viene regulada en los artículos 75 a 78 del [Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre](#), por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, modificado por el [Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero](#). Estos definen los siguientes requisitos que deben cumplir los puntos de suministro para poder acceder directamente como CDM:

“A los efectos de la consideración de consumidor directo en mercado las instalaciones de estos consumidores deberán reunir los siguientes requisitos:

- a. Que su titular sea un única persona física o jurídica
- b. Que los centros o unidades que constituyan la instalación están unidos por líneas eléctricas propias.
- c. Que la energía eléctrica se destine a su propio uso.

Y también se incluye su denominación y operación en la Ley24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; los define en su artículo 6.g), y establece sus derechos y obligaciones en los artículos 44.1.c).2º y 46.3.

El consumidor directo de mercado también tiene que pagar la energía que adquiere tanto a OMIE como a REE:

- OMIE. Se encarga de efectuar la liquidación del mercado diario, para lo que emite una factura en la que aparece el precio de la energía comprada correspondiente al día anterior.
- REE. Encargado de efectuar la liquidación de los servicios de ajuste, los pagos por capacidad, los desvíos y otros costes del sistema, para lo que realiza liquidaciones que se van corrigiendo sucesivamente (hasta un total de cinco al año).

Como resultado de este desarrollo, se muestra a continuación como quedaría la relación entre el CDM y los agente del SiE.

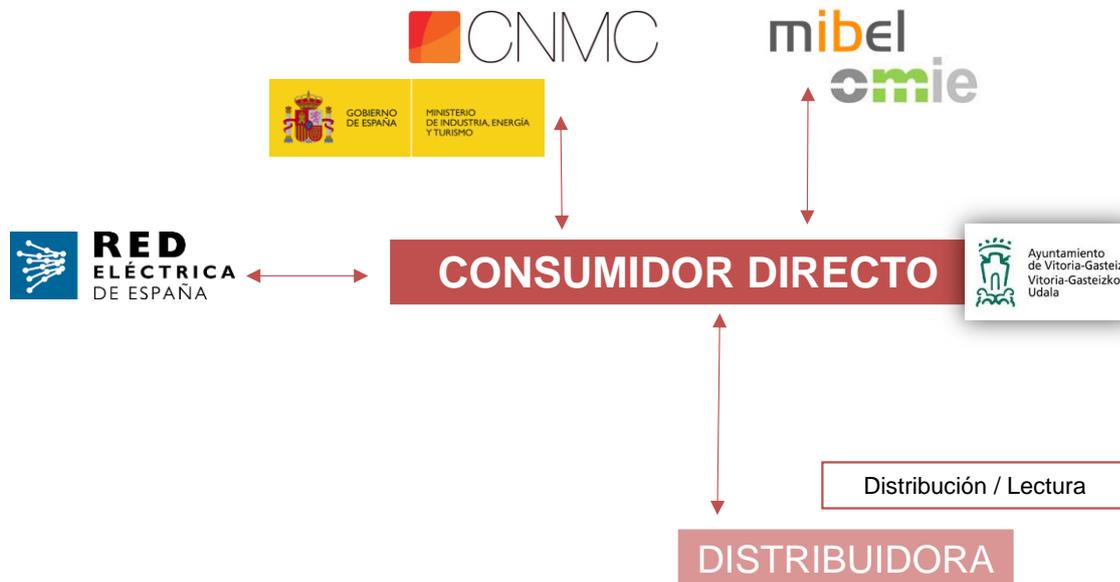


Ilustración 31 Situación CDM. Agentes y relación en la adquisición de energía eléctrica

En este caso:

- CNMC. Ministerio. Informativo.
- REE. Lo mismo que hacía en la situación anterior la comercializadora.
- OMIE. Requisitos de compra de energía en el mercado.
- DISTRIBUIDORA. Pago de término de ATR directamente.

5.1. RECURSOS FÍSICOS – MATERIALES

5.1.1. SOFTWARE

No es una obligación para la realización de la actividad, más teniendo en cuenta que en la operación como CDM no es necesario realizar facturación por punto de suministro, ya que se trata de un consumidor final.

Pero se considera una gran ayuda para gestionar ciertas tareas de las descritas, fundamentalmente la relación con el Sistema eléctrico.

Existe multitud de SW en el mercado. Tras un análisis profundo de varios de ellos, se muestran a continuación los costes estimados que podría suponer esta inversión para el ayuntamiento:

Tarifa	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5
Adquisición	18.000 €	- €	8.000 €	- €	- €
Mantenimiento Anual	5.400 €	5.400 €	5.400 €	5.400 €	5.400 €
TOTAL	23.400 €	5.400 €	12.400 €	5.400 €	5.400 €

Tabla 29 Coste software

Para definir estos costes se ha considerado un coste medio en el sector. Se ha considerado esta inversión en software pensando en que será el personal del ayuntamiento el que realice esta compra de energía; y siendo conservadores en la adquisición de servicios de software.

En la decisión final el CDM definir muy bien las tareas a realizar y las que desean controlar por medio de un sistema automatizado. Algunas de las opciones que ofrecen estos sistemas son las siguientes:

- **facturación a clientes y distribuidora**,...considerando en esta caso como clientes cada uno de los puntos de suministro propios del ayuntamiento.
- **Análisis consumos y previsión de compra de energía**. Elemento vital para el desarrollo de una adecuada compra. Será necesario poder realizar la previsión a partir de datos históricos de consumo, además de integrar las particularidades de cada consumidor (horarios, días festivos, eventos especiales...)
- Interactuación con el mercado eléctrico para la adquisición de energía
-

Esta solución, también puede ser desarrollada had hoc por el personal informático del propio ayuntamiento, aunque deberá tenerse en cuenta el tiempo que se requerirá para ello.

5.1.2. GARANTÍAS

Este es un elemento característico de la actividad en el Sector Eléctrico y un requerimiento indispensable para poder participar en él, también como CDM.

Es muy importante conocerlas correctamente, ya que pueden llegar a suponer importantes cantidades de dinero disponible o incluso acarrear problemas financieros para el ayuntamiento. Quizá, pueda ser menos arriesgado para una entidad municipal, ya que estas garantías pueden ser presentadas también por medio de avales bancarios, que no debería ser un problema conseguir para el ayuntamiento. Esto no puede afirmarse y por lo tanto deben tenerse muy en cuenta los requerimientos descritos en el punto correspondiente.

Se realiza un análisis estático de estas, conociendo los importes iniciales y con una estimación de costes por el mantenimiento de estos avales bancarios (ver cálculos en punto de constitución de comercializadora, ya que los importes son los mismos para un CDM).

Se considera al igual que se hará con la CM, un proceso de cambio en la contratación basado en dos escalones de trabajo:

- Etapa 1. Cambio únicamente de los suministros de alumbrado público. Años 1 y 2.
- Etapa 2. En el año 3 se incluirán también el resto de contratos eléctricos municipales.

Se realizará el análisis para un periodo de 5 años tomando como referencia los consumos y costes actuales de la energía eléctrica para el AyVG.

	Etapa 1 ALUMBRADO	Etapa 2 TOTAL
GARANTÍAS TOTALES	468.241 €	876.423 €
COSTES CONSTITUCIÓN	2.341 €	4.382 €
COMISIÓN ANUAL	11.706 €	21.911 €

Tabla 30 Garantías, avales y su financiación

Las exigencias económicas (condiciones de garantías) del sistema cambian periódicamente y deberá concretarse en el momento de la constitución las exigencias por parte del sistema de entregar las garantías en líquido o por medio de avales.

Se consideran en este caso avales bancarios; pero será necesario un análisis económico de las condiciones en las que estos avales se ofrecen. Se ha considerado un aval tipo de mercado, pero las condiciones de estos pueden variar según la situación económica del ayuntamiento, entidad con la que trabajar, situación económica general...

No se ha tenido en cuenta la cantidad de capital retenido para aportar estos avales bancarios, condición que puede condicionar la decisión final.

El importe de las garantías económicas tanto a REE como OMIE depende de cómo se realice la actividad (previsión de compra, desvíos...), la evolución del ME y el volumen de energía gestionada. Por lo tanto, son importes variables y cuyo cumplimiento es capital. Su incumplimiento supone penalizaciones económicas y aumento de estas garantías, por lo que estas suponen un **riesgo importante para el ayuntamiento.**

5.1.3. OTROS GASTOS DE GESTIÓN

Para el desarrollo de la actividad, se consideran ciertos gastos, diferenciados entre inversión y gastos de gestión:

- **Inversión.** Se debe tener en cuenta una inversión en ordenadores, mobiliario, equipos de ofimática, adecuación oficina... Estos son unos gastos que serán variables dependiendo de la entidad.
 - Estas inversiones no serán tenidas en cuenta como si de una empresa se tratará, es decir, no se considerarán amortizaciones... Al tratarse de un nuevo servicio que ofrece el ayuntamiento se considerarán gastos.
- **Gastos de Gestión.** Se valoran en este punto los gastos fijos para el desarrollo de la actividad. Variarán de forma considerable según la definición de la actividad y medios ya disponibles en el ayuntamiento:
 - Material de oficina
 - Software
 - Otros (internet, agua, electricidad...)

Existen casos reales en que el mismo personal existente en la gestión de contratos de suministro eléctrico está realizando la actividad de CDM al mercado, pero se considerará en este caso que toda la actividad se realizará en las instalaciones municipales actuales y se tendrá en cuenta una persona para realizar la actividad.

5.1.4. GASTOS COMERCIALIZACIÓN

Gastos directamente ligados a la interacción con el SE y pueden diferenciarse 3 tipos:

- **Agente de Mercado Eléctrico / Representante.**
 - Garantías. Se deberán considerar los costes financieros de mantener estos volúmenes de dinero.
 - El CDM puede hacer la compra de energía en el ME por su cuenta, como se ha mostrado en el diagrama correspondiente o hacerlo por medio de Un Representante que puede hacerlo **en su nombre o en nombre propio.**
- **Compra de Energía.**

- Coste de peajes (ATR Acceso de Terceros a Redes) directamente con la distribuidora.
- Compra de energía en el mercado eléctrico (ME). El ME como se ha descrito es muy variable y la relación *Tarifa Fijada a Cliente vs Compra Energía En ME* es quizá el **elemento en que más riesgo se asume en la actividad**.
- **Riesgos.** Es necesario valorar unos costes asociados al desarrollo de la actividad debido a: desviaciones previsión vs compra, impagos, necesidades de financiación...

Los elementos anteriores ligados a la compra de energía están todos relacionados y condicionados por la opción de operación que se elija:

- El Ayuntamiento lo hace todo directamente.
- Representante que actúe en nombre del ayuntamiento y compre para él.
- Representante que actúe en su nombre propio y compre para el Ayuntamiento.

La elección de estas variables condicionará los recursos necesarios para llevar a cabo la actividad.

5.2. RECURSOS HUMANOS

Los recursos humanos necesarios dependerán de las tareas que quieran asumirse como propias, ya que existen actividades tan importantes para el desarrollo de la actividad (también para la comercializadora) como los ciclos de facturación a cumplir escrupulosamente con OMIE (semanal), REE (quincenal) y la compañía distribuidora (mensual).

Se considera el trabajo del ayuntamiento como CDM con una persona de dedicación completa y la adquisición del SW necesario para la realización de la actividad contando con un representante para la parte de relación directa con el mercado.

En el análisis se han contabilizado horas de trabajadores municipales, con calificación A y las siguientes condiciones (considerados sin antigüedad):

	Valor
JORNADA ANUAL	1.592 horas
SALARIO BRUTO	3.063 €/mes (14 pagas)

Tabla 31 Condiciones trabajadores AyVG

Se considera una persona de nivel de capacitación superior, licenciado en Ingeniería o Dirección de Empresas. Las necesidades del puesto son de gestión, planificación, administración y relación con los diferentes agentes del SiE. Sería posible realizar la actividad con un perfil de menor capacitación académica, pero este análisis resulta conservador desde el punto de vista económico considerando el nivel de funcionario más elevado.

5.3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Tras tener en cuenta todos los elementos desarrollados a lo largo de este punto, se destacan a continuación los elementos que no será necesario ser pagados por el ayuntamiento actuando como CDM. Es decir, la diferencia entre CDM y Comercializadora:

- Impuesto Municipal. 1,5% del precio de la energía.
- Aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética
- Prima. Los plazos en licitaciones, adjudicaciones... hace que las comercializadoras deban tener en cuenta esta rigidez ante la variabilidad del mercado; lo que no permite aprovechar el potencial de oportunidades que ofrece la variabilidad de este.
- Margen de Actividad de la Comercializadora.

La metodología de análisis se basará en los costes para la realización de la actividad de compra de energía eléctrica. El objetivo de este análisis será eliminar en la medida de lo posible los efectos que tienen en la tarifa final las componentes derivadas del mercado eléctrico, que en su mayoría son una constante para todos los agentes que participan en el mercado.

Para poder valorar la viabilidad de la actividad como CDM, el trabajo se ha estructurado de la siguiente manera:

- **Entender el modelo de negocio de comercialización.** Para ello se ha descrito en los puntos 3 y 4 el sistema eléctrico de forma genérica y la actividad de comercialización de energía eléctrica de forma específica.
- **Descripción costes actividad.** Desarrollado a lo largo de este punto.
- **Determinar la viabilidad económica de la actividad.** A continuación.

5.3.1. CONDICIONES ANÁLISIS

Se realiza en análisis teniendo en cuenta las siguientes hipótesis:

- Volumen energía comprada (referencia consumos 2015 según diagnóstico ECOOO y precios 2016 según adjudicaciones en septiembre 2016):
 - Año 1: 30.517.054 kWh/año. Todo Espacio Público.
 - Año 2: 30.517.054 kWh/año. Todo Espacio Público.
 - Año 3: 57.134.633 kWh/año. Todos los suministros municipales
 - Año 4: 57.134.633 kWh/año. Todos los suministros municipales
 - Año 5: 57.134.633 kWh/año. Todos los suministros municipales
- Número de contratos (Descritos en la Situación de Partida)
- Costes energía (Descritos en la Situación de Partida)
- Peajes de energía. Los definidos actualmente en el BOE.

- Nivel de Pérdidas. Promedio de un 14%, a partir de las definidas en las adjudicaciones descritas en Situación de Partida.
- Gastos de Gestión. Se ha definido un coste para todos los conceptos descritos en el punto 5. Deberán ser revisados con la estructura final y objetivos de la compañía.

Inversiones necesarias:

	Importe Año 1 (€)	Importe Año 3 (€)
GARANTÍAS (Importe constitución)	2.341 €	4.382 €
HORAS ALTAS SUMINISTROS	3.961 €	3.961 €
SOFTWARE	18.000 €	8.000 €
MOBILIARIO, ORDENADORES, ...	3.000 €	2.000 €
TOTAL INVERSIÓN	27.302 €	18.343 €

Tabla 32 Inversiones

No se considera amortización de las inversiones, ya que no se crea una nueva compañía.

Las **altas de suministros** contabilizan 3,5 semanas de trabajo para realizar todos los cambios de contratos.

Los valores variables considerados en las Situaciones de estudio:

	Situación
Gestión Representación	1 €/MWh
Actividad Compra	1,5 €/MWh
Personal	1

Tabla 33 Condiciones análisis

Es necesario tener en cuenta las siguientes características de los importes considerados:

- Gestión Compra Energía. Coste por la actividad de compra de energía en el mercado eléctrico. Actividad realizada en esta situación por una entidad externa.
- Actividad Comercialización. Este es el coste asociado a desviaciones en la previsión de compra de energía, financiación necesaria... Este dependerá del buen desarrollo de la actividad.

5.3.2. ANÁLISIS – COSTES DE OPERACIÓN

Realizando el análisis desde este punto de vista, se aísla de las variaciones del ME. Es decir, dependerá de lo eficientemente que se realice la actividad para que esta sea viable o no.

Se consideran gastos agrupados en tres bloques:

- **Gestión compra energía.** Considerado como 1 €/MWh.
- **Actividad Comercialización.** 1,5 €/MWh, que tiene en cuenta desviaciones financiación...
 - Además de esos se han tenido en cuenta los siguientes: Operador del Sistema (0,14 €/MWh) y adquisición de Garantías de Origen (0,1 €/MWh).
- **Gastos de Gestión.** Los gastos definidos para ambos análisis son los siguientes:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
MATERIAL OFICINA	2.500 €	2.500 €	3.500 €	3.500 €	3.500 €
SOFTWARE	5.400 €	5.400 €	5.400 €	5.400 €	5.400 €
OTROS GASTOS	2.400 €	2.400 €	2.400 €	2.400 €	2.400 €
PERSONAL (1)	57.475 €	57.475 €	57.475 €	57.475 €	57.475 €
TOTAL	67.775 €	67.775 €	68.775 €	68.775 €	68.775 €

Tabla 34 Gastos de Gestión (€/año)

Con este análisis, los costes totales para realizar la actividad de comercialización serán los siguientes:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Gestión Compra Energía	46.495 €	46.495 €	87.044 €	87.044 €	87.044 €
Actividad Compra Energía	60.534 €	60.534 €	113.332 €	113.332 €	113.332 €
Gastos de Gestión	67.775 €	67.775 €	68.775 €	68.775 €	68.775 €
TOTAL	174.804 €	174.804 €	269.152 €	269.152 €	269.152 €
COSTES DE OPERACIÓN	5,7 €/MWh	5,7 €/MWh	4,7 €/MWh	4,7 €/MWh	4,7 €/MWh

Tabla 35 Costes de Operación (€/año)

Comparando esta situación con el margen real calculado para la licitación de 2016, se obtienen los siguientes resultados:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Gestión Compra Energía	46.495 €	46.495 €	87.044 €	87.044 €	87.044 €
Actividad Comercial.	60.534 €	60.534 €	113.332 €	113.332 €	113.332 €
Gastos de Gestión	67.775 €	67.775 €	68.775 €	68.775 €	68.775 €
TOTAL	174.804 €	174.804 €	269.152 €	269.152 €	269.152 €
COSTES DE OPERACIÓN	5,7 €/MWh	5,7 €/MWh	4,7 €/MWh	4,7 €/MWh	4,7 €/MWh
SITUACIÓN DE PARTIDA	8,2 €/MWh				
DIFERENCIA	75.028 €	75.028 €	198.590 €	198.590 €	198.590 €
IVA INCLUIDO	90.784 €	90.784 €	240.294 €	240.294 €	240.294 €

Tabla 36 Costes de Operación - Comparativa

Considerando los datos descritos se puede confirmar que **la actividad resultaría viable para la CDM y económicamente muy interesante.**

Estos ahorros respecto a los costes de referencia del análisis realizado por la Agencia Energética suponen los siguientes porcentajes:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
AHORRO	90.784 €	90.784 €	240.294 €	240.294 €	240.294 €
COSTE ENERGÍA*	2.490.775 €	2.490.775 €	4.712.502 €	4.712.502 €	4.712.502 €
AHORRO	3,6%	3,6%	5,1%	5,1%	5,1%
COSTE TOTAL**	3.909.495 €	3.909.495 €	8.797.354 €	8.797.354 €	8.797.354 €
AHORRO	2,3%	2,3%	2,7%	2,7%	2,7%

Tabla 37 Costes de Operación - Comparativa (sin impuestos)

*La referencia para este coste únicamente del término energía viene dada por la Situación de Partida definida

**Este coste incluye todos los términos de la factura eléctrica, referencia diagnóstico AyVG 2017.

5.4. CONSTITUCION

En la actualidad, se cuentan 3 ayuntamientos ya registrados como CDM en el tercer trimestre de 2017.

- Avilés
- Torrejón de Ardoz
- Canfranc

En total, se cuentan más de 250 los CDM registrados actualmente. Se describirán las experiencias de otros ayuntamientos que están en proceso en el punto de Experiencias Reales.

Dado que la figura del CDM no se trata de una nueva forma legal propiedad del ayuntamiento, sino que se trata de que este mismo (CIF del Ayuntamiento) sea reconocido como este, se describirán las diferentes etapas que deben darse para constituir el ayuntamiento como CDM dentro del mismo punto del informe.

Con anterioridad a las modificaciones contenidas en el Real Decreto 198/2010, existía un procedimiento para la inscripción en la correspondiente sección del registro adquiriendo la condición de consumidor directo en mercado. En la actualidad para el desarrollo de esta actividad se tienen que cumplir una serie de condiciones y requisitos para la participación en el mercado de producción requeridos por el Operador del Sistema (REE) → *Sujeto de Mercado* y por el Operador del Mercado (OMIE) → *Agente de Mercado*.

Tanto el inicio como el cese de la actividad hay que comunicarlos ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio, lo que deberá ir acompañado de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad. De igual modo que hace una comercializadora.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) será la encargada de publicar en su página web, al menos una vez cada tres meses, un [listado en el que aparezcan todos los consumidores directos en mercado](#). Para constituirse como CDM es necesario estar inscrito en este Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado, en el que será incluido tras la comunicación ante la Dirección General citada.

En resumen, las etapas a realizar son las siguientes:

- Sujeto de Mercado ante REE. [Procesos de alta en el OS](#).
- Agente de mercado ante OMIE. [Guía de Acceso a Agentes](#).
- Comunicación de Dirección General de Política Energética y Minas.
- Inclusión en Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos a Mercado de la CNMC

Se muestran las etapas intermedias en el siguiente cronograma:

AGENTE	ETAPA									
REE	Apertura Expediente Alta de CDM (Sujeto de Mercado - SM)	Activación código EIC Enviar Modelo de Alta a REE Alta de SM en el Gestor de Datos Estructurales (GED) Garantías REE (en MEEF)								
	Acreditación Capacidad Técnica y Certificado Digital (Web de Sujetos)		Certificado de Acreditación Técnica							
	Alta Unidad de Programación		Certificado Digital Web de Sujetos							
	Emisión Certificado Cumplimiento Requisitos SM			Envío Documentación			Certificado Cumplimiento Requisitos SM			
	Domiciliación Bancaria y Facturación Electrónica (Opcional)							Documentación Requerida		Sólo para función del OS a REE
OMIE	Agente de Mercado	Formulario Solicitud Alta Agente DOCUMENTACIÓN : Poderes Apoderado, DNI y CIF Contrato de Adhesión a las Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario								
							Recepción Certificado Digital			
								Modelos Guía de Acceso Electrónica		
MINETAD	Comunicación de Inicio de Actividad y Declaración Responsable							Declaración Responsable y Comunicación Inicio Actividad		
								Copia Documentación a REE		
REE - OMIE	Alta Unidad de Programación									Respuesta REE-OMIE con fecha de Alta
	Obtención Código SIMEL									Tras fecha de Alta se obtiene este código

Ilustración 32 Cronograma constitución como CDM

5.5. CONCLUSIONES

Como análisis definitivo, eliminando las inversiones puntuales necesarias para la realización de la actividad, el resultado será el siguiente:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ahorro CDM	77.859 €	77.859 €	201.421 €	201.421 €	201.421 €
Ahorro con IVA	90.784 €	90.784 €	240.294 €	240.294 €	240.294 €
Inversiones	27.302 €	- €	18.343 €	- €	- €
RESULTADO (Ahorro)	50.558 €	77.859 €	183.079 €	201.421 €	201.421 €
RESULTADO (IVA) (Ahorro)	63.402 €	90.784 €	221.871 €	240.294 €	240.294 €

Tabla 38 Costes e inversiones actividad CDM

Las más relevantes del análisis anterior son las siguientes:

- La actividad es **viable e interesante desde el punto de vista económico**.
 - Se generaría empleo municipal
 - El coste de suministro se reducirá en al menos **860.000 €** en los 5 años analizados.
 - Se abre la opción de optimizar el coste de la compra de energía por adaptar las compras al perfil real de demanda. El alto volumen de alumbrado que consume energía en horas baratas podría optimizar el coste final respecto al actual precio fijo.
- La actividad como CDM empodera a técnicos municipales y al propio ayuntamiento al pasar a ser un Agente más del SE
- La actividad como CDM **no ofrece nuevas posibilidades en el ámbito energético**.

6. COMERCIALIZADORA MUNICIPAL (CM)

Como tercera posibilidad se describe la creación de una Comercializadora Municipal (CM) para realizar la adquisición de energía eléctrica municipal y valorar las posibilidades que esta ofrece. Ya se ha descrito la actividad de comercialización, por lo que en este punto únicamente se concretarán los elementos más prácticos de la actividad y desde la perspectiva de la propia CM.

6.1. RECURSOS FÍSICOS – MATERIALES

6.1.1. SOFTWARE

No es una obligación para la realización de la actividad a nivel únicamente de gestión de contratos municipales, y más teniendo en cuenta que las gestiones en el ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz se realizarán únicamente con una distribuidora.

Pero se considera una gran ayuda para gestionar ciertas tareas de las descritas. Además, será crucial si se plantea en algún momento dar el paso de ofrecer servicios a contratos no municipales, ya que se habrá desarrollado el aprendizaje y conocimiento de la herramienta que luego se utilizará para esas nuevas tareas de altas, bajas, cambios de condiciones, relación con distribuidora, facturaciones...

Existe multitud de SW en el mercado. Tras un análisis profundo de varios de ellos, se muestran a continuación los costes estimados que podría suponer esta inversión para el ayuntamiento:

Tarifa	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5
Adquisición	25.000 €	- €	10.000 €	- €	- €
Mantenimiento Anual	7.800 €	7.800 €	7.800 €	7.800 €	7.800 €
TOTAL	32.800 €	7.800 €	17.800 €	7.800 €	7.800 €

Tabla 39 Coste software

Para definir estos costes se ha considerado un coste medio en el sector. En la decisión final una comercializadora deberá definir muy bien las tareas a realizar por ella y las que desean controlar por medio de un sistema automatizado. Algunas de las opciones que ofrecen estos sistemas son las siguientes:

- **Comercialización:** gestiones automatizadas de los procesos de relación con **distribuidoras** (tanto lectura para usuarios como pagos a distribuidora) por medio de los archivos XML correspondientes, gestión de lecturas y **facturación a clientes y distribuidora**, ...
- **Análisis consumos clientes y previsión de compra de energía.** Elemento vital para el desarrollo económico de la comercializadora. Será necesario poder realizar la previsión a

partir de datos históricos de consumo, además de integrar las particularidades de cada consumidor (horarios, días festivos, eventos especiales...)

- Interactuación con el mercado eléctrico para la adquisición de energía
- Oficina virtual para usuarios finales.
-

Esta solución, también puede ser desarrollada had hoc por el personal informático del propio ayuntamiento y técnicos de la comercializadora, aunque deberá tenerse en cuenta el tiempo que se requerirá para ello.

6.1.2. GARANTÍAS

Este es un elemento característico de la actividad en el Sector Eléctrico y un requerimiento indispensable para poder participar en él.

Es muy importante conocerlas correctamente, ya que pueden llegar a suponer importantes cantidades de dinero disponible o incluso acarrear problemas financieros a la Comercializadora. Quizá, pueda ser menos arriesgado para una entidad municipal, ya que estas garantías pueden ser presentadas también por medio de avales bancarios, que no debería ser un problema conseguir para el ayuntamiento. Esto no puede afirmarse y por lo tanto deben tenerse muy en cuenta los requerimientos descritos en el punto correspondiente.

Se realiza un análisis estático de estas, conociendo los importes iniciales y con una estimación de costes por el mantenimiento de estos avales bancarios (ver cálculos en punto de constitución).

	Etapa 1 ALUMBRADO	Etapa 2 TOTAL
GARANTÍAS TOTALES	468.241 €	876.423 €
COSTES CONSTITUCIÓN	2.341 €	4.382 €
COMISIÓN ANUAL	11.706 €	21.911 €

Tabla 40 Garantías, avales y su financiación

Las exigencias económicas (condiciones de garantías) del sistema cambian periódicamente y deberá concretarse en el momento de la constitución las exigencias por parte del sistema de entregar las garantías en líquido o por medio de avales.

Se consideran en este caso avales bancarios; pero será necesario un análisis económico de las condiciones en las que estos avales se ofrecen. Se ha considerado un aval tipo de mercado, pero las condiciones de estos pueden variar según la situación económica del ayuntamiento, entidad con la que trabajar, situación económica general...

No se ha tenido en cuenta la cantidad de capital retenido para aportar estos avales bancarios, condición que puede condicionar la decisión final.

El importe de las garantías económicas tanto a REE como OMIE depende de cómo se realice la actividad (previsión de compra, desvíos...), la evolución del ME y el volumen de energía gestionada por la comercializadora. Por lo tanto, son importes variables y cuyo cumplimiento es capital. Su incumplimiento supone penalizaciones económicas y aumento de estas garantías, por lo que estas suponen un **riesgo importante para la comercializadora**.

6.1.3. OTROS GASTOS DE GESTIÓN

Para el desarrollo de la actividad, se consideran ciertos gastos, diferenciados entre inversión y gastos de gestión:

- **Inversión.** Se debe tener en cuenta una inversión en ordenadores, mobiliario, equipos de ofimática, adecuación oficina... Estos son unos gastos que serán variables dependiendo de la entidad.
 - En un estudio como el que se está realizando, se consideran unas amortizaciones cortas, de 3 años para estos gastos.
- **Gastos de Gestión.** Se valoran en este punto los gastos fijos para el desarrollo de la actividad. También variaran de forma considerable según la definición de la comercializadora y medios ya disponibles:
 - Material de oficina
 - Asesoría (administrativa, jurídica y laboral)
 - Software comercialización
 - Publicidad (dípticos, comunicación, sensibilización usuarios....)
 - Página Web
 - Alquiler oficinas
 - Otros (internet, agua, electricidad....)
 - Previsión imprevistos

6.1.4. GASTOS COMERCIALIZACIÓN

Gastos directamente ligados a la actividad de comercialización en el SE y pueden diferenciarse 3 tipos:

- **Agente de Mercado Eléctrico.**
 - Garantías. Se deberán considerar los costes financieros de mantener avales bancarios.
 - Gestión de Compra Energía. Esta actividad es crucial para la comercialización y optimizar los precios de compra en el ME. Requiere de conocimiento y seguimiento del mismo muy preciso. Se considera el coste de contar con un especialista para realizar esta compra en las etapas iniciales.

- **Compra de Energía.**
 - Coste de peajes (ATR Acceso de Terceros a Redes)
 - Compra de energía en el mercado eléctrico (ME). El ME como se ha descrito es muy variable y la relación *Tarifa Fijada a Cliente vs Compra Energía En ME* es quizá el **elemento en que más riesgo se asume en la actividad de comercialización.**
- **Actividad Comercialización.** Es necesario valorar unos costes asociados al desarrollo de la actividad debido a: desviaciones previsión vs compra, impagos, necesidades de financiación... Otro **elemento de riesgo.**

6.2. RECURSOS HUMANOS

Los recursos humanos necesarios dependerán de las tareas que quieran asumirse como propias, ya que existen actividades tan importantes para el desarrollo de la actividad como la compra de la energía en el mercado, que puede subcontratarse a otro agente o comercializadora, incluso por medio de contratos bilaterales definidos en el SE.

Es importante la duplicidad de personal con los conocimientos necesarios para evitar que las tareas queden sin realizarse.

Hay que tener en cuenta, que no todas las tareas requerirán de dedicación a tiempo completo.

Con una visión a medio plazo, y teniendo en cuenta el comienzo de la actividad únicamente con los suministros municipales, serán necesarios los siguientes perfiles:

- **Supervisor.** Seguimiento de la actividad, definición de nuevos procesos de trabajo y adaptación de los procedimientos de trabajo a la normativa. Deberá tener conocimiento sobre el funcionamiento de REE y OMIE.
- **Técnicos.** Realización de tareas más complejas como la previsión de la demanda o solicitud de modificaciones técnicas.
- **Tareas administrativas o gestores.** Gestión de las lecturas y facturas, envío y recepción de solicitudes habituales de distribuidora, atención a consumidores...

En el análisis actual, dadas las características del suministro, estabilidad de contratos (altas y bajas, cambios de condiciones contratación....) que es una de las actividades que más horas suponen en el día a día de comercialización; se considera que puede realizarse la actividad de comercialización; con la dedicación completa de tres personas.

Sería aconsejable que sean más los trabajadores que conozcan las tareas a realizar, como se ha comentado, pero el total de horas dedicadas a la actividad en el cómputo anual no superaría a las de estos tres trabajadores.

En el análisis se han contabilizado horas de trabajadores municipales, con calificación A y B y las siguientes condiciones (considerados sin antigüedad):

	Valor
JORNADA ANUAL	1.592 horas
SALARIO BRUTO	A 3.063 €/mes (14 pagas)
	B 2.662 €/mes (14 pagas)

Tabla 41 Condiciones trabajadores AyVG

Con el objetivo de ser conservadores en el análisis, se han considerado 3 jornadas anuales completas; 1 de nivel A y dos de nivel B. Si se constituye la compañía se considera necesario realizar una definición precisa del perfil y personal necesario.

6.3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Para poder valorar la viabilidad de la CM, el trabajo se ha estructurado de la siguiente manera:

- **Entender el modelo de negocio.** Para ello se ha descrito en los puntos 3 y 4 el sistema eléctrico de forma genérica y la actividad de comercialización de energía eléctrica de forma específica.
- **Descripción costes actividad.** Desarrollado a lo largo de este punto.
- **Descripción potenciales clientes actividad.** Tomando como referencia inicial los propios suministros del ayuntamiento
- **Determinar la viabilidad económica de la actividad.** A continuación.

6.3.1. CONDICIONES ANÁLISIS

Se realiza el análisis teniendo en cuenta las siguientes hipótesis:

- Volumen energía comprada (referencia consumos 2015 según diagnóstico ECOOO y precios 2016 según adjudicaciones en septiembre 2016):
 - Año 1: 30.517.054 kWh/año. Todo Espacio Público.
 - Año 2: 30.517.054 kWh/año. Todo Espacio Público.
 - Año 3: 57.134.633 kWh/año. Todos los suministros municipales
 - Año 4: 57.134.633 kWh/año. Todos los suministros municipales
 - Año 5: 57.134.633 kWh/año. Todos los suministros municipales
- Número de contratos (Descritos en la Situación de Partida)
- Costes energía (Descritos en la Situación de Partida)
- Peajes de energía. Los definidos actualmente en el BOE.
- Nivel de Pérdidas. Promedio de un 14%, a partir de las definidas en las adjudicaciones descritas en Situación de Partida.
- Ingresos comercialización. El análisis se ha realizado con el último precio disponible pagado por los suministros municipales. Este precio depende del ME y será variable.
- Gastos de Gestión. Se ha definido un coste para todos los conceptos descritos en el punto 5.2. Deberán ser revisados con la estructura final y objetivos de la compañía.

Inversiones necesarias:

	Importe Año 1 (€)	Importe Año 3 (€)
GARANTÍAS (Importe constitución)	2.341 €	4.382 €
HORAS ALTAS SUMINISTROS	1.584 €	1.584 €
CONSTITUCIÓN	Actividad realizada por servicios jurídicos propios	
SOFTWARE	25.000 €	10.000 €
MOBILIARIO, ORDENADORES, ...	5.000 €	3.000 €
TOTAL INVERSIÓN	33.925 €	18.966 €

Tabla 42 Inversiones

Se consideran 3 años de amortización de estas inversiones.

Las **altas de suministros** contabilizan una semana entera de trabajo para realizar todos los cambios de contratos. Con las herramientas adecuadas y conocimiento de la actividad podría hacerse en un tiempo más reducido.

Los valores variables considerados en las Situaciones de estudio:

	Situación
Gestión Compra Energía	0,25 €/MWh
Coste Energía PHFM ME	49,31 €/MWh
Actividad Comercialización	1,5 €/MWh
Personal	3
Tabla 43 Condiciones análisis	

Es necesario tener en cuenta las siguientes características de los importes considerados:

- **Gestión Compra Energía.** Coste por la actividad de compra de energía en el mercado eléctrico. Actividad realizada en esta situación por una entidad externa.
- **Precio Horario Final Medio (PHFM) en el Mercado Eléctrico (ME).** Precio final que pagan las comercializadoras en el ME teniendo en cuenta los conceptos: Mercado Diarios, sobrecoste mercado Intradiario, sobrecoste restricciones, sobrecoste operador del mercado, pagos por capacidad e interrumpibilidad. Todos, conceptos variables definidos en el ME. Se ha tomado la referencia media anual para las comercializadoras del mercado libre. Por lo tanto, es un valor medio del sector.
 - 49,31 €/MWh. Valor del PHFM para comercializadoras libres en 2016.
 - Se ha considerado una aproximación al perfil horario de demanda del ayuntamiento.
- **Actividad Comercialización.** Este es el coste asociado a desviaciones en la previsión de compra de energía, impagados, financiación necesaria... Este dependerá del buen desarrollo de la actividad.
- **Personal.** Tiene en cuenta horas de trabajo, podría ser desarrollado por más personas con menos horas de dedicación, siendo esto recomendable para dar continuidad a todas las actividades a realizar a lo largo del año. Al coste del salario bruto se le añadirá un 30% de costes laborales.

6.3.2. ANÁLISIS – COSTES DE OPERACIÓN

Según informes de mercado minorista de electricidad, para las comercializadoras libre en la Circular 2/2005 de la CNMC, los márgenes brutos (incluido coste comercial) que se están aplicando serán los siguientes:

Consumidor	Promedio
Tarifa 2.0 Mercado Libre	12 – 18 €/MWh
Acogido PVPC	7 €/MWh
Sin Derecho PVPC (2.1A)	19 – 25 €/MWh
PYME (3.0, 3.1)	10 – 17 €/MWh
Industrial (6.X)	0 – 6 €/MWh

Tabla 44 Márgenes brutos comercializadoras libres. Datos oficiales 2014. Fuente: CNMC

Estas estimaciones corresponden a márgenes brutos, que incluyen coste comercial, y se desconocen los costes de adquisición por parte de las comercializadoras, siendo razonable suponer que su aprovisionamiento sea un mix entre la cobertura a plazo y el aprovisionamiento en el mercado diario.

Es decir, estos Márgenes Brutos, son básicamente los Costes de Operación de la comercializadora, sin tener en cuenta el impacto de las variaciones del ME.

Realizando el análisis desde este punto de vista, se aísla de las variaciones del ME. Es decir, dependerá de lo eficientemente que se realice la actividad para que esta sea viable o no.

Se consideran gastos agrupados en tres bloques:

- **Gestión compra energía.** Considerado como 0,25 €/MWh.
- **Actividad Comercialización.** 1,5 €/MWh, que tiene en cuenta desviaciones, impagos, financiación...
 - Además de esos se han tenido en cuenta los siguientes: Operador del Sistema (0,14 €/MWh), Fondo Nacional de EE (0,2 €/MWh) y adquisición de Garantías de Origen (0,1 €/MWh).
- **Gastos de Gestión.** Los gastos definidos son los siguientes:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
MATERIAL OFICINA	5.000 €	5.000 €	8.000 €	8.000 €	8.000 €
ASESORIA	3.000 €	3.000 €	3.600 €	3.600 €	3.600 €
SOFTWARE	7.800 €	7.800 €	7.800 €	7.800 €	7.800 €
PUBLICIDAD	2.000 €	2.000 €	2.000 €	2.000 €	2.000 €
PÁGINA WEB	600 €	600 €	800 €	800 €	800 €
ALQUILERES	- €	- €	- €	- €	- €
OTROS GASTOS	4.200 €	4.200 €	4.200 €	4.200 €	4.200 €
IMPREVISTOS	3.000 €	-	2.000 €	2.000 €	2.000 €
PERSONAL (2+1)	157.365 €	157.365 €	157.365 €	157.365 €	157.365 €
TOTAL	182.965 €	179.965 €	185.765 €	185.765 €	185.765 €

Tabla 45 Gastos de Gestión (€/año)

Con este análisis, los costes totales para realizar la actividad de comercialización serán los siguientes:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Compra Energía*	20.403 €	20.403 €	38.194 €	38.194 €	38.194 €
Actividad Comercial.	67.492 €	67.492 €	126.359 €	126.359 €	126.359 €
Gastos de Gestión (Tabla anterior)	182.965 €	179.965 €	185.765 €	185.765 €	185.765 €
TOTAL	270.860 €	267.860 €	350.318 €	350.318 €	350.318 €
COSTES DE OPERACIÓN	8,9 €/MWh	8,8 €/MWh	6,1 €/MWh	6,1 €/MWh	6,1 €/MWh

Tabla 46 Costes de Operación (€/año)

*Incluye Gestión de Compra de Energía y en el ME y financiación de garantías.

Los Costes de Operación definidos para llevar a cabo la actividad, se encuentran dentro de las medias definidas por el sector; por lo que **se considera la actividad puede llevarse a cabo con un coste similar a la situación actual**, pero gestionando desde el propio ayuntamiento las cantidades económicas descritas en la tabla anterior. Comparando esta situación con el margen real calculado para la licitación de 2016, se obtienen los siguientes resultados:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Gestión Compra Energía	20.403 €	20.403 €	38.194 €	38.194 €	38.194 €
Actividad Comercial.	67.492 €	67.492 €	126.359 €	126.359 €	126.359 €
Gastos de Gestión	182.965 €	179.965 €	185.765 €	185.765 €	185.765 €
TOTAL	270.860 €	267.860 €	350.318 €	350.318 €	350.318 €
COSTES DE OPERACIÓN	8,9 €/MWh	8,8 €/MWh	6,1 €/MWh	6,1 €/MWh	6,1 €/MWh
SITUACIÓN DE PARTIDA	8,2 €/MWh	8,2 €/MWh	8,2 €/MWh	8,2 €/MWh	8,2 €/MWh
DIFERENCIA	-21.027 €	-18.027 €	117.424 €	117.424 €	117.424 €
IVA INCLUIDO	- 25.442 €	- 21.812 €	142.084 €	142.084 €	142.084 €

Tabla 47 Costes de Operación - Comparativa

Considerando los datos descritos se puede confirmar que **la actividad resultara viable para la CM a partir del tercer año**; debido a la curva de aprendizaje y costes superiores asumidos los dos primeros años para un volumen de energía menor.

Estos ahorros respecto a los costes de referencia del análisis realizado por la Agencia Energética suponen los siguientes porcentajes:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
AHORRO	- 25.442 €	- 21.812 €	142.084 €	142.084 €	142.084 €
COSTE ENERGÍA*	2.490.775 €	2.490.775 €	4.712.502 €	4.712.502 €	4.712.502 €
AHORRO	-1%	-0,9%	3,0%	3,0%	3,0%
COSTE TOTAL**	3.909.495 €	3.909.495 €	8.797.354 €	8.797.354 €	8.797.354 €
AHORRO	-0,7%	-0,6%	1,6%	1,6%	1,6%

Tabla 48 Costes de Operación - Comparativa (sin impuestos)

*La referencia para este coste únicamente del término energía viene dada por la Situación de Partida definida

**Este coste incluye todos los términos de la factura eléctrica, referencia diagnóstico AyV-G 2017.

Es necesario considerar que en los costes anteriores no se tiene en cuenta los siguientes elementos, que si han sido valorados económicamente y afectaría a los flujos de caja de la nueva compañía:

- **Inversiones y amortizaciones.**
- **Riesgos a asumir en la actividad con el ME**
 - Garantía. Variaciones, dinero disponible...
 - Definición precios energía y coste de adquisición mercado

6.4. CONCLUSIONES

Así pues, con los siguientes gastos e inversiones, la actividad de comercialización podría realizarse, al menos, con un coste similar al que ha supuesto hasta ahora:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	33.925 €	- €	18.966 €	- €	- €
Costes de Operación	270.860 €	267.860 €	350.318 €	350.318 €	350.318 €
COSTES DE OPERACIÓN	8,9 €/MWh	8,8 €/MWh	6,1 €/MWh	6,1 €/MWh	6,1 €/MWh

Tabla 49 Costes e inversiones actividad comercialización (Ref. Tabla 45)

Restando a los resultados anteriores estos costes de inversiones, el resultado económico será el siguiente:

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ahorro CM	-21.027 €	-18.027 €	117.424 €	117.424 €	117.424 €
Ahorro con IVA	- 25.442 €	- 21.812 €	142.084 €	142.084 €	142.084 €
Inversiones	33.958 €	- €	18.999 €	- €	- €
RESULTADO (Ahorro)	-54.984 €	-18.027 €	98.426 €	117.424 €	117.424 €
RESULTADO (IVA) (Ahorro)	-59.400 €	-21.812 €	123.085 €	142.084 €	142.084 €

Tabla 50 Costes e inversiones actividad CDM

Del análisis realizado, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El servicio de comercialización **es viable** teniendo en cuenta únicamente los suministros energéticos propios del ayuntamiento.
- **El ahorro potencial para el municipio es de 380.000 € en los 5 años analizados, 326.000 € descontando las inversiones necesarias.**
- Los costes asignados al primer año son elevados; con ello se tienen en cuenta posibles desvíos en el comienzo de actividad, curva de aprendizaje...
- Dar el paso a otros suministros (empresas públicas, sector privado...), será más sencillo si existe personal que conoce la actividad, se ha asentado la CM y han optimizado los costes de algunos servicios y tareas descritos.
- Poder realizar la actividad con unos resultados económicos positivos, requiere de una gran eficiencia en los puestos de trabajo y Costes de Operación en general.
- Es fundamental contar con una estructura de costes laborales muy eficientes.

- La gestión de compra de energía se presenta como un elemento crucial para la viabilidad de la actividad, por lo que se recomienda sea realizada por una entidad especializada.
-

La actividad económica de comercialización de energía eléctrica es una actividad en la que debe asumirse un riesgo económico. Los elementos que condicionan este riesgo son:

- **El Mercado Eléctrico es muy volátil.** Precios de mercado y otros componentes variables hora a hora, esto puede provocar situaciones económicas extremas en las cuentas de la compañía, con deudas incluidas. Menos arriesgado para una CM cuyo principal consumo es el propio ayuntamiento.
- **La legislación que lo regula es muy variable.** Las exigencias legales a compañías comercializadoras varían según exigencias del Gobierno Estatal. Esto puede provocar aumentos en los Costes de Operación.
- **Previsión de Compra.** El consumo de energía depende del usuario final, y variaciones inesperadas en su demanda pueden suponer aumentos en el Coste de Adquisición de Energía Eléctrica importantes. No participar de un grupo de compra amplio, hará que los desvíos y por lo tanto esos costes sean superiores.
- **Garantías.** Están condicionadas por los puntos anteriores y por lo tanto sus importes y penalizaciones también.

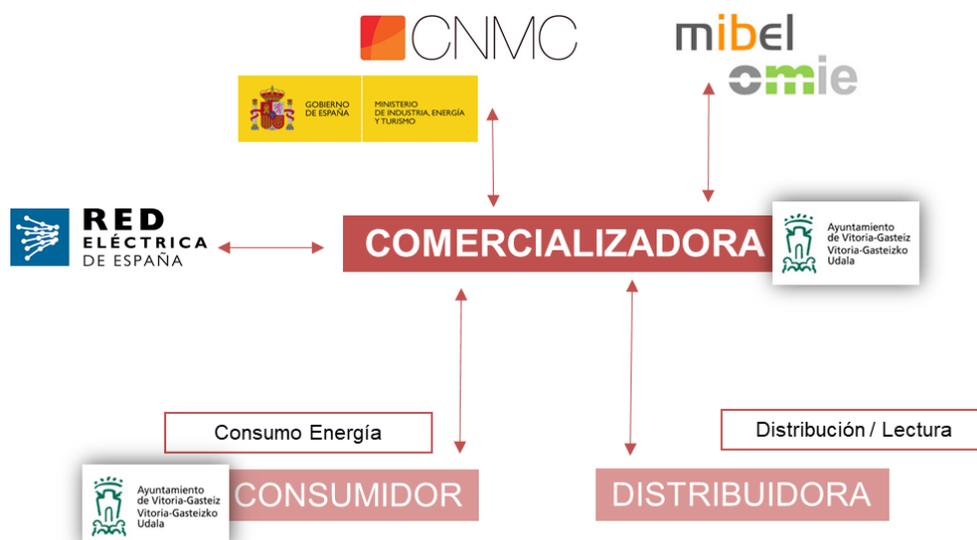


Ilustración 33 Situación CDM. Agentes y relación en la adquisición de energía eléctrica

7. PASOS PARA CREAR UNA COMERCIALIZADORA

Se describirán las diferentes etapas que deben darse ante la implantación de una CM y estimación de plazos de ejecución para cada uno de ellos. En un primer punto se describirá todo lo necesario para la creación de una comercializadora de forma convencional.

En el punto de posibilidades paralelas y con el objetivo de realizarlo con el menor riesgo posible para el ayuntamiento, asentando actividades y personas responsables de cada una de ellas, se describirá un proceso de acompañamiento alternativo para la creación de la CM.

7.1. REQUISITOS

Los puntos principales para poder realizar la actividad de comercialización son los siguientes:

7.1.1. EMPRESA MUNICIPAL

Existen varias opciones para la creación de la empresa destinada a la realización de la actividad de comercialización. Se describen en puntos posteriores algunas de estas opciones y casos reales que desarrollan esta actividad. No se considerará el coste de la constitución de la sociedad, ya que será desarrollada por parte de los servicios jurídicos municipales (de manera externa podría suponer unos 3.000 €).

La entidad comercializadora, deberá haber acreditado su capacidad técnica y económica ante [Red Eléctrica de España S.A.](#) (REE), como Operador del Sistema, y, en su caso, ante el [Operador del Mercado Ibérico Polo Español, S.A.](#) (OMIE). Para ello:

- Las empresas deberán cumplir los requisitos exigidos a los sujetos compradores en el mercado de producción de energía eléctrica conforme a los Procedimientos de Operación Técnica y, en su caso, las Reglas de Funcionamiento y Liquidación del mercado de producción.
- Las empresas deberán presentar ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resulten exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado respectivamente. Descritas en el punto siguiente.

Es requisito para ejercer la actividad de comercialización la acreditación de la capacidad legal, que implicará que las **empresas deberán ser sociedades mercantiles debidamente inscritas en el registro correspondiente**, en cuyo objeto social se acredite su capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin que existan limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

Aquellas empresas con sede en España deberán acreditar en sus estatutos el cumplimiento de las exigencias de separación de actividades y de cuentas establecidas en los artículos 12 y 20 de la [Ley 24/2013, de 26 de diciembre](#), del Sector Eléctrico.

OBLIGACIONES

Las obligaciones de las comercializadoras de energía eléctrica se encuentran recogidas en el artículo 46 de la [Ley 24/2013, de 26 de diciembre](#), del Sector Eléctrico. Son obligaciones de las comercializadoras, entre otras:

- Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.
- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.
- Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.
- Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.

DERECHOS

El [Real Decreto 1955/2000](#), de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. En su artículo 71 describe los siguientes derechos (además de los reconocidos en [Ley 54/1997](#), de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico).

- Acceder a las redes de transporte y distribución en los términos previstos del Real Decreto.
- Actuar como agentes del mercado en el mercado de producción de electricidad.
- Contratar libremente el suministro de energía eléctrica con aquellos consumidores que tengan la condición de cualificados y con otros sujetos cualificados según la normativa vigente.

7.1.2. GARANTÍAS SECTOR ELÉCTRICO

Como se ha descrito, existen ciertas exigencias económicas requeridas por el sector para asegurar la viabilidad económica del agente participante. Estas se denominan Garantías, y deben ser depositadas tanto ante el Sistema (REE) como el Mercado Eléctrico (OMIE).

REE

El Operador del Sistema exige se presenten unas garantías económicas por si el Sujeto de Mercado (comercializadora en este caso) no es capaz de hacer frente a los pagos comprometidos por la actividad en el mismo. Estos serán calculados en función de la potencia demandada máxima de compra en una hora (MW) y la previsión de compra de energía en 35 días (MWh).

En este caso, el depósito se realiza a través de la empresa MEFF.

GOB (Garantías de Operación Básicas) y GOA (Garantías de Operación Adicionales). Estas garantías deben ser resueltas también con el OS (REE), y dependerá de los desvíos porcentuales mensuales respecto al programa producido en cada uno de los últimos doce meses en los que se disponga de medidas firmes definitivas. Inicialmente se calculan con un valor máximo, que será el utilizado en este análisis.

Estas garantías están muy condicionadas por lo bien que se haga la previsión compra de energía en el mercado eléctrico, es decir los desvíos incurridos en ella. Se comienza considerando estos desvíos del 10% y variarán en función de los datos reales de compra real – previsión. Debido a los plazos de lecturas reales oficiales de distribuidora, estas garantías se adelantan para la actividad de 8 meses; por lo los fondos requeridos para las mismas puede resultar elevados.

Es necesario considerar posibles variaciones en estas garantías como un elemento crucial en los flujos económicos de la comercializadora y su relación con el OS. Pueden ser determinantes para la supervivencia de la actividad.

OMIE

Del mismo modo que el OS, el OM también exige unas garantías económicas para cubrir posibles impagos o retrasos en los pagos por parte de la comercializadora. En este caso, los costes irán referenciados a la compra diaria en el mercado eléctrico, la participación horaria en el mismo y una previsión de compra en 11 días (MWh).

Estos depósitos para operar en los mercados se realizan en OMIE.

VALORACIÓN GARANTÍAS

Entidad	Etapa 1 ALUMBRADO	Etapa 2 TOTAL
REE	233.000 €	436.000 €
REE (GOA)	157.623 €	295.105 €
OMIE ¹⁶	77.618 €	145.318 €
TOTAL	468.241 €	876.423 €

Tabla 51 Garantías¹⁷

Estas garantías se calculan según referencias de precio en el mercado, tanto precios finales horarios de energía (PHFM), como precios de referencia de Mercados Diarios e Intradiarios, diferentes dependiendo del momento en que sean calculadas e irán variando conforme se vaya desarrollando la actividad de comercialización.

¹⁶ Las garantías de OMIE tienen incluido el coste del IVA

¹⁷ Todas las garantías variarán según la evolución de la actividad de la comercializadora.

Las GOA, pueden suponer una cantidad menor de la estimada en este punto según los costes de los desvíos.

Por lo tanto, son conceptos variables que deben ser revisados semanalmente y cuyos requerimientos deben ser solventados inmediatamente. Es primordial para el desarrollo de la actividad de comercialización no cometer errores en esta línea, que pueden suponer penalizaciones económicas y aumentos de garantías a depositar en los diferentes agentes.

Pueden ser formalizadas en ambos agentes en diferentes modalidades: aportación directa, aval bancario, línea de crédito, cesión de derechos de cobro, seguro de caución... aunque REE no permite la cesión de derechos de cobro y las exigencias de OMIE pueden cambiar.

7.2. CONSTITUCIÓN COMERCIALIZADORA

El alta de la actividad de suministro a consumidores peninsulares lleva asociada los siguientes pasos:

- i. Creación de una empresa municipal con el objetivo de comercializar electricidad
- ii. Comunicación inicial al Operador del Sistema (REE) y del mercado (OMIE)
 - o Alta de la empresa para ser Sujeto de Mercado/Sistema. Solicitud REE
 - o Acreditación de Capacidad Técnica y Cumplimiento Requisitos como Sujeto de Mercado.
 - o Alta en el sistema informático de REE.
 - o Cálculo de las garantías a depositar y constitución de las mismas
 - o Adquisición condición de Agente del Mercado (AM) ante OMIE.
- iii. Alta de la unidad de programación de comercialización correspondiente. Envío de documentación necesaria a REE y OMIE
- iv. Obtención de Certificado de cumplimiento de requisitos con el OS.
- v. Comunicación del inicio de actividad y declaración responsable. MINETUR
- vi. Obtención de fecha de alta efectiva OMIE/REE.
- vii. Alta en las empresas distribuidoras. Sólo una en el caso del Ayuntamiento.

Solicitarán el alta en calidad de comercializador todas aquellas empresas que deseen adquirir energía para suministro a consumidores peninsulares, incluidas las empresas que ya sean sujeto de mercado para cualquier otra actividad distinta de la de comercialización.

En caso de que el sujeto quiera adquirir la energía para suministro a sus clientes finales en el mercado gestionado por OMIE, deberá realizar los trámites para darse de alta como agente de mercado en OMIE simultáneamente al alta como sujeto de mercado ante REE. Como ya se había descrito, existen dos trámites complementarios a realizar con el Sistema y con el Mercado Eléctrico.

No todos los trámites deben realizarse de manera sucesiva, es decir algunos de ellos pueden ser realizados en paralelo. En conjunto, se considera una persona, con los poderes y autorizaciones adecuadas, para la realización de las acciones definidas. No con dedicación completa.

Se muestra a continuación un cronograma con los pasos a dar para la creación de una comercializadora y unos plazos estimados. No se puede afirmar que esos plazos sean definitivos, ya que la respuesta de las diferentes entidades con las que realizar los trámites no está acotada legalmente en el tiempo. A partir de estos plazos teóricos, **la realidad refleja un proceso de entre 4 y 8 meses** una vez constituida la figura jurídica que participara del sector.

Es necesario valorar otra fase que dependerá de la agilidad del ayuntamiento y puede retrasar considerablemente el proceso: la preparación del expediente de contratación del agente mayorista y licitación pública para su contratación.

NECESIDADES INTERNAS

En el proceso de desarrollo de los trámites legales, se recomienda dedicar tiempo a la formación y preparación del personal que realizará las gestiones de la nueva empresa comercializadora. Y una de las tareas más importantes, debe ser la adquisición y adaptación de los sistemas informáticos necesarios.

Es importante tener probados y validados los archivos de comunicación con la **Oficina de Cambio de Suministrador en la CNMC**. Los archivos que deberán prepararse serán:

- Los relacionados con las solicitudes de cambio de comercializador.
- Lecturas
- Facturación
- OTROS. No son tan importantes y pueden gestionarse inicialmente de forma manual.

La compra de energía es otro aspecto que puede definirse en esta etapa de constitución. Son varias las posibilidades existentes y deberá optarse por una de ellas.

- Subcontratación con un comercializador ya existente para las gestiones diarias, es decir, contar un Agente de Mercado para realizar la compra.
- Compra por parte de la propia Comercializadora del ayuntamiento.

Desde el momento de la aprobación por parte de las autoridades municipales y de que el personal responsable disponga de los recursos y autorizaciones para la creación de la comercializadora, se puede estimar un periodo de unos 6 – 8 meses hasta considerar que está plenamente operativa. Pero los beneficios asociados a esta, no comenzará a ser visibles hasta el paso de dos o tres años, dependiendo del resultado económico de la actividad y evolución del ME.

7.3. RECOMENDACIONES BÁSICAS REE

Es conveniente que el comercializador antes de comenzar su actividad tenga en cuenta algunas consideraciones importantes, en este caso de su relación con el OS, particularizadas para el Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz:

- Conocer y acceder el concentrador secundario de la distribuidora (Iberdrola Distribución) como Encargado de la Lectura de sus clientes y conocer los plazos de objeción de la medida.
- Conocer el concentrador principal de REE.
- Desarrollar un calendario de liquidación, facturación y cobros/pagos del Operador del Sistema. Este calendario está disponible en el fichero Zip liquicomun publicado en la web pública de sujetos e.sios (Publicaciones/Liquidaciones).
- Disponer de la información actualizada de los formatos y ficheros de liquidación. Esta información está disponible en el PDF modelcom contenido en el Zip liquicomun publicado en la web pública de sujetos e.sios (Publicaciones/Liquidaciones).

- Conocer las penalizaciones por retraso en el pago (Procedimiento de Operación PO 14.7)
- Conocer los periodos de revisión y plazos para el depósito de garantías básicas y adicionales (Procedimiento de Operación PO 14.3)
- Conocer el funcionamiento y plazos del seguimiento diario de garantías (Procedimiento de Operación PO 14.3)
- Conocer la liquidación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago de los servicios de ajuste del sistema (Procedimiento de Operación PO 14.4)
- Conocer y acceder a su fichero zip de liquidación donde se encuentra el detalle de la factura quincenal emitida por MEFF.
- Conocer el formato de los ficheros de Intercambio de Información con el OS (Liquidaciones), publicado en la web pública de sujetos e.sios (Documentación/Modelo de Ficheros).
- Identificar con la normativa aplicable los segmentos publicados en el fichero de registro de anotaciones en cuenta (reganecu). Para ello se proporciona una ayuda en el Anexo 5 del ficheros de Intercambio de Información con el OS (Liquidaciones), publicados en la web pública de sujetos e.sios (Documentación/Modelo de Ficheros).

8. POSIBILIDADES PARALELAS Y COMPLEMENTARIAS

Se describen a continuación algunas de las posibilidades que se valorarán y desarrollarán, teniendo en cuenta sus costes, requerimientos (legales, humanos, económicos,...), actividades a realizar, ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos:

- Posibilidad de agrupar la compra con contrato bilateral con otro comercializador
- Comercializadora en varias etapas
- Compra de energía en contratos bilaterales con productores
- ...

8.1. CONTRATO BILATERAL CON OTRO COMERCIALIZADOR (COOPERATIVA)

Esta relación viene descrita en la propia normativa del Sector Eléctrico. Lo contempla ya que muchas comercializadoras no son directamente Agentes de compra en el Mercado Eléctrico.

Esta configuración es la de una comercializadora que no participa directamente en el Mercado Eléctrico. Esta participará por medio de otro agente, que tendrá un volumen mayor por aunar diferentes comercializadoras, reduciendo costes y riesgos.

Incluso en muchos casos, la estrategia de un comprador con mayor volumen, capacidad para seguir el mercado eléctrico de forma continua, definir estrategias de compra con objetivos de reducción de precio... puede resultar en una compra más eficiente.

Esta no sólo es una opción más, es la que se ha decidido utilizar para el análisis de viabilidad realizado. Muchas son las compañías que deciden centralizar en grupos de compra su relación con el ME, con el objetivo de optimizar costes y precios de compra.

Se ha utilizado en el análisis un coste de gestión por esta actividad de 0,25 €/MWh, valor muy eficiente basado en el caso real de la Unión Electro Industrial.

Ventajas	Inconvenientes
Costes actividad más bajos	Hay que seguir realizando la previsión de compra
Compra energía más eficiente	Un intermediario más antes del ME
Reducción coste desvíos	
Riesgo compartido	

Tabla 52 Ventajas e Inconvenientes

8.2. COMERCIALIZADORA EN VARIAS ETAPAS

Puede realizarse el camino hasta llegar a ser una comercializadora de una sola vez, como se ha descrito a lo largo del informe; o puede realizarse en varias etapas. Se describe a continuación un ejemplo como los que Energía Gara / Som Energía ya realiza con otras cooperativas en el SE nacional. En el desarrollo descrito, la Entidad Externa, hace el papel que Energía Gara / Som Energía realiza para sus colaboradores.

En el caso del ayuntamiento, con voluntad de tener estabilidad y llegar a ser una comercializadora autónoma, se definirían las siguientes etapas:

- **Nacimiento:**
 - La Entidad Externa es la comercializadora a todos efectos legales. En la factura aparecerán logotipo de las dos entidades.
 - Responsable del ayuntamiento es interlocutor con los puntos de suministro.
- **Consolidación:**
 - Ayuntamiento se convierte en comercializadora con NIF y entidad propia en el sistema eléctrico
 - El ayuntamiento dispone de herramientas de gestión propias
 - La Entidad Externa realiza parte de las tareas
- **Comercializadora consolidada**
 - Tanto La Entidad Externa como el ayuntamiento son capaces de operar independientemente y decidir su propia estrategia

En las fases iniciales, los clientes del ayuntamiento (sus propios suministros) tendrán las mismas condiciones que los clientes de La Entidad Externa. Esta suele puede ser una premisa de entidades externas como esta y se considera que el ayuntamiento también tratará de igual modo a todos sus usuarios (edificios, alumbrado...) de cada una de las tarifas en las que ofrezca suministro.

Existen dos elementos importantes que deben tenerse en cuenta a la hora de definir la relación entre las dos entidades:

- Aportación al capital de la Entidad Externa. Necesario para financiar la actividad económica: flujo de caja (pago de proveedores antes de cobrar de los clientes), garantías depositadas al sistema eléctrico, ... Sería de cuantía similar a las garantías a aportar al SiE
- Gestión del margen comercial. A concretar según la etapa en que se encuentre la relación y las actividades asumidas por la comercializadora.

En cualquier caso, en un contrato formal, la Entidad Externa se ha de reservar el derecho de exigir al Ayuntamiento un depósito adicional basado en el volumen de MWh gestionado, cuando este le sea exigido por parte de los operadores del mercado. Los criterios de cálculo serán los mismos que apliquen los operadores.

Se describe a continuación un ejemplo de tareas que asumirá la comercializadora escalonadamente.

- **Atención socios y clientes.** Asumir todas las comunicaciones de información habitual, telefónica y correos que los usuarios puedan necesitar. En la etapa inicial se debería hacer compartiendo las mismas herramientas de gestión que utilice la Entidad Externa.

Se recomienda asumir formalmente esta actividad cuando el volumen de energía gestionado (desde el principio para los suministros municipales) y el conocimiento de las tarifas y consultas habituales sean suficiente.

- **Solicitudes a distribuidoras.** Se pueden separar en dos categorías: solicitudes de cambio de comercializador y solicitudes de modificaciones en contratos.

Esta sería la etapa transición en que la entidad municipal ya está dada de alta en el sistema eléctrico como comercializadora, e inicia las primeras pruebas y tareas.

- **Facturación.** Incluye la gestión de las facturas de empresas distribuidoras y la emisión de las facturas a los clientes. Al estar las dos áreas íntimamente vinculadas, es recomendable asumir las dos áreas de trabajo simultáneamente.

Incluye la reclamación de errores a la distribuidora y la gestión de impagados de los clientes.

- **Común a todas las áreas.** Gestiones informática, gestiones con el mercado eléctrico, estadísticas e informes a autoridades, pago de impuestos, declaraciones etc...

Solo podrá ser transferido cuando sea una comercializador totalmente independiente. Se recomienda que las gestiones de compra en el mercado sean unidas a otro operador de mayor volumen.

Ventajas	Inconvenientes
Desarrollo de actividad con riesgos mínimos	Garantías exigidas REE y OMIE
Desarrollo actividad por etapas, aprendizaje y desarrollo capacidades con seguridad	Coste por la realización de la actividad y formación por parte de le Entidad Externa
Eficiencia en la compra de energía	
Proceso constitución con OMIE y REE por etapas	

Tabla 53 Ventajas e Inconvenientes

8.3. COMPRA ENERGÍA CON CONTRATOS BILATERALES

Existe la posibilidad de hacer compra directa de energía con productores por medio de contratos bilaterales. En este caso, la compra no pasa por los mercados convencionales diarios o de futuros, sino que se trata de un acuerdo de precio y volumen entre productores y comercializadora.

En este caso, ambas partes deben declarar el contrato ante REE y ambos han de enviar a REE sus previsiones de producción y compra. Al igual que en los mercados convencionales, las desviaciones respecto a la realidad serán penalizadas.

No se trata de una modalidad que cambie la compra de energía en el mercado, sino que es complementaria con ella y aporta otra vía de compra de energía que puede ser más estable en el largo plazo.

Actualmente es un proceso complejo que sólo llevan a cabo grandes consumidores (fundamentalmente industriales) con grandes productores; pero se ha comenzado a evaluar este tipo de contratos para pequeños productores de energías renovables y comercializadoras interesadas.

Esta solución puede resultar muy interesante en la promoción de proyectos de generación local tanto con propiedad municipal, como de ciudadanos o empresas de la ciudad. Por ejemplo sería posible hacerlo con la energía generada en:

- Instalación fotovoltaica en una cubierta o espacio municipal, bien existente o de nueva construcción.
- Generación basada en una cogeneración con biogás los ejemplos existentes en Vitoria-Gasteiz son:
 - o Vertedero de Gardelegi. 650 kW de potencia eléctrica de generación.
 - o Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) de Crispijana
 - o Planta de Tratamiento de Residuos Urbanos, las tres municipales.

9. COMPARATIVA

Se han analizado 3 métodos diferentes de adquisición de energía eléctrica para el Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz a lo largo del informe, se realiza a continuación una visión general y comparativa de estas opciones:

- Compra mediante comercializadora y contratación mediante licitación. Situación Actual.
- Constitución del Ayuntamiento como Consumidor Directo a Mercado. CDM
- Creación de una Comercializadora Municipal. CM

Los esquemas de agentes que participan en la actividad serán los siguientes en cada una:

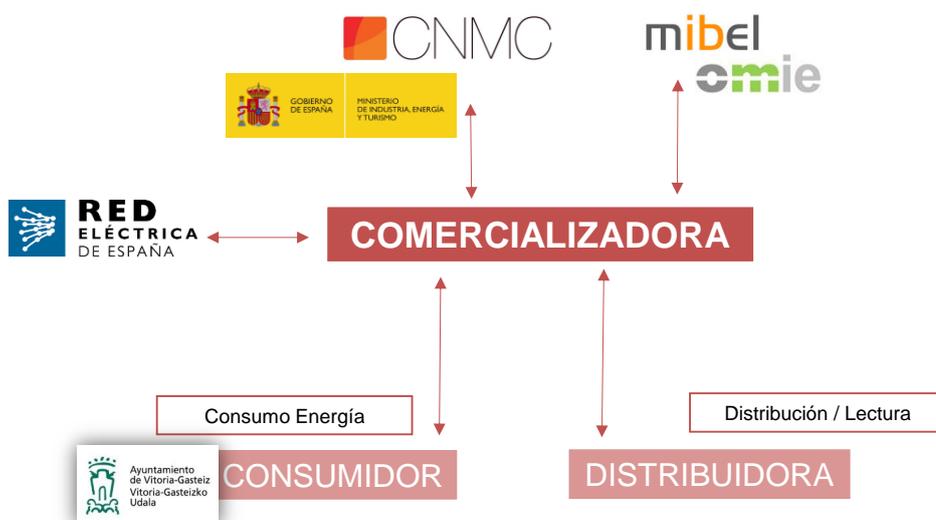


Ilustración 35 Situación Actual. Agentes y relación en la adquisición de energía eléctrica

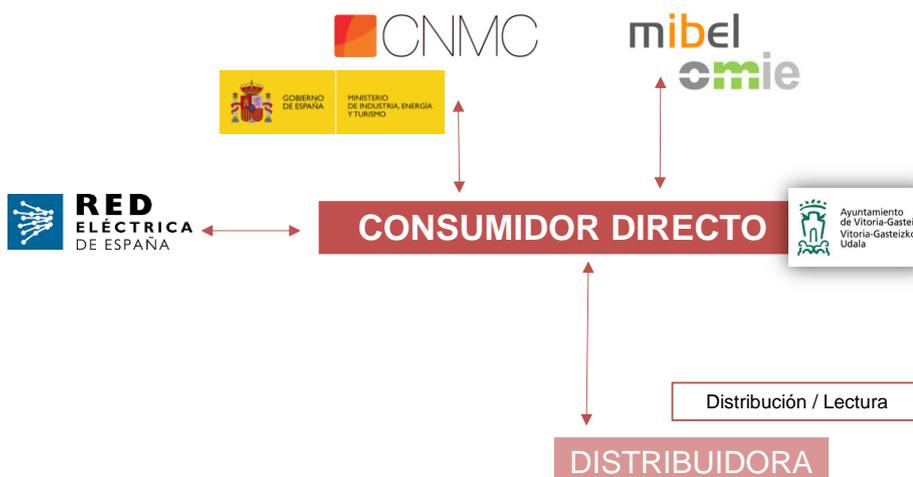


Ilustración 36 CDM. Agentes y relación en la adquisición de energía eléctrica

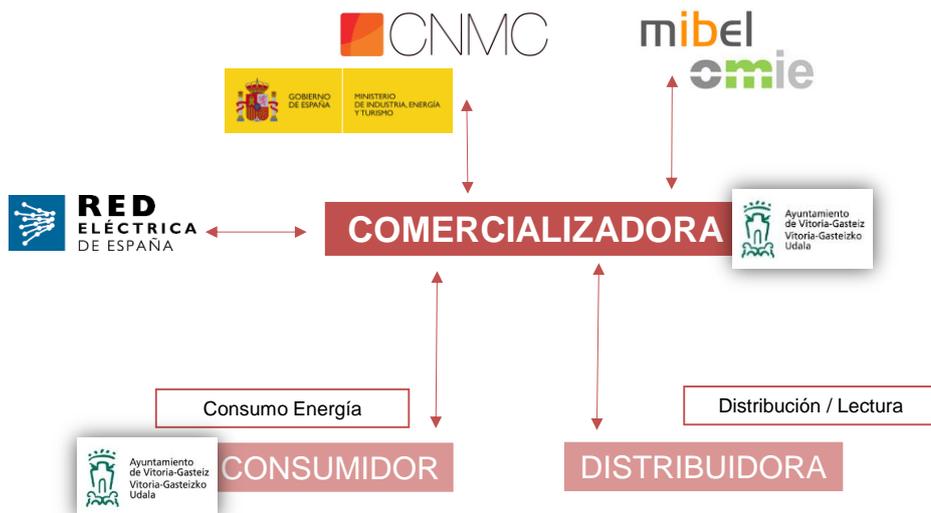


Ilustración 37 CM. Agentes y relación en la adquisición de energía eléctrica

Este será uno de los **elementos más importantes del análisis**, ya que permitirá identificar los puntos sustancialmente diferentes y con mayor impacto en cada una de las opciones planteadas. Será la base del debate posterior a nivel municipal y político, en el que deberá elegirse una de ellas en función de los objetivos municipales marcados.

	AHORRO*	NUEVA FORMA JURÍDICA	ACCIÓN SI E	SECTOR PRIVADO	PROMOCIÓN EERR	POLITICA ENERGÉTICA
ACTUAL	- €	NO	NO	NO	NO	NO
CDM	902.452 €	NO	BAJA	NO	NO	NO
CM	378.996 €	SI	ALTA	SI	SI	SI

Tabla 54 Comparativa

*El ahorro ha sido valorado respecto del coste actual de comercialización (datos 2016), en los 5 años de análisis y sin tener en cuenta las inversiones.

FORMA JURÍDICA. La creación de una Comercializador Municipal supone la necesidad de contar con una figura jurídica en forma de Sociedad Mercantil. Por lo tanto será necesario para desarrollar la actividad crear una nueva empresa pública.

ACCIÓN SISTEMA ELÉCTRICO. Tanto el CDM como la CM son Sujetos y Agentes de Mercado, es decir, tienen una clasificación dentro del Sector Eléctrico. Pero las dos opciones no ofrecen lo mismo. El CDM únicamente se dedica a adquirir energía para sí mismo, en cambio la CM al ser una empresa independiente y con recursos propios podrá actuar de manera más activa en el mercado: participación en foros de desarrollo legal,...

CIUDADANÍA/PRIVADO. Se identifican diferentes de acción con la ciudadanía.

- **Comercialización.** Únicamente la CM podrá ofrecer servicios a entidades y personas que no sean el propio municipio. Ofrecer comercialización de energía eléctrica al sector privado tendrá limitaciones en función de la configuración legal de la CM, pero solo esta opción lo permite.
- **Política Tarifaria.** El margen para definir precios es muy ajustado, como se ha descrito a lo largo del informe, pero la CM es la única opción que permitirá hacer propuestas que al menos aporte pequeñas indicaciones de precio para promover el ahorro, o facilidades a personas con menos recursos asegurando un mínimo de acceso a energía eléctrica, lucha contra la pobreza energética.

POLÍTICA ENERGÉTICA. Pueden englobarse en este punto el resto de elementos. El contar con un entidad pública dedicada a aspectos energéticos abre la posibilidad definir nuevas actuaciones dentro del sector eléctrico en general y eléctrico en particular.

- **Promoción Energías Renovables (EERR).** Dar el paso a convertirse Representante de Mercado para productores de energías renovables, e incluso facilitar la compra de energía mediante contratos directos con productores y autoconsumidores es más sencillo con la creación de la CM.
- **Gestor de Carga.** Esta figura jurídica es necesaria para poder vender energía en puntos de recarga de vehículos eléctricos, algo que entronca perfectamente con la Estrategia de Movilidad de Vitoria-Gasteiz. Este paso es posible darlo desde una Empresa Pública como puede ser la CM, considerando que pueda funcionar como un Operador Energético con varias funciones relacionadas con el Sector Eléctrico de forma específica y otros de manera general.
- **Otras actuaciones.** Contar con una empresas pública (Operador Energético Municipa) capaz de promover medidas y actuaciones alineadas con la política o estrategia municipal puede acortar los plazos de consecución de objetivos además de llegar a obtener fondos para su ejecución.

10. CONCLUSIONES

- La actividad de adquisición de energía bien sea por medio de una CM o CDM, comenzando con los suministros municipales aportará un **ahorro económico considerable**; a partir de este punto será **totalmente imprescindible definir cuál es el objetivo de proponer este cambio**.
- Los **procesos de creación son similares** para un CM y CDM. Los costes de actividad ligeramente inferiores en el caso del CDM.
- Los **riesgos ante la compra en el Mercado Eléctrico son similares** para ambas modalidades.
- La **creación de una CM aporta otras muchas posibilidades al Ayuntamiento**.
- Es capital para la elección de la propuesta **ver cómo encaja esta con la Estrategia Energética Municipal** que el ayuntamiento comienza a definir.
- Los costes de operación de una comercializadora municipal puede ser muy ajustados, además de eliminar el margen comercial de una compañía externa:
 - Esto puede redundar en una reducción del coste pagado por los suministros municipales
 - El beneficio comercial también se puede recoger para desarrollar otras acciones
 - Los Costes de Operación quedarán en trabajadores públicos municipales.

Si únicamente se tiene en cuenta la compra de energía eléctrica para los suministros municipales, debería pensarse únicamente en la figura del CDM. Dado que el AyVG tiene una estrategia energética más ambiciosa, con objetivos claros que relacionan la generación de energía eléctrica renovable, el autoconsumo energético, la movilidad eléctrica... el camino más interesante pasará por la creación de una Comercializadora Municipal que pueda ser la base de un Operador Energético Municipal como herramienta para llevar a cabo la Estrategia Energética Municipal.

11. EXPERIENCIAS REALES

Este cambio en el modo de adquirir la energía eléctrica es un proceso que ya han comenzado muchas administraciones públicas (locales y regionales), además de entidades como cooperativas sin ánimo de lucro promovidas por la ciudadanía.

Por ello se describirán algunas de ellas desde las siguientes visiones:

- Caracterización: tipo de suministro energético (volumen, usos, tarifas...), tipo de municipio (habitantes, situación...)
- Estado de cada una: estudio, creación, en operación...
- Justificación del mismo: objetivo municipal planteado con el proceso.
- Experiencias reales de funcionamiento y resultados obtenidos (económicos, personal, actividad municipal...)

Para el desarrollo de este punto, se cuenta con la experiencia de la cooperativa en todos sus territorios y de los propios técnicos que desarrollarán el informe.

Algunas de las experiencias que se tendrán en cuenta y analizarán serán:

11.1. SOM ENERGIA – ENERGIA GARA

Som Energia / Eneriga gara es una cooperativa de consumidores de energía renovable, sin ánimo de lucro creada en 2010. Sus actividades principales son la comercialización y producción de energía eléctrica de origen renovable.

La cooperativa nace con el **objetivo de crear masa social** suficiente para impulsar un cambio en el actual modelo energético; es decir convertirse en un momento social, motor del cambio de modelo.

Es miembro de [Rescoop](#) unión de cooperativas europeas con las que comparten los valores que definen el desarrollo de su actividad:

- **Socios/as implicados:** los socios/as podrán participar aportando conocimiento, dinero, bienes o trabajo.
- **Transparencia y control democrático:** 1 socio/a = 1 voto.
Órgano decisión = Asamblea de socios. Cooperativa sin ánimo de lucro.
- **Participación financiera de todos los socios/as:** pequeñas aportaciones financieras dan el poder financiero y popular para promover los proyectos.
- **Colaboraciones con otras cooperativas:** compartir información y defender sus intereses.

- **Enfoque a la comunidad local:** promover la creación de trabajo relacionado con la energía renovable y contribuir a la creación de una economía verdaderamente sostenible y al desarrollo rural.
- **Educación e información:** divulgar una nueva cultura energética.

Las actividades principales que desarrolla la cooperativa, desde su equipo técnico y secciones territoriales compuestas principalmente por socios activos y voluntarios son:

- **Comercialización de energía eléctrica renovable**
- **Proyectos.** Generación, ahorro energético... Actualmente cuenta con 8 instalaciones FV en cubierta, una huerta solar, una pequeña caldera de biomasa, una minihidráulica, una planta de biogás, 1 planta FV sobre suelo ya funcionando y otras 3 en proyecto.
- **Formación y difusión:** mercado eléctrico, modelo energético, promoción de ahorro...

En la actualidad se comercializan más de 170 GWh, casi 59.000 contratos y 40.000 socios y para ello cerca de 50 personas contratadas (no todos a jornada completa) y con más de 20 secciones territoriales y grupos locales en los que desarrollan la actividad y participan del desarrollo de la cooperativa los socios más activos.

La distribución de socios en todo el territorio se muestran en la siguiente imagen:



Ilustración 38 Distribución socios som energía / energía gara

11.2. EXPERIENCIA COMPRA CONJUNTA CON ENERCOOP – LAUEI

Som Energía, como se ha descrito, realiza la compra de energía en el mercado por medio de cooperativa La Unión Electroindustrial (LAUEI). Es decir, en la modalidad descrita de Contrato Bilateral con otra Comercializadora (descrito en el punto 7.1).

Esta ha sido una unión natural, ya que el grupo está compuesto por cooperativas sin ánimo de lucro, entidades de la economía social, públicas... que comparten unos mismos valores sociales y humanos en el desarrollo de la actividad dentro del sector eléctrico.

Además, los resultados económicos de unirse para interactuar con el ME son muy positivos desde varios puntos de vista:

- Costes de gestión muy ajustados y compartidos
- Compra de energía muy eficiente
- Reducción de los costes de desvíos

En el día a día de actividad, cada comercializadora debe tener muy controladas sus ventas y hacer una previsión de compra lo más ajustada posible.

Algunos datos que caracterizan esta unión:

Entidad	Descripción
Volumen Energía	600 GWh / año
Tipo Consumidores	Mayormente domésticos
Entidades Participantes	24
Objetivo	Reducir costes y penalizaciones en la compra de energía
Forma Jurídica	Mercantil 100% propiedad de ENERCOOP
Personal	3 personas no 100% pero con total disponibilidad

Tabla 55 Características Comercializadora Bilateral con LAUEI

Ventajas	Inconvenientes
Costes más bajos	Hay que seguir realizando la previsión de compra
Compra energía más eficiente	
Reducción coste desvíos	
Riesgo compartido	

Tabla 56 Ventajas e Inconvenientes

11.3. AYUNTAMIENTO DE PAMPLONA-IRUÑA

Desde 2015 el Ayuntamiento de Pamplona tiene como uno de sus objetivos específicos la creación de un Operador Energético Municipal, con la intención de realizar actividades de comercialización de energía eléctrica y otras en torno al ámbito energético: gestión de generación renovable, promoción de nueva generación distribuida aprovechando los recursos locales, lucha contra la pobreza energética, formación y sensibilización tanto a la ciudadanía como al propio ayuntamiento...

Se han realizado [estudios de análisis](#) desde entonces:

- Análisis de viabilidad técnico – económica de la creación de una CM.
- Análisis jurídico para el Desarrollo de una CM.

Considerada viable la creación de la CM, el Ayuntamiento a lo largo del año 2017, ha comenzado con el proceso burocrático interno para la creación de la compañía pública que realizará la actividad de comercialización.

El ahorro definido en su análisis, respecto el coste de la Energía: 2.5 %

Estado actual: creado equipo de trabajo compuesto por los departamentos implicados y desarrollo de la memoria justificativa que se pretende sea presentada para su aprobación en Pleno Municipal antes de que termine el año 2017.

Una vez aprobado esto, se comenzarán los trámites de creación de la Mercantil de propiedad 100% municipal que se espera estén finalizados en 2018 e incluso los pasos para darse de alta como Comercializadora.

Ventajas	Inconvenientes
Beneficios económicos de la actividad	Riesgo asumido en la actividad económica
Influencia ayuntamiento en la actividad de la empresa (objetivos, valores, misión...)	Limitación en el desarrollo de políticas municipales
Tabla 57 Ventajas e Inconvenientes	

11.4. AYUNTAMIENTO DE BARCELONA

Desde este ayuntamiento se lleva trabajando esta posibilidad hace ya varios años, lo que ha generado una base de trabajo y conocimiento considerable, hasta ahora se cuenta con un importante panel de generación renovable por medio de instalaciones FV y valorización energética de residuos de vertedero. Parte de este análisis y valoración de los estudios, tiene en cuenta además de la propia ciudad de Barcelona, toda su Área Metropolitana, [AMB](#), pero su integración dependerá del ámbito de la política energética que se valore.

Con el cambio de gobierno en las últimas elecciones municipales, la idea de la comercialización de energía eléctrica, junto con su generación, los servicios energéticos y nuevas políticas energéticas municipales se relanzan con una visión mucho más social y espíritu transformador, para comenzar desde las políticas municipales el camino hacia un modelo energético más justo y teniendo en cuenta el bienestar de las personas en su desarrollo.

El órgano principal en el desarrollo de estas políticas, será el denominado **Operador Energético**. Este organismo es mucho más que una comercializadora de electricidad. Será el **elemento ejecutivo de una política energética pública amplia y ambiciosa**, que probablemente condicionará la propia estructura institucional del Ayuntamiento.

Dado el desarrollo actual del ayuntamiento y su estructura actual, una de las premisas básicas será aprovechar las estructuras institucionales y empresariales preexistentes, siempre y cuando, respondan a las nuevas necesidades políticas. Aunque esto no será ningún límite y si es necesario modificar algunas de ellas o incluso eliminar las innecesarias, se hará.

Para llevar a cabo esta política, se pretende que el **Operador Energético (OE)** dirija o coordine el trabajo de las personas que están trabajando en estos momentos en asuntos energéticos en diversos entes del ayuntamiento, y contar con personal nuevo.

La compañía pública que se ocupara de la actividad de comercialización ya existía (TERSA) y se están llevando a cabo los trámites con el SiE. Se espera comenzar la actividad de comercialización en el 2T del año 2018 con todos los suministros eléctricos municipales, para dar a comienzo de 2019 el paso al sector privado.

Actualmente está limitado por ley el volumen de actividad en el sector privado al 20% de la actividad municipal (por haberse constituido como Ente Propio del ayuntamiento).

No se valoran ventajas e inconvenientes, por ser un proceso aún en desarrollo; pero lo más importante y acorde con la visión del ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz es el **objetivo de cumplir una Política Energética Municipal** que ahora comienza a coordinarse desde el CEA.

Los objetivos marcados en Barcelona para el OE son:

- Gestión y control de la energía eléctrica municipal

- Asegurar el suministro de energía eléctrica a todos los habitantes de la ciudad.
- Estructura tarifaria acorde con las necesidades municipales y ciudadanas
- Facilitador de nuevas instalaciones de generación renovable (ya en estudio)
- Control de las actuales instalaciones de generación.
- Propuesta innovadora de gobernanza en empresas públicas en desarrollo.

El ahorro definido en su análisis, respecto el coste total del suministro: 1,7 %

11.5. AYUNTAMIENTOS PAIS VASCO Y DISTRIBUIDORAS PÚBLICAS

Como se ha descrito en el punto correspondiente del informe, existen 4 distribuidoras de propiedad 100 % municipal que operan en la Comunidad Autónoma Vasca.

DENOMINACIÓN	POBLACIÓN	TITULARIDAD
TOLARGI, S.L.	Tolosa	Pública
ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZILEA, S.A.	Aramaio	Pública
LEINTZARGI, S.L.	Leintz-Gatzaga	Pública
OÑARGI, S.L.	Oñati	Pública

Tabla 58 Compañías distribuidoras pde titularidad pública en CAV. Fuente: Registro Distribuidoras MINETUR

Todas ellas, se encuentran asociadas a [CIDE](#), asociación de pequeñas distribuidoras que engloba a distribuidoras con menos de 100.000 puntos de suministro. Estas tienen diferentes historias y situaciones, pero todas ellas han mantenido la independencia respecto de los grandes grupos energéticos nacionales a lo largo de estos años con el objetivo de dar un servicio cercano y de calidad a sus municipios, manteniendo el suministro energético como un valor importante y necesario para ciudadanos y empresas de su entorno.

Los beneficios derivados de esta actividad económica, son revertido en todos los casos en el propio municipio, bien para el pago de facturas energética municipales, mejoras viales y otros servicios públicos.

ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZILEA, S.A.

La zona de Aramaio contaba en 1978 con redes eléctricas locales dirigidas a evacuar y distribuir la energía generada por pequeñas instalaciones hidráulicas. Comenzaron a demandarse en la época nuevos servicios y necesidades de electrificación rural que no eran resueltas por la distribuidora mayoritaria de la zona (Actual Iberdrola Distribución) por lo que el pueblo decidió llevar a cabo el proyecto de electrificación, considerarlo de Interés Público y que fuera gestionado por una empresa de titularidad pública.

Actualmente no cuentan con instalaciones de generación, pero operan una red con 17 centros de transformación y dan servicio a 900 puntos de suministro.

OÑARGI, S.L.

Oñargi, S.L. se formó mediante una escritura pública registrada el 7 de mayo de 1999, siendo su objetivo la distribución de la energía eléctrica dentro del municipio de Oñati.

Hasta el año 2000, la distribución del servicio de la luz eléctrica lo venía ofreciendo el municipio de Oñati, pero según los artículos 9.g y 041 de la Ley del 27 de noviembre de 1997, para que el Municipio de Oñati pueda seguir distribuyendo la luz, estaba obligado a desarrollar una Asociación Mercantil, y con la decisión de la Comisión Gubernamental del Municipio del 26 de marzo de 1998, se decidió crear OÑARGI, S.L.

Desde el año 2000 en adelante, la distribución de la luz está en manos de la sociedad Oñargi, S.L. y esta sociedad, propiedad del Ayuntamiento de Oñati, explota la red distribuidora de la energía eléctrica de baja tensión del pueblo dando servicio a entre 4.000 – 5.000 puntos de suministro.

Las otras dos compañías, con una situación similar a las anteriores son Tolargui de unas dimensiones similares o ligeramente superiores a Oñargi y la más pequeña de todas ellas Leintzargui.

Estas compañías realizaban también la labor de comercialización hasta que en 2009 fue necesario separar ambas actividades; momento en el que CIDE creó su propia comercializadora para dar servicio a las zonas de suministro y usuarios de sus asociados. Para ello se creó [CHC Energía](#) en asociación con HC (HidroCantábrico); siendo esta última absorbida posteriormente por EDP Energía.

Algunas cifras actuales de CHC Energía:

- Más de 150 oficinas
- Suministro en más de 1.600 poblaciones
- Más de 450.000 clientes.

Ventajas	Inconvenientes
Posibilidad de desarrollo políticas energéticas	Riesgo asumido en la actividad económica
Aprovechamiento de un recurso local para la generación energética	Dedicación personal técnico municipal
Empoderamiento municipal	

Tabla 59 Ventajas e Inconvenientes

11.6. AYUNTAMIENTO DE ISABA

Se describe a continuación la experiencia de una de las empresas públicas dentro del sector eléctrico con más recorrido de Navarra. Desde 1.960 en que el ayuntamiento consiguió la concesión de un aprovechamiento hidroeléctrico de aguas de los ríos Belagua y Belearce se desarrolla actividad de generación y distribución eléctrica en el Ayuntamiento de Isaba.

Desde esos años existe la inquietud de generar y suministrar energía renovable a los vecinos y vecinas del pueblo, por lo que han ido realizando inversiones y adaptaciones a cambios legislativos para continuar con esta línea.

Hasta la liberalización del sector eléctrico, el autoabastecimiento del municipio era casi total y tras este momento el ayuntamiento debió realizar un notable esfuerzo para adaptarse a la normativa, separando claramente la generación de energía eléctrica de la distribución y comercialización.

Esta actividad, surgió con **tres objetivos claros**:

- Dotar de suministro eléctrico tanto en fuerza para los vecinos, como de alumbrado público para la localidad
- Aprovechar el recurso hídrico existente para la producción eléctrica.
- Obtención de beneficios económicos para el Ayuntamiento.

El desarrollo de la actividad comenzó con la instalación de dos turbinas de 125 kW y la relación con Eléctricas Reunidas de Zaragoza para compraventa de energía, dependiendo el exceso o defecto de producción.

En 1991 aumentó su potencia de generación con otra turbina más de 900 kW y no han dejado de realizarse continuas mejoras y ampliaciones de las instalaciones para obtener mejores resultados y minimizar al máximo las posibles afecciones ambientales.

Como se ha citado, también ha sido necesaria la adaptación del funcionamiento jurídico mediante un organismo autónomo para la producción, y mediante una empresa mercantil para distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Desde los pasados julio de 2008 y 2009 se han producido las liberaciones de los mercados de energía eléctrica de alta y baja tensión, respectivamente, por lo que ha sido necesario realizar un gran esfuerzo para adaptar tanto el funcionamiento técnico de las instalaciones como la entrega y gestión de los clientes al Comercializador.

Buscando las condiciones más ventajosas para los vecinos y vecinas, en lugar de entregar directamente los clientes a una gran empresa, entraron en contacto y se integraron con la asociación CIDE (asociación de pequeños y medianos productores y distribuidores de energía eléctrica). Esta asociación ha negociado la entrega conjunta de pequeños y medianos productores a una comercializadora autorizada, la ya descrita CHC Energía.

En los últimos años, el municipio había externalizado todas las gestiones de la distribuidora y control de la producción; tendencia que se ha visto revertida desde 2016. Actualmente la distribuidora se gestiona con medios locales y trabajadores contratados por el ayuntamiento.

Dando un paso más en el camino de recuperación de un servicio de interés general para el municipio, se ha creado una nueva empresa de titularidad pública para realizar la actividad de comercialización eléctrica, que comenzará a operar entre finales de 2017 y comienzo de 2018.

Puntos fuertes

- Uso y utilización del recurso natural disponible.
- Sostenibilidad del aprovechamiento sin afección al recurso ni al medio natural.
- Generación de recursos económicos.
- Satisfacción de los vecinos (usuarios-clientes), que consideran la Central Eléctrica como un recurso propio; ahora de nuevo la distribución y comercialización también.

Puntos débiles

- Dependencia de los caudales y estiajes que repercute directamente en la producción.
- Requiere una continua y permanente vigilancia, revisión e intervención en las instalaciones para obtener como resultado el mejor rendimiento, con estricto cumplimiento de la normativa y respeto del recurso y medio natural.
- Ha sido necesario adaptarse mucho en muy poco tiempo a una compleja normativa liberalizadora.
- Ha resultado imposible mantener el funcionamiento local y autogestionado.

	Descripción
Energía Generada	1,8 – 3,3 GWh (según año)
Energía Distribuida	1,8 – 2 GWh (595 puntos de suministro)
Potencia Instalada	2x125 kW + 900 kW
Entidades Participantes	Ayuntamiento de Isaba
Objetivo	Aprovechamiento recurso propio para generación eléctrica e ingresos para el ayuntamiento
Forma Jurídica	Distribución: DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA ISABA, S.L.U. Producción: SERVICIO ECONÓMICO MUNICIPALIZADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Organismo autónomo del ayuntamiento Isaba
Actividades en el SiE	Generación y distribución. Nueva empresas pública para comercialización
Personal	Personal Ayuntamiento + Servicios de Ingeniería Externa Trabajo administrativo por personal del ayuntamiento

	Descripción
Ingresos Económicos	<p>Producción: mantenimiento de central y al presupuesto del ayuntamiento.</p> <p>Distribución: deberá evaluarse la nueva etapa con gestión municipal.</p> <p>Comercialización: nueva etapa por comenzar, existe una estimación de beneficios que se utilizará en el propio ayuntamiento para ofrecer servicios a los ciudadanos</p>
Tabla 60 Características actividad Ayuntamiento de Isaba	

Ventajas	Inconvenientes
Posibilidad de desarrollo políticas energéticas	Riesgo asumido en la actividad económica
Aprovechamiento de un recurso local para la generación energética	Dedicación personal técnico municipal
Empoderamiento municipal	
Tabla 61 Ventajas e Inconvenientes	

El trabajo de este municipio se lleva a cabo en colaboración con otros municipios de similares características que también cuentan con distribuidora y compañía comercializadora de titularidad pública: Panticosa, Anso, Sallent de Gallego, Escarrilla...

11.7. ELÉCTRICA DE CÁDIZ

La situación en este caso es diferente a los descritos. En el final de los años 20, Cádiz vivía inmerso en un proceso de desarrollo que se veía frenado por la falta de calidad del suministro eléctrico. Es entonces cuando el Ayuntamiento de la ciudad asume la gestión de la distribución de electricidad como medio de prestar un mejor servicio.

A lo largo de prácticamente todo el siglo XX, la compañía se fue adaptando a las exigencias normativas y técnicas, modernizando sus instalaciones y creciendo según iban creciendo las necesidades de suministro de la ciudad; llegando a ser en el principio de los años 90 una referencia por el buen hacer y desarrollo de sus propias Normas Generales Regulatoras para la Distribución Eléctrica.

Fue en la segunda mitad de esta década, con la liberalización del sector eléctrico cuando empresas privadas entraron a formar parte del accionariado de la empresa, Unicaja como socio financiero con un 11,2 % y Sevillana de Energía (ENDESA actualmente) como socio tecnológico con un 33,5%. Con la entrada de Sevillana, se unifica la red de Distribución de toda la ciudad y se constituye Eléctrica de Cádiz, S.A.

Ya en el Siglo XXI, la empresa ha continuado modernizando y actualizando sus instalaciones para ofrecer el mejor servicio posible a sus usuarios.

Actualmente desde Eléctrica de Cádiz se realizan dos actividades en el sector eléctrico, la distribución y comercialización de energía eléctrica.

Con la entrada del último gobierno municipal, aparecen nuevos objetivos, y se trata de recuperar esa visión de servicio público que desde su creación tuvo la compañía. Actualmente, los beneficios que esta compañía aporta al ayuntamiento se utilizan en dos elementos:

- Pago del suministro eléctrico de los consumos municipales
- Financiación de parte de las necesidades energética de familias con bajos ingresos

Desde el ayuntamiento de Cádiz se está trabajando de forma muy intensa y con una gran participación ciudadana, en dos líneas principales:

- Transición energética. Mesas de trabajo en las que participan técnicos municipales y de otras entidades
- Pobreza Energética. Mesas de trabajo con agentes sociales y municipales en las que se trata de buscar soluciones a esta problemática.

Se identifica la participación del Ayuntamiento de Cádiz en Eléctrica de Cádiz como una gran oportunidad de aplicar las políticas energéticas definidas por el ayuntamiento de forma directa.

Ventajas	Inconvenientes
Beneficios económicos de la actividad	Riesgo asumido en la actividad económica
Influencia ayuntamiento en la actividad de la empresa (objetivos, valores, misión...)	Limitación en el desarrollo de políticas municipales

Tabla 62 Ventajas e Inconvenientes

Estas ventajas pueden verse claramente en la actividad de los últimos meses en Eléctrica de Cádiz. Ser un agente activo del sector eléctrico permite aplicar de forma inmediata ciertas medidas y tener un conocimiento directo del sector que clarifica la situación del mismo y dificultades reales para desarrollar ciertas políticas. Algunos de los últimos logros conseguidos gracias al apoyo político y ciudadano a Eléctrica de Cádiz:

- Comercializadora clasificación A en el Sistema de Garantías de Origen. 100 % renovable.
- Aprobación de un Bono Social alternativo al estatal y financiado por la propia compañía. En proceso de aplicación.
- Parte de los beneficios de la compañía son utilizados para cubrir costes del ayuntamiento y necesidades sociales.

11.8. AYUNTAMIENTO DE AVILÉS

Son más de 200 los CDM existentes en el sector eléctrico nacional en la actualidad, siendo Avilés el primer ayuntamiento en participar en este formato y la entidad que mayor número de suministros individuales tiene.

Uno de los primeros requisitos que se les solicitó fue que los equipos de medida utilizados, debían disponer de telegestión, así que tuvieron que cambiar los que no tenían ante de comenzar los trámites. Iniciaron los trámites con OMIE y con REE, que finalizaron, finalmente, en el MINEUR, realizando el 16 de septiembre de 2014 su primera compra como CDM.

Al tratarse de una administración pública, uno de los principales problemas es poder cumplir con los plazos de pago tanto a OMIE como a REE. Para poder afrontar la situación, se habilitó la figura del Anticipo de Caja Fija. Es decir, disponen de una cantidad de dinero que ellos calculan suficiente y se genera una autorización interna para hacer las transferencias pertinentes, de tal manera que cuando se justifican esos pagos, se reintegran en la cuenta.

Actualmente quedan por incorporar 107 puntos de suministro de alumbrado hasta cubrir la totalidad, cuyo consumo puede suponer el 60 por ciento del consumo total de la energía eléctrica del Ayuntamiento. Se está trabajando con unos 95 puntos de suministro.

El objetivo de este modo de operar es eliminar la figura del comercializador, por lo que los costes de adquisición final de energía se reducen. En este caso, se estima un ahorro importante sin tener en cuenta las horas dedicadas por el personal del ayuntamiento a esta actividad y otros gastos asociados. Es importante destacar que este ahorro en gran parte es debido a la compra en horas de madrugada característico del alumbrado público.

El ayuntamiento de Avilés se planteó dar este paso al ver que no existía ninguna tarifa claramente ventajosa para el alumbrado público y conocer la experiencia de una empresa Asturiana como CDM. Los plazos manejados, para cálculos, desarrollo de aplicación de control de consumo y trámites con **SE son de aproximadamente 1 año; 3 meses de trámites con SE.**

Para el desarrollo de la actividad, en este caso se cuenta con un desarrollo personalizado en una hoja de cálculo, sin haber contado con un software ad hoc.

Se optó únicamente por alumbrado público porque es un consumo perfectamente conocido y previsible; se barajó la opción de incluir suministros de otras instalaciones municipales, pero las incertidumbres en cuanto a la previsión de consumos y, por lo tanto, la posibilidad de incurrir en desvíos, no les permitía asegurar la rentabilidad y se descartó.

Su objetivo es llegar a la totalidad de los suministros de alumbrado público (en la actualidad se encuentran en el Mercado un 60% del consumo municipal en alumbrado público).

	Descripción
Volumen Energía	5,2 GWh / año - 95 Puntos de Suministro
Tipo Consumidores	Alumbrado Público
Entidades Participantes	Ayuntamiento de Avilés
Objetivo	Reducir coste energía eléctrica
Forma Jurídica	El propio Ayuntamiento
Personal	2 técnicos a la par que su actividad habitual para el Ayuntamiento

Tabla 63 Características actividad Ayuntamiento de Avilés

Ventajas	Inconvenientes
Ahorro en costes finales (Desaparece comercializadora y optimización de compra según perfiles)	Si existen desvíos en la compra deben ser asumidos (coste)
	Dedicación personal técnico municipal
	Sin posibilidad de desarrollo políticas energéticas

Tabla 64 Ventajas e Inconvenientes

**El ahorro definido, respecto el coste energía eléctrica en los puntos de suministro
activos: 20 %**

11.9. AYUNTAMIENTO DE ZARAGOZA

El Ayuntamiento de Zaragoza ha realizado una evaluación de la compra de energía como CDM, comenzando a finales de 2016 con un informe interno de la Dirección de Servicios de Arquitectura (Unidad de Energía e Instalaciones) y continuando con un análisis externo en mediados de 2017.

La decisión de pasar a actuar como CDM ha sido tomada según justifican los servicios propios porque este camino ayudará a implantar una **gestión energética globalizada y controlada**, con ahorros económicos y seguimiento de objetivos de eficiencia energética.

Estos informes definen los procesos y actuaciones, tanto internas como externas para llevar a cabo la actividad por parte de Técnicos Municipales. El objetivo del ayuntamiento es comenzar directamente con todos los puntos de suministro utilizando una compra por medio de un representante para terminar haciendo la compra directa desde el Ayuntamiento.

Desde el ayuntamiento, se está valorando al mismo tiempo la posibilidad de dar el paso a la creación de una CM.

Ventajas	Inconvenientes
Ahorro en costes finales (Desaparece comercializadora y optimización de compra según perfiles)	Si existen desvíos en la compra deben ser asumidos (coste)
	Dedicación personal técnico municipal
	Sin posibilidad de desarrollo políticas energéticas

Tabla 65 Ventajas e Inconvenientes

El ahorro definido, respecto el coste total de suministro eléctrico:

1 – 1,4 % según Consultora

9,8 % Interno

11.10. AYUNTAMIENTO DE MADRID

En un proceso similar al de Zaragoza se encuentra el Ayuntamiento de Madrid, aunque en este caso los pasos de interacción con el mercado marcados son más conservadores. Se pretende comenzar por la Compra Directa a Mercado por medio de un representante

Ya se ha seleccionado el Representante y adjudicado el servicio por medio de un contrato menor. Las funciones de este contrato serán:

- Análisis y selección de los puntos de suministro con los que comenzar (entre 6 – 8).
- Trámites previos para convertirse en Sujeto de Mercado
- Gestión ATR con la distribuidora
- Compra de energía hasta el 30 de Junio de 2018.

El objetivo del ayuntamiento es valorar el funcionamiento de este tipo de compra de energía en esos pocos puntos para ir ampliándolo (proponen en el plan actual dar un segundo paso a 50 contratos el año siguiente) hasta llegar a la totalidad de los contratos municipales.

Ventajas	Inconvenientes
Ahorro en costes finales (Desaparece comercializadora y optimización de compra según perfiles)	Si existen desvíos en la compra deben ser asumidos (coste)
	Dedicación personal técnico municipal
	Sin posibilidad de desarrollo políticas energéticas

Tabla 66 Ventajas e Inconvenientes

El ahorro definido para Energía en puntos de análisis: 7 – 25%

11.11. CABILDO DE GRAN CANARIA

El Cabildo es una administración territorial, propia de las islas y tiene ámbito insular. Este ente, ha creado el **Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria (CIEGC)**, con el objetivo de trabajar temas de energía de manera transversal.

El consejo nace con tres objetivos:

- Dotar a Gran Canaria de la máxima soberanía energética
- Dinamizar la implantación de un Modelo Energético Alternativo
- Desarrollar empleo en Energías Renovables.

Para ello, se ha dotado al CIEGC de una personalidad jurídica especial, se constituye como una **Entidad Pública Empresarial** de carácter insular. Tiene personalidad jurídica propia y plena autonomía funcional.

Está adscrito al Cabildo Insular de Gran Canaria a través de la Consejería del Área de Desarrollo Económico, Energía e I+D+i. Dispone de capacidad para recibir bienes y derechos del Cabildo insular de Gran Canaria o de otras Administraciones Públicas para la realización de obras y actuaciones relacionadas con las energías renovables y proyectos de ahorro y eficiencia energética.

El organismo tendrá un consejo de administración y uno asesor, en el que estarán representados los agentes interesados en la materia, desde movimientos vecinales y ecologistas, hasta distintas instituciones públicas. Las entidades que participaran del Consejo Asesor serán las siguientes:

- Consejerías del Cabildo
- Comunidad Autónoma
- Corporaciones Locales: Las Palmas de Gran Canaria, Telde, Cuatro Mancomunidades
- Organizaciones sindicales
- Confederación de Empresarios
- Asociaciones de Empresarios de EERR y cooperativas de productores
- Asociaciones ecologistas
- Organizaciones de consumidores y usuarios
- Confederación de Asociaciones de Vecinos de Gran Canaria

Las actividades que pretende desarrollar el CIEGC son muchas y variadas, desde fomentare el ahorro y la eficiencia energética, impulsar el uso e implantación de energías renovables, promover proyectos en terrenos o edificios propiedad del Cabildo, formar y concienciar a la ciudadanía, promover la participación de entidades de Gran Canaria en programas estatales de energía...todas ellas y otras, englobadas en cinco ejes estratégicos:

- Promoción de I+D+i en el sector energético

- Área Pública_Relación con otras administraciones. Donde se integran los denominados consorcios Públicos con participación ciudadana directa
- Fomento implantación de EERR
- Transporte y movilidad sostenible
- Formación

La intención desde el Cabildo es que el Consejo Insular de la Energía se erija como el ejemplo de que las políticas públicas deben evitar el cortoplacismo y ser capaces de mirar con generosidad a un horizonte más lejano.

Ente Público Empresarial

Un ente público empresarial se crea por Ley y se regula por lo que se establezca específicamente en su ley de creación. Su característica principal es que es creado por la Administración pero tiene personalidad jurídica propia y puede actuar en el mercado con sometimiento al derecho privado (si así se establece al crearlo). Puede por tanto tener una doble cara público/privada y puede generar ingresos. Por ejemplo, AENA es un ente público empresarial. En este caso el de Canarias sería de ámbito autonómico.

Ventajas	Inconvenientes
Desarrollo políticas energéticas	Riesgo asumido en la actividad económica
Aprovechamiento recursos regionales para la generación energética	Dedicación personal técnico municipal
Empoderamiento ciudadano	

Tabla 67 Ventajas e Inconvenientes

12. AGRADECIMIENTOS

El equipo redactor del informe quiere agradecer a todas las personas que han colaborado en el desarrollo del mismo. Hemos recibido apoyo de personas y organizaciones con diferentes implicaciones, sin todos ellos el resultado de este documento no hubiera sido el mismo.

- Equipo técnico y Consejo Rector de Som Energia.
- Equipo Voluntario Energia Gara Nafarroa y Euskadi
- Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz: Xabier y técnicos municipales responsables de contratos.
- Enercoop – Cooperativa Eléctrica San Francisco de Asis, Crevillente
- Ayuntamiento de Barcelona y Xarxa per la Sobirania Energètica.
- Ayuntamiento de Avilés.
- Ayuntamiento de Isaba.
- Ayuntamiento de Orbaizeta.
- Ayuntamiento de Cádiz y sus Mesas de Transición Energética.

13. REFERENCIAS

AGENTES – PORTALES WEB - ORGANIZACIONES

- Mercado Ibérico de Electricidad. ([MIBEL](#))
- Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. ([OMIE](#))
- Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués, S.A. (OMIP)
- Operador del Mercado Ibérico de la Energía [OMEL](#)
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA ([REE](#))
- Sistema de Información del Operador del Sistema ([e-SIOS](#))
- COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA ([CNMC](#))
 - o Oficina de Cambios de suministrador ([OCSUM](#))
 - o Actual [Cambio de Comercializador](#)
- Observatorio Crítico de la Energía ([OCE](#))
- Ministerio de Industria y Turismo ([MINETUR](#))
- MEFF Sociedad Rectora de Productos Derivados S. A. ([MEFF](#))
- www.energiaysociedad.es
- <http://enercoop.es/>

DOCUMENTOS

- El Economista. Revista Energía Nº36. 29 de octubre de 2015.
- Buenas Prácticas locales de Gestión Sostenible de la energía en Navarra. CRANA – FNMC.
- El Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español 1988 – 1997. REE.
- Los grandes consumidores de energía eléctrica: coste y eficiencia energética. [Observatorio Industrial del Sector del Metal](#). Diciembre 2011.
- [IS/DE/002/15](#). Informe de Supervisión del mercado minorista de electricidad. Año 2014. 8 Octubre de 2015. CNMC.
- [IS/DE/014/17](#). Informe de supervisión de los cambios de comercializador. 2017
- Boletín de Indicadores Eléctricos de octubre de 2017. CNMC
- Estadísticas Sector Eléctrico. Septiembre 2017. REE
- REE. Guía de Ayuda. Alta en el mercado para la actividad de comercialización para suministro de energía a consumidores peninsulares. Versión 5.3 noviembre 2015.

LEGISLACIÓN

- [Ley 54/1997](#), de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- [Real Decreto 1955/2000](#), de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- [Ley 17/2007, de 4 de julio](#), por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- [Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto](#), por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico
- [Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero](#), por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio
- [Resolución de 9 de mayo de 2011](#), de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema 14.3. «Garantías de Pago»
- [Orden IET/843/2012](#), de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- [Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre](#), por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica
- [Ley 24/2013, de 26 de diciembre](#), del Sector Eléctrico.

14. ANEXO – CRONOGRAMAS CONSTITUCIÓN

AGENTE	ETAPA										
REE	Apertura Expediente Alta de CDM (Sujeto de Mercado - SM)	Activación código EIC									
		Enviar Modelo de Alta a REE									
		Alta de SM en el Gestor de Datos Estructurales (GED)									
		Garantías REE (en MEEF)									
	Acreditación Capacidad Técnica y Certificado Digital (Web de Sujetos)		Certificado de Acreditación Técnica								
Alta Unidad de Programación			Envío Documentación								
Emisión Certificado Cumplimiento Requisitos SM						Certificado Cumplimiento Requisitos SM					
Domiciliación Bancaria y Facturación Electrónica (Opcional)							Documentación Requerida				
							Sólo para funación del OS a REE				
OMIE	Agente de Mercado	Formulario Solicitud Alta Agente									
				DOCUMENTACIÓN :Poderes Apoderado, DNI y CIF							
				Contrato de Adhesión a las Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario							
					Recepción Certificado Digital						
							Modelos Guía de Acceso Electrónica				
MINETAD	Comunicación de Inicio de Actividad y Declaración Responsable							Declaración Responsable y Comunicación Inicio Actividad			
								Copia Documentación a REE			
REE - OMIE	Alta Unidad de Programación									Respuesta REE-OMIE con fecha de Alta	
	Obtención Código SIMEL									Tras fecha de Alta se obtiene este código	

