

ESTUDI DEL MERCAT IBÈRIC DE L'ELECTRICITAT I ANÀLISI DE L'AUGMENT DEL PREU ELÈCTRIC 2008-2016

Treball de fi de grau

Autora: Marta Bosch Simón

Tutor: Dr. Jordi Roca Jusmet

Grau en Economia

Barcelona, juny de 2018

Resum

Les complexitats i les opacitats del funcionament del mercat elèctric Espanya han desembocat a un augment del preu elèctric durant la darrera dècada, convertint-se en un dels preus més elevats a nivell europeu malgrat la crisi econòmica i la conseqüent davallada de la demanda elèctrica espanyola. La present tesi pretén descriure el funcionament del Mercat Elèctric Ibèric, analitzar la trajectòria dels diferents components del preu elèctric al llarg del període 2008-2016 i realitzar una breu comparativa dels preus elèctrics amb països de la Unió Europea, incidint en els preus elèctrics de les petites i mitjanes empreses per la rellevància que tenen en els costos suportats, i de retruc a la competència de mercat.

Paraules clau

Mercat elèctric, preu elèctric, sistema marginalista, costos regulats, oligopoli, competitivitat industrial

Abstract

The complexity and opaqueness of the electricity market had led to a raise in the electricity price during the last decade, and despite the economic crisis and the resulting lack of demand, it had become one of the highest prices in Europe.

This work aims to describe how the Iberian Electricity Market works, to analyse and keep track of the different price components during the period between 2008 to 2016 and to briefly compare the electricity prices among the different EU countries. This comparison focus on the SMEs since their electricity price has a significant impact in their overall costs and their competitiveness in the market.

Key words

Electricity market, electricity price, marginalist system, regulated costs, oligopoli, industrial competitiveness

ÍNDEX

INTRODUCCIÓ	5
Capítol 1. El mercat elèctric ibèric en xifres.....	7
1.1. Fonts de producció elèctrica espanyola	7
1.2. Energia segons fonts renovables o no renovables.....	9
1.3. Potència energètica instal·lada.....	10
1.4. Intercanvis físics d'electricitat internacionals.....	11
1.5. Activitats del mercat elèctric	12
Capítol 2. Evolució històrica del Mercat Elèctric a Espanya.....	15
2.1. Inici de la constitució del mercat elèctric	15
2.2. Marc Legal Estable	16
2.3. Liberalització	17
2.4. Unificació del Mercat Ibèric Elèctric.....	17
Capítol 3. Anàlisi de l'estructura del preu de l'electricitat	19
3.1. Part de mercat del preu	19
3.1.1. Mercat Majorista (pool).....	19
3.1.2. Mercat minorista	26
3.2. Part regulada del preu	27
Capítol 4. Anàlisi de l'evolució del preu elèctric espanyol i definició de causes de l'augment.	31
4.1. Evolució del preu electricitat a Espanya al període 2008-2016.....	31
4.1.1. Evolució del preu del consum elèctric de l'habitatge mitjà.....	31
4.1.2. Evolució del preus segons consum elèctric de les indústries.....	35
4.1.3. Evolució del preu del consum elèctric de les Petites i Mitjanes Empreses	36
4.1.4. Evolució del preu del consum elèctric de grans indústries consumidores.....	38
5. Comparativa dels preus elèctrics espanyols i europeus	39
5.1. Comparativa dels preus domèstics a nivell europeu.....	39
5.2. Comparativa del preu elèctric de petites i mitjanes empreses a nivell europeu.....	40
5.3. Comparativa del preu elèctric de les grans indústries a nivell europeu.....	43
CONCLUSIONS	44
BIBLIOGRAFIA	45

INTRODUCCIÓ

L'objectiu del present treball és entendre el funcionament del Mercat Ibèric de l'Electricitat i descriure les causes que han desembocat durant el període 2008-2016 a una escalada del preu de l'electricitat, la qual ha estat notícia constantment. La motivació per realitzar l'estudi ha estat poder entendre com funciona el complex sistema d'establiment dels preus elèctrics, ja que afecta a tots els sectors de l'economia i té una base, la generació elèctrica, transcendent en l'actualitat pels efectes negatius pel medi ambient i per la transició energètica cap a les fonts d'origen renovable.

El treball s'estructura en cinc parts: la primera és una breu posada en situació de l'estat del mercat elèctric centrat a Espanya on s'indica l'estat de la producció elèctrica i es descriuen les activitats que intervenen en el funcionament del mercat; a la segona part s'exposa l'evolució històrica del mercat elèctric a Espanya, des de principis del segle XX fins a l'actualitat; en tercer lloc es descriu el funcionament del mercat majorista i minorista del Mercat Elèctric Ibèric; en quart lloc s'analitza l'evolució dels preus elèctrics durant al període 2008-2016 per cada tipus de consumidor, domèstic i industrials; en cinquè lloc es realitza una breu comparativa dels preus elèctrics espanyols amb els preus elèctrics europeus; i finalment s'exposen les principals conclusions del treball.

Capítol 1. El mercat elèctric ibèric en xifres

1.1. Fonts de producció elèctrica espanyola

Actualment al sistema elèctric ibèric es poden distingir dos règims de generació elèctrica, d'una banda el règim ordinari, on hi trobem les centrals de generació elèctrica amb una potència instal·lada de major o igual a 50MW: com les centrals nuclears, les centrals de carbó, les de fuel i gas o les de cycle combinat; i de l'altra, les de règim retributiu específic, on hi trobem les centrals amb una potència instal·lada menor a 50MW, com les de generació amb fonts renovables, com l'eòlica, la fotovoltaica, la solar tèrmica, les de cogeneració o les de biomassa.

Anteriorment al 2012, les productores d'energia renovable estaven acollides al Règim Especial, regulat al Real Decret 661/2007. Aquest Règim es va crear per establir incentius temporals per les energies netes per tal que poguessin ser més competitives al mercat vers les centrals de producció no renovable ja amortitzades. Val a dir que les energies renovables tenen uns costos fixes molt elevats, a la vegada que els costos variables son baixos, i a més, no generen costos mediambientals en forma d'emissió de gasos d'efecte hivernacle. Aquests dos factors van motivar l'establiment dels incentius econòmics en forma de primes. Addicionalment, el pla del govern espanyol, a través del Pla d'Energies Renovables 2005-2010, era d'augmentar la potència instal·lada de les energies de Règim Especial.

Va ser a partir del 2012, amb el Real Decret-Llei 1/2012, que es va suspendre la preassignació de la retribució i la supressió dels incentius econòmics per les noves instal·lacions de producció d'energia elèctrica a partir de cogeneració, fonts d'energia renovables i residus.

Les causes de la supressió d'aquestes primes es remunten al 2010 amb el Real Decret-Llei 14/2010, que va ser aprovat per corregir, tot i que no va reeixir, la problemàtica del dèficit tarifari (la diferència entre els ingressos procedents dels peatges d'accés a les xarxes de transport i de distribució d'energia elèctrica i els costos de les activitats regulades del sector elèctric que ha de cobrir), previst per cobrir-lo a l'any 2013, que va ser causada, d'una banda, per la caiguda de la demanda elèctrica durant el 2010 per les circumstàncies de la crisi econòmica; i de l'altra per l'increment en la producció elèctrica a partir de les energies renovables com a conseqüència del favorable factor climatològic i la seva garantia de venda en el mercat degut al règim especial, que tenen preferència en el mercat. Addicionalment, l'augment del preu dels combustibles fòssils en els mercats internacionals també es va traduir en una reducció de l'energia produïda per fonts no renovables i de retruc dels seus ingressos, motivat també per la reducció del preu marginal del mercat.

Amb tot això, doncs, la supressió del Règim Especial va ser una conseqüència del dèficit tarifari. Val a dir també que l'objectiu de *Pla d'Energies Renovables 2011-2020* en termes d'instal·lació de potència elèctrica renovable per al 2020 permetia un marge al govern espanyol

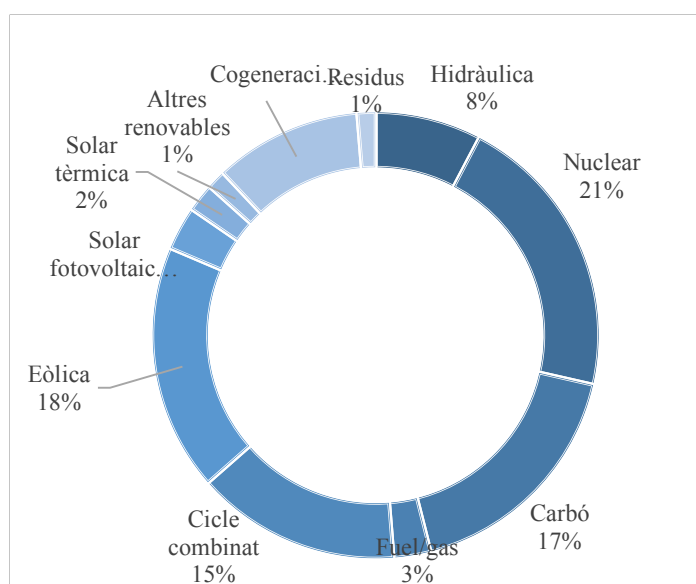
per regular les primes. Concretament s'establí que pel 2020 un 57% l'energia produïda per fonts renovables de règim especial fos generada per instal·lacions noves entre el 2011 i el 2020.

Així doncs, el Real Decret-Llei mantenia el règim retributiu específic fixat en l'ordenament jurídic per les instal·lacions en funcionament i per les estaven inscrites abans de l'aprovació del Decret-Llei al Registre de preassignació de retribució.

Així doncs, el mix energètic espanyol per al 2017, la composició de fonts productores d'energia elèctrica de règim ordinari i règim retributiu específic destinades a cobrir la demanda nacional es va compondre de la següent manera. Veure *Taula 1* i *Figura 1*.

Mix energètic nacional (GWh) 2017

Font d'energia	GWh	% sobre Total
Hidràulica	20.213	7,7%
Nuclear	54.825	20,9%
Carbó	45.955	17,5%
Fuel/gas	7.028	2,7%
Cicle combinat	38.901	14,8%
Total règim ordinari	166.922	63,5%
Eòlica	46.942	17,9%
Solar fotovoltaica	8.350	3,2%
Solar tèrmica	5.375	2,0%
Altres renovables	3.621	1,4%
Cogeneració	28.090	10,7%
Residus	3.467	1,3%
Total Règim retributiu específic	95.845	36,5%
Total	262.767	100,0%



Taula 1. Font: REE

Figura 1. Elaboració pròpia a partir de REE

La font d'energia més usada durant el 2017 va ser la nuclear, amb un pes de 20,9% respecte el total. En segon lloc va ser l'eòlica amb un 17,9% de cobertura de la demanda agregada. I en tercer lloc va ser la de carbó, amb un pes del 17,5%. Cal destacar que, malgrat que les dues majors forces generadores no emetin gasos d'efecte hivernacle – val a dir que el combustible de l'energia nuclear, l'urani, és radioactiu, i per tant, no és una energia neta –, l'electricitat produïda a partir de combustibles fòssils és molt elevada dins el mix energètic.

1.2. Energia segons fonts renovables o no renovables

L'evolució de la participació de l'energia provinent de fonts renovables respecte el total d'energia produïda ha tingut una trajectòria a l'alça des de l'any 2007 fins al 2013: passant de representar un pes de 21,3% del total a l'inici del període esmentat fins a representar 42,3% sobre el total. Un augment del 98,9%.

A partir d'aquest any, el 2013, el creixement de la taxa de participació s'estanca fins al 2016, en què hi ha una variació negativa d'un -3,5% entre aquest període. En termes absoluts els GWh produïts al 2013 per fonts renovables van ser un total de 109.156, mentre que al 2016 eren van ser 100.051 GWh. D'altra banda, la producció d'energia provinent de combustibles fòssils (nuclear, carbó, fuel-gas i cicle combinat) al 2013 era de 128.235GWh mentre que al 2016 va ser d'un total de 129.615, tenint en compte el pic que es va produir al 2015 amb una producció total de 143.331GWh.

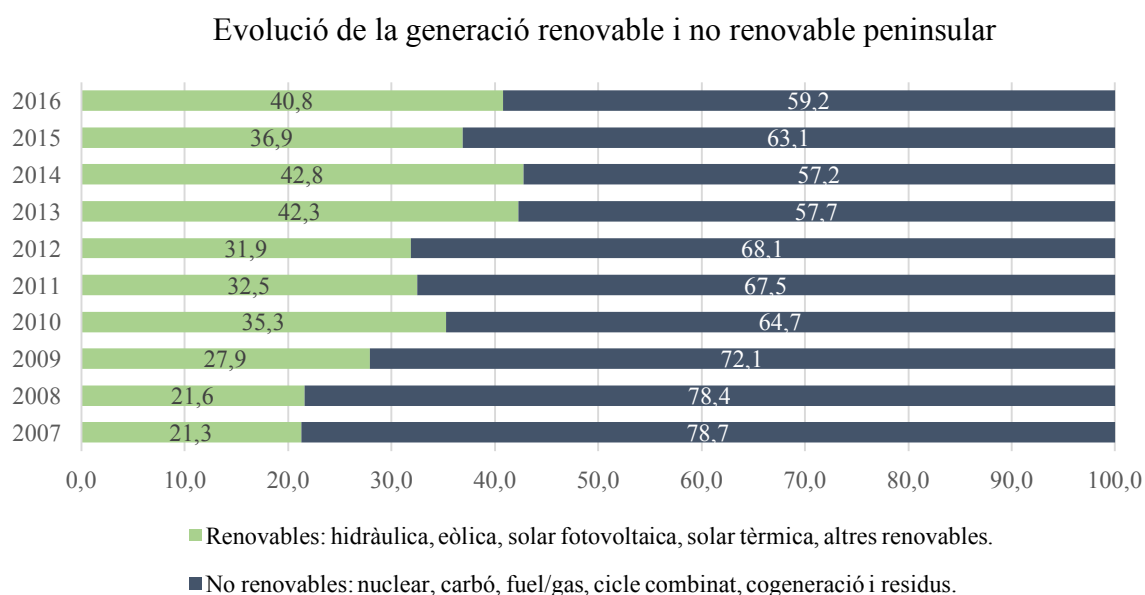


Figura 2. Font: REE

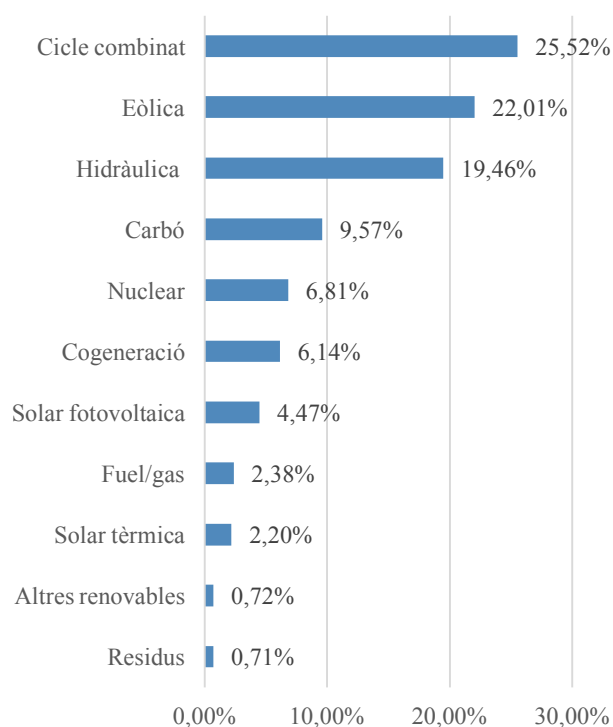
De cares al futur de llarg termini les perspectives polítiques a nivell Europeu, segons *el Full de Ruta de la Energia per al 2050, un futur amb energia*, son de l'augment a un 97% el pes de les renovables sobre el total de la producció elèctrica.

1.3. Potència energètica instal·lada

Si observem la distribució de les fonts de generació elèctrica segons les potències instal·lades per a l'any 2017, com s'observa a la *Figura 3*, la font de producció amb més potència instal·lada és la de cycle combinat amb un pes d'un 25,52% sobre el total de MW instal·lats a l'Estat. En segon lloc l'energia amb major potència instal·lada és l'eòlica que representa un 22% de potència instal·lada respecte el total de potència; i en tercer lloc com a tercera energia amb major potència instal·lada amb un percentatge prop del 20%, és l'energia hidràulica, amb una potència instal·lada de 20.332MW.

Potència instal·lada nacional a data
31/12/2017

Font d'energia	MW	% sobre Total
Hidràulica	20.332	19,46%
Nuclear	7.117	6,81%
Carbó	10.004	9,57%
Fuel/gas	2.490	2,38%
Cicle combinat	26.670	25,52%
Total règim ordinari	66.613	63,74%
Eòlica	23.005	22,01%
Solar fotovoltaica	4.675	4,47%
Solar tèrmica	2.299	2,20%
Altres renovables	748	0,72%
Cogeneració	6.417	6,14%
Residus	747	0,71%
Total règim especial	37.891	36,26%
Total	104.504	100,00%



Taula 2. Font: REE.

Figura 3. Font: REE. Elaboració pròpia.

A diferència del mix energètic, podem veure que mentre que el cycle combinat és la primera energia amb major potència energètica instal·lada, amb un 25,52% de pes respecte el total, en termes de producció només té el pes del 14,8%. Per tant, destaca que aquesta central generadora té una sobre-capacitat de producció.

Aquesta asimetria rau en dos factors: el primer en què en el període del 2006 al 2012, la capacitat instal·lada d'aquest tipus de centrals va passar de 16.358MW a 26.670MW, un augment del 63% motivat per l'expectativa d'un augment de la demanda energètica que no es va donar finalment; i el segon, per l'augment de la presència en el mix energètic de les energies renovables.

Aquest segon factor s'explica perquè les centrals generadores a partir de combustibles fòssils, les de carbó, gas o cycle combinat, son productores marginals, és a dir, que s'activen en funció de la quantitat d'energia casada al mercat majorista, més concretament, en funció de la quantitat d'energia que ofereixen al mercat les centrals nuclears i les renovables, que ho fan a preu 0 (veure Capítol 3.1.1). Per tant, pot resultar que hi hagi divergència entre capacitat instal·lada de centrals de carbó, de gas i cycle combinat i la quantitat d'electricitat que produeixen pel mercat.

Cal destacar també que les energies renovables son volàtils, és a dir, depenen al cent per cent de la meteorologia, de manera que la seva participació en el mix energètic podria diferir de la seva potència instal·lada per causes climàtiques. En el cas de l'eòlica al 2017 veiem com és la segona potència instal·lada, amb un pes de 22%, i en canvi només ha cobert la demanda total elèctrica nacional en un 17,9%.

1.4. Intercanvis físics d'electricitat internacionals

Pel que fa a les exportacions i importacions d'energia elèctrica per a l'any 2017, ens trobem que Espanya ha tingut un saldo positiu de 9.220 GWh, per tant, ha tingut majors importacions elèctriques que exportacions, és a dir ha tingut un dèficit energètic en la seva producció nacional, per la qual cosa que requereix d'importacions per així cobrir tota la demanda interna.

Desglossant els saldos d'intercanvi elèctric trobem que, amb França el resultat ha estat de 12.682 GWh importats, amb Portugal de 2.617GWh importats, i, en canvi, el saldo ha estat negatiu, és a dir, les exportacions han estat majors que les importacions al llarg de l'any, amb Andorra, amb un resultat de -237GWh i amb Marroc que ha estat de -5.841GWh.

1.5. Activitats del mercat elèctric

El sistema elèctric està compost per diferents agents i activitats, a la Figura 4 veiem gràficament les seves interrelacions i el procés des de les centrals generadores, fins als consumidors finals, passant pel transport, l'operació de la xarxa de Red Eléctrica de España, i la distribució.

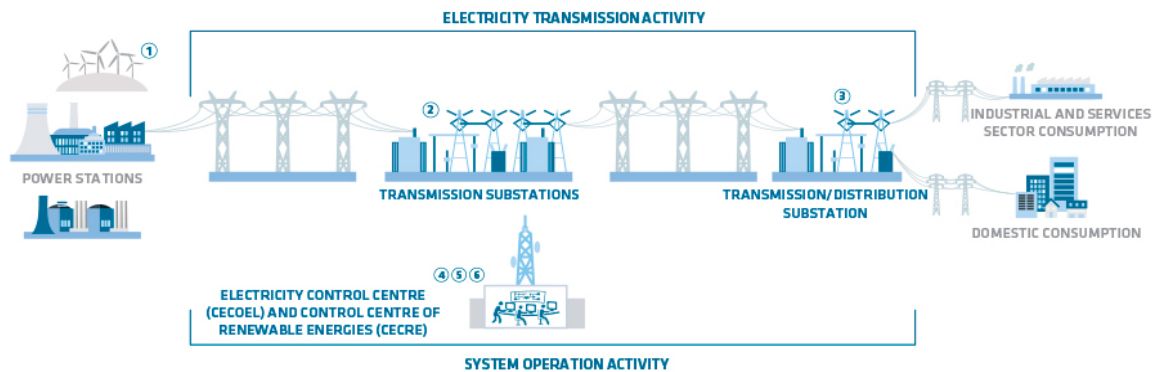


Figura 4. Font: REE

Les activitats més al detall:

Generació. La generació és l'activitat consistent en transformar l'energia primària en energia secundària, concretament en electricitat mitjançant una tecnologia determinada. Les principals fonts d'energia primària es divideixen en les no renovables, com el carbó, el gas, l'urani; i en les renovables, com el sol, el vent o l'aigua.

Actualment és una activitat liberalitzada de manera que cada productor és lliure d'escollir la tecnologia emprada per dur a terme l'activitat, i la quantitat la qual està disposat a produir en funció de les seves expectatives sobre el preu.

Transport. És el procés de transportar l'electricitat des del punt de generació fins als transformadors de mitjana o baixa tensió o subestacions de transformació. El transport es fa a través de les xarxes d'alta tensió i son propietat de Red Eléctrica de España, que és qui gestiona i opera en el transport.

Distribució. És l'activitat consistent en transportar l'electricitat a través de línies de baixa i mitjana tensió des dels centres transformació fins al destí de consum. Les línies son propietat

de cada empresa distribuïdora, que a Espanya les més grans son cinc i s'han redistribuït el territori per zones.

És una activitat que es pot caracteritzar de monopoli natural ja que els clients no poden canviar de companyia distribuïdora ja que la que ve donada és el que opera a la nostra àrea geogràfica per la inviabilitat d'existir diferents línies de distribució de diferents propietats en la mateixa zona.

Com veiem a la Figura 5, les dues empreses amb major quota de mercat en l'àmbit de la distribució son Endesa i Iberdrola. Endesa té el mercat del nord-est de la península: Catalunya, Aragó i Illes Balears; i el del sud: Andalusia, part d'Extremadura i Illes Canàries; en el cas d'Iberdrola opera a l'àrea de Valencia, part de Castella - la Manxa, Múrcia, Castella i Lleó, País Basc, Navarra, La Rioja i Cantàbria. Gas Natural Fenosa seria la tercera distribuïdora amb major quota de mercat, operant a la comunitat de Galícia i part de l'àrea central de la península; i finalment HC Energia, opera només a Astúries, i E.ON España opera a Santander, part de Palència i part de Lugo.

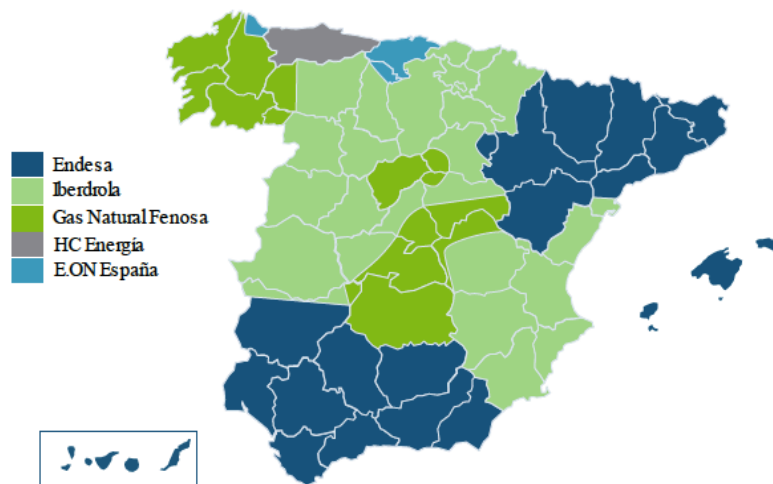


Figura 5. Font: REE

Tot i així, no son les úniques empreses distribuïdores, també hi ha empreses petites amb menys de 100.000 clients que actuen a zones molt específiques i son propietàries de línies de baixa i mitjana tensió, com per exemple, Estabanell Energia, que proveeix energia a les comarques d'Osona, Ripollès i el Vallès Oriental amb un total d'una línia de transport de 1.500 quilòmetres.

Comercialització. És l'activitat consistent que les companyies comercialitzadores compren l'energia al mercat majorista, fent previsions i estimacions de la demanda dels seus clients, i els la proveeixen a canvi d'una factura elèctrica.

Aquesta activitat està liberalitzada, i, a diferència de la distribució on els clients no poden canviar d'empresa que li proveeix la distribució, els clients poden escollir quina comercialitzadora vol que li vengui l'electricitat. També poden escollir la tarifa elèctrica més adequada a les seves característiques de consum.

Actualment existeixen companyies elèctriques que han irromput el mercat de la comercialització i aposten per proveir energia elèctrica de fonts cent per cent renovables, com és el cas de Som Energia, la qual també opera al mercat de producció per influir en el model de mix energètic. Juntament amb Clidom energy S.L. (Holaluz), GoiEner, o Lucera Energia, que també han apostat per la comercialització elèctrica cent per cent renovable, a més de reduir el seu marge de benefici, que en el cas de Som Energia i GoiEner son cooperatives.

Capítol 2. Evolució històrica del Mercat Elèctric a Espanya

2.1. Inici de la constitució del mercat elèctric¹

L'inici de la introducció de l'electrificació industrial a Espanya es va dur a terme a partir de l'any 1876 amb la primera instal·lació d'una dinamo a Barcelona, que aconseguí il·luminar els primers carrers de la ciutat, entre ells la Rambla. Arran d'aquesta instal·lació es constituí la primera empresa elèctrica de l'estat, la Societat Espanyola de l'Electricitat, i, una dècada més tard van començar a sorgir un seguit d'empreses elèctriques les quals a l'any 1901 generaven una distribució de producció elèctrica d'un 61% d'origen tèrmic i un 39% d'hidràulica com a força motriu.

Aquesta distribució canvià a principis del segle XX amb el descobriment de l'energia de corrent alterna que va permetre el transport de l'electricitat a llargues distàncies – la primera línia fou d'un recorregut de 240 Km – de manera que es van poder crear centrals hidroelèctriques aprofitant les economies d'escala de manera que a finals anys 20 del segle XX, la potència d'energia elèctrica instal·lada era dotze vegades major, concretament, un total de 1.500 MW instal·lats, passant a representar així un 81% del total d'electricitat produïda.

La demanda elèctrica es va anar incrementant mentre que l'oferta elèctrica es va estancar ja que la potència elèctrica instal·lada es va mantenir constant, aquest problema de capacitat d'oferta per part de les empreses productores portar a dur a terme la creació d'UNESA², l'Associació Espanyola de la Indústria Elèctrica, l'any 1944, una societat anònima amb l'objectiu de coordinar les instal·lacions per tot el territori espanyol. De manera que així es pogués abastir d'electricitat totes les regions i es pogués coordinar els dèficits i superàvits d'electricitat a través d'intercanvis regionals.

Set anys més tard, al 1951, el govern va implementar un sistema de tarifes, les *Tarifas Tope Unificadas*, la qual establia un preu de l'electricitat únic per tot el territori. Això va permetre que fins a la dècada dels anys 70 s'anessin instal·lant centrals hidroelèctriques i tèrmiques i, també, les primeres centrals nuclears que van permetre l'augment de la potència instal·lada – arribant a uns 23.000 MW – i el desenvolupament de la xarxa de transport – arribant a una

¹ Font [11].

² Actualment UNESA agrupa les cinc grans elèctriques espanyoles, Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP Espanya i Viesgo. L'objectiu és representar, promoure, gestionar i defensar els interessos generals comuns de totes elles.

longitud de 40.000 Km. El mix energètic es va distribuir en un 50% hidroelèctric i un 50% tèrmic amb fuel-oil.

Això va ser un problema quan el 1973 va esclatar la crisi del petroli. L'augment del preu del barril, va fer prendre la decisió al govern d'aprovar el primer Pla Energètic, l'any 1979, per capgirar el mix energètic i reduir la dependència energètica, de manera que durant la dècada dels anys 80 van implementar-se centrals de carbó i nuclears. Aquest procés va comportar un endeutament amb alts tipus d'interès per les empreses generadores, a més d'un superàvit de capacitat generadora.

Això va portar a l'aprovació d'un nou Pla Energètic Nacional que abastà el període 1983-1992, els objectius del qual eren: la planificació a mitjà i llarg termini de la potència elèctrica instal·lada, la unificació de l'explotació de les fonts energètiques i el transport, i un sistema d'ingressos que garanteixi l'amortització de l'explotació de la instal·lació.

Arran d'aquest nou pla, el 1985 es va crear *Red Eléctrica de España, S.A.* (REE) amb la Llei 49/1984, per la qual passava a ser l'única operadora del sistema elèctric i l'única transportadora en línies d'alta tensió, és a dir, des de les centrals generadores fins als transformadors. Les seves funcions consistien en fer previsions de demanda de l'energia elèctrica i fer coincidir la generació amb el transport i el consum.

2.2. Marc Legal Estable

A més, aquest problema econòmic-financer del sector elèctric va portar a l'aprovació del Real Decret 1538/1987 i l'entrada en vigor el 1988 del Marc Legal Estable, un conjunt de normes i lleis per regular el sector elèctric que van ser vigents fins el 1997. Els objectius d'aquest sistema eren establir un nou sistema de tarifes del preu elèctric en condicions del mínim cost, és a dir, el cost que el Ministeri d'Indústria i Energia reconeixia a les elèctriques productores en funció de la font utilitzada, pel que permetia la correcció dels seus desequilibris financers. Aquest cost incloïa els costos d'amortització de les instal·lacions, els costos de manteniment, el cost del combustible utilitzat i els costos d'operacions. Això permetia a les productores amortitzar la inversió i assegurar un marge de beneficis. A més, el reconeixement del cost estàndard per part de l'Estat permetia fer ajustos en el mix elèctric del país afavorint unes determinades fonts productores. Per tant, es considerava un sector estratègic.

Pel que fa a la unificació de la tarifa es va crear la Tarifa Integral, aquesta consistia en agrupar els costos de les elèctriques: el cost estàndard per font energètica, els costos dels desviaments de la demanda estimada i la demanda real dels darrers anys, els sobre costos del sistema extrapeninsular, els costos de programes d'investigació i desenvolupament, els costos de la

moratòria nuclear i els de manteniment de les xarxes de transport de Red Eléctrica. Per tant, era l'estat qui regulava la totalitat del sistema elèctric espanyol.

2.3. Liberalització

L'any 1997 amb la Llei 54/1997 en compliment amb la Directiva de la Comunitat Europea 96/92/CE i 98/30/CE, es va iniciar el procés de liberalització del mercat elèctric espanyol, passant d'un sistema d'empreses integrades verticalment on la presa de decisions estava centralitzada en el regulador, l'Estat, a la introducció de mecanismes de lliure competència a l'activitat de producció, on cada agent productor era lliure d'escollir la tecnologia de generació adaptada a les seves expectatives i estimacions de beneficis, i a l'activitat de comercialització, on es liberalitzen els preus a través de subhastes per decidir el preu de l'energia als consumidors adoptats a tarifa regulada.

També es creen dos tipus de mercats, el majorista en què les comercialitzadores i les grans indústries consumidores compren l'electricitat a les productores; i el mercat minorista en què els petits i mitjans consumidors compren a les comercialitzadores l'electricitat retribuint-les amb les tarifes contractades. Per tant, un sistema on la presa de decisions està descentralitzada entre els diferents tipus d'agents del mercat.

2.4. Unificació del Mercat Ibèric Elèctric

La unificació del Mercat Elèctric Ibèric (MIBEL) es remunta a l'any 1998 amb la liberalització del mercat elèctric espanyol i la cooperació entre les Administracions Públiques, la d'Espanya i la de Portugal per afavorir la interconnexió elèctrica entre ambdós mercats elèctrics. Val a dir que la integració va ser un procés extens en el temps i que fins al juliol del 2007 la unificació del Mercat Ibèric Elèctric no va entrar en vigor.

Descripció del procés d'unificació

L'inici de les negociacions començaren al 2001, quan ambdós Estats van firmar "Protocol de cooperació entre ambdues Administracions per crear el Mercat Ibèric de l'Electricitat", acord en què es detallaven les accions a dur a terme per eliminar els obstacles i les barreres per la cooperació entre ambdós mercats elèctrics. La data prevista de l'entrada en funcionament del Mercat Ibèric establerta en el Protocol era l'1 de gener del 2003.

A tot això, a la Cimera Hispano – Lusa a València (2002) es va posposar la data d'entrada en funcionament i es va acordar un desenvolupament gradual del MIBEL per al període 2003-

2006. A la Cimera també es va acordar la creació de l'Operador de Mercat Ibèric únic (OMI), dividit en dos pols: un corresponent al mercat *spot* gestionat a Espanya, i l'altra, el mercat a termini gestionat a Portugal.

Va ser al 2003, a la Cimera a Figueira da Foz, en què es va avançar en el desenvolupament de la unificació a través del “Conveni Internacional pel qual s'acorda la constitució d'un Mercat Ibèric d'Energia Elèctrica entre el Regne d'Espanya i la República Portuguesa” i es fixà una nova data per l'entrada en funcionament del mercat: el 2004, en el marc de la Directiva 2003/54/CE del Parlament Europeu i del Consell per crear un Mercat Interior de l'Electricitat dins la Unió Europea. Finalment degut al canvi de govern espanyol va ser endarrerida.

A finals del 2004 es va signar el “Conveni Internacional relatiu a la constitució d'un Mercat Ibèric de l'Energia Elèctrica entre el Regne d'Espanya i la República Portuguesa” en el qual es van establir els principis generals que havien de regir el MIBEL, i es va determinar el 2005 com a any d'entrada en funcionament del mercat unificat.

Finalment els canvis de govern a Portugal va fer tornar a endarrerir la data, i al 2005 amb la ratificació del Conveni Internacional a la Cimera Hispano – Lusa en què es va determinar les actuacions per al 2006 per avançar en la unificació, les quals van ser aprovades a la següent Cimera Hispano – Lusa al 2006 i també es van aprovar les actuacions per al 2007, any el qual finalment va entrar en ple funcionament el MIBEL.

Capítol 3. Anàlisi de l'estructura del preu de l'electricitat

3.1. Part de mercat del preu

La part de mercat del preu de l'electricitat es determina en primer terme en el mercat majorista on generadors i comercialitzadores i grans consumidors, com algunes indústries químiques o Renfe, negocien preus i quantitats a intercanviar; i al mercat minorista en segon terme, on les comercialitzadores distribueixen l'electricitat als petits i mitjans consumidors.

3.1.1. Mercat Majorista (pool)

Pel que fa al mercat majorista, està gestionat per dos operadors, per una banda, l'OMIE (Operador del Mercat Ibèric de l'Energia, Pol Espanyol, S.A), que s'encarrega de gestionar i liquidar el mercat spot o mercat diari i els mercats intradiaris del MIBEL (Mercat Ibèric de l'Electricitat); i per l'altra banda està gestionat per l'OMIP (Operador del Mercat Ibèric de l'Energia – Pol Portuguès) que gestiona el mercat de derivats/mercat a termini o mercat de futurs del MIBEL.

A la següent Figura 6, podem veure la seqüència dels diferents tipus de mercats que es realitzen. Des del mercat a termini, que s'esdevé en el període t-n, on t és el dia de l'intercanvi energètic, passant pel mercat diari, en t-1 fins als mercats intradiaris, de curt termini, que es realitzen al mateix dia de l'intercanvi, en t.

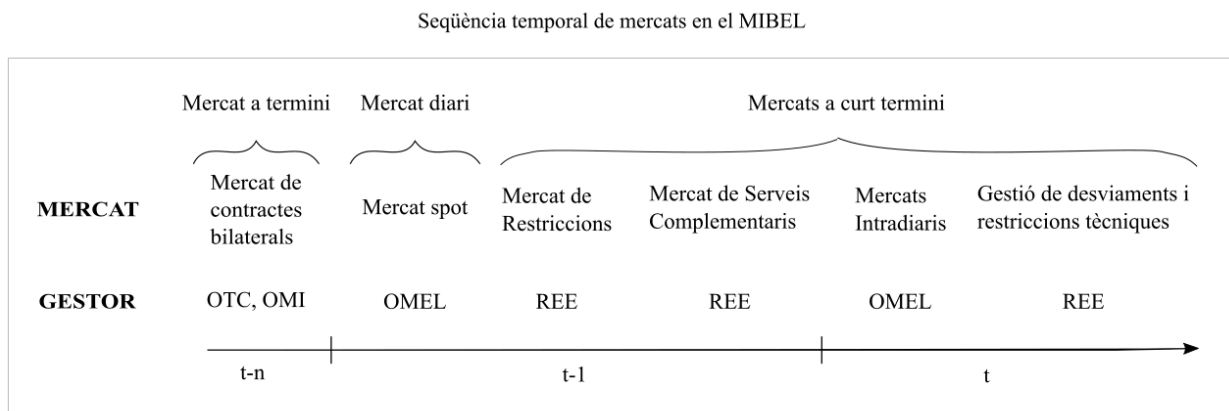


Figura 6. Font: Elaboració pròpia

El mercat diari (spot)

Funcionament

El mercat diari està regit per la Llei 54/1997, per la Llei 24/2013 i per les Regles de Funcionament del Mercat de Producció. Es celebra el dia anterior a l'intercanvi d'energia, en t-1, on tots els venedors i compradors elèctrics, tant espanyols com portuguesos, realitzen abans de les 12h les seves ofertes de venda i compra respectives per cada hora del dia t. Seguidament l'Operador del Mercat Ibèric Elèctric (OMIE) ordena les ofertes de venda de menor a major i les ofertes de compra de major a menor, per trobar així el valor de cassació per cada hora del dia següent. Aquest és el valor pel qual s'acaba acordant l'intercanvi entre els agents del mercat.

Com a exemple, amb dades reals podem veure el procés de cassació del mercat diari per a l'hora 6 del dia 28 de gener del 2018. En primer lloc, a la Figura 7, veiem les corbes d'oferta i demanda agregades d'electricitat ja ordenades per l'operador del mercat, l'OMIE.

L'oferta agregada està composta per la quantitat i preu disposat a vendre cada unitat de producció o unitat de central generadora, i la demanda agregada ho està per la quantitat i preu disposat a pagar per cada comercialitzadora o gran consumidor.

Un cop realitzat l'encreuament de les ofertes i demandes agregades, es procedeix a fer les correccions del mercat per problemes derivats d'aspectes físics de l'intercanvi energètic. Aquestes correccions es poden deure a: 1) Una superació de capacitat d'interconnexió entre Espanya i Portugal, amb la qual cosa es produiria el *Market Splitting*, que suposa la separació del mercat ibèric i cada Estat, l'espanyol i el portuguès, realitzaria independentment la seva cassació donant lloc a diferents preus; o bé 2) A problemes de restriccions tècniques del sistema: aquests son detectats per l'operador del sistema, *Red Eléctrica de España*, al comprovar que els resultats del mercat siguin factibles. Segons l'OMEL, l'energia casada diàriament varia a l'ordre d'un 4-5%.

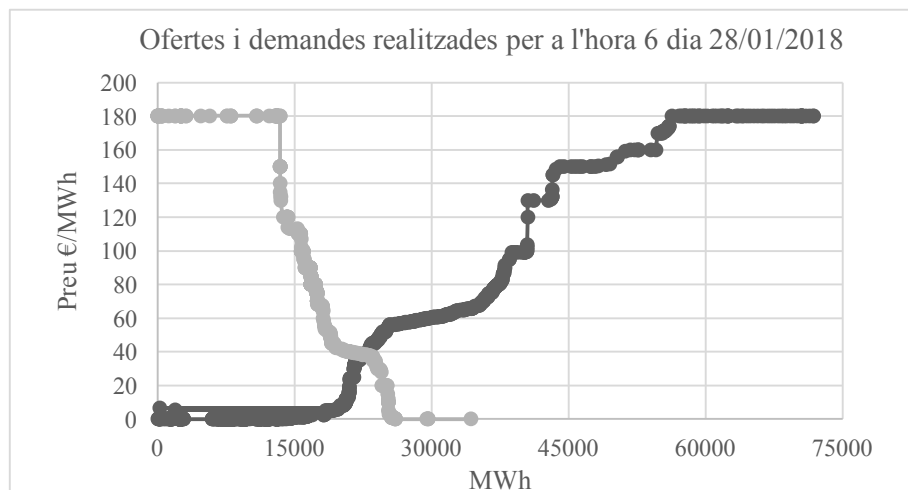


Figura 7. Font: Elaboració pròpia a partir de l'OMIE

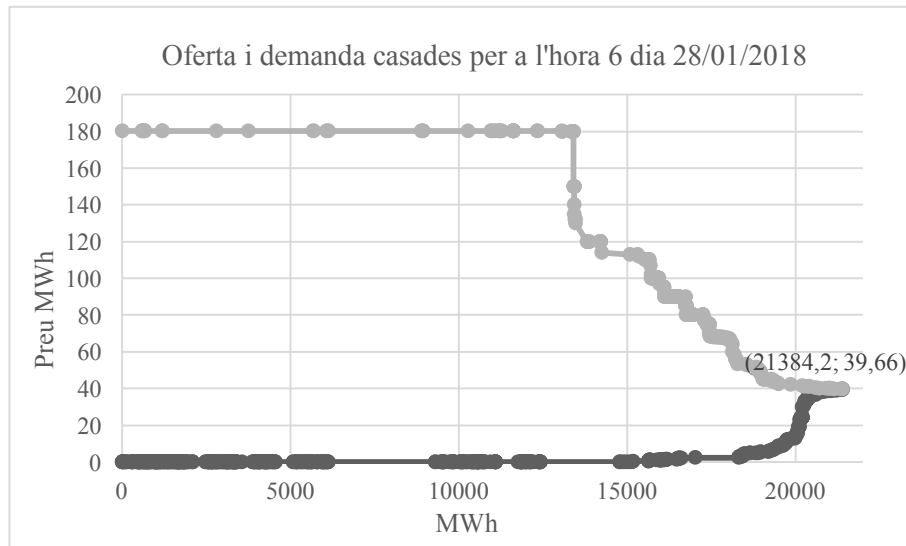


Figura 8. Font: Elaboració pròpia a partir de l'OMIE

El preu final de la cassació, com veiem a la Figura 8, després d'haver fet les correccions, és de 39,66€/MWh amb un intercanvi total d'energia de 21.384,2MWh.

Mercat de tipus marginalista

El mercat elèctric és un mercat de fixació de preus de tipus marginalista basat en l'algorisme EUPHEMIA, adoptat per tots els mercats elèctrics de la UE. Aquest sistema basa la fixació del preu per part de cada central en funció del seu cost d'oportunitat.

De manera que en el cas de les energies renovables, ofereixen a un preu nul ja que l'alternativa a produir no li reporta cap benefici, és a dir, no té cost d'oportunitat ja que, l'energia, al ser un recurs no emmagatzemable no la pot conservar per vendre-la en el futur quan el preu sigui major, d'altra banda el recurs emprat no té cap cost; o, en el cas de les centrals nuclears, el cost d'oportunitat és zero per la seva inflexibilitat en la variació de producció en el temps, ja que el cost d'arrancada i aturada de la central és molt elevat, per tant, el millor que pot fer és mantenir-se com a potència base de producció i ofereixen sempre.

En canvi les centrals tèrmiques de carbó i gas, les centrals de cicle combinat i les hidràuliques d'embassament ofereixen a un preu elevat. En el cas de les centrals de carbó i gas, el seu cost d'oportunitat tendeix al cost marginal; per altre costat, les hidroelèctriques d'embassament el preu al que ofereixen és elevat ja que tenen un elevat cost d'oportunitat: poden continuar emmagatzemant l'aigua per poder usar-la en un altre instant del temps en què tingui l'expectativa que el preu de la cassació sigui elevat, per així treure'n un major rendiment. Per tant, aquestes darreres ofereixen a un preu més elevat al del cost real de la generació.

D'aquesta manera, amb aquest sistema es garanteix que totes les centrals amb ofertes de producció més baixes quedin dins de la cassació, mentre que les més cares quedin fora a totes les hores on hi hagi energia suficient per cobrir la demanda de mercat.

Ara bé, és un bon sistema de fixació de preus?

El debat central sobre el sistema de fixació del preu elèctric de tipus marginalista rau en l'eficiència de la retribució de les centrals productores. Això significa: si les centrals generadores tenen una retribució justa en funció del seu cost real de producció o bé el contrari.

Els costos de les diferents tecnologies de generació son molt variables, per tant, per comprovar si el sistema marginalista comporta una retribució eficient o no per a cada tipus de central generadora hem de conèixer quins son els costos variables, els costos fixes i els costos mitjans de cadascuna d'elles per així conèixer quin és el marge de benefici respectiu i poder analitzar l'eficiència de la retribució. Per tant, si els costos que suporten els consumidors estan en sintonia amb els costos reals de les elèctriques productores o no.

De manera gràfica, en primer lloc, a la Figura 9, veiem la corba de costos variables de cada tipus de central productora així com la corba de demanda elèctrica i el preu de mercat. Destaca que el marge operatiu per a les centrals renovables, hidràuliques i nuclears és major al de les centrals de carbó i de cicle combinat (CCGT), ja que aquestes darreres tenen uns elevats costos variables.

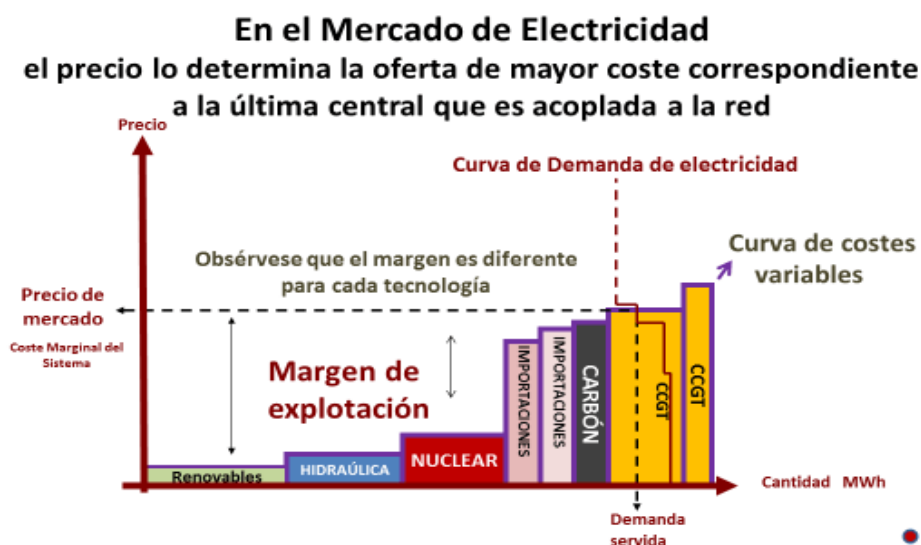


Figura 9. Font: [23]

Ara bé, si hi afegim els costos fixos, donant a lloc als costos mitjans, Figura 10, veiem com les energies renovables tenen costos totals mitjans elevats i per tant, realment el preu de mercat només cobreix un, pràcticament, 50 per cent del cost mitjà de cada unitat de producció; mentre que les centrals hidràuliques d'embassament i les nuclears obtenen uns elevats beneficis per unitat produïda. Aquests beneficis son els anomenats *windfall profits* (beneficis caiguts del cel), ja que el preu fixat per la última central que entra al mercat cobreix molt per sobre els seus costos mitjans. Cal afegir, a més, que, econòmicament, aquestes centrals, les hidroelèctriques d'embassament i les nuclears, ja estan amortitzades (veure els Costos de Transició a la Competència, Capítol 3.2).

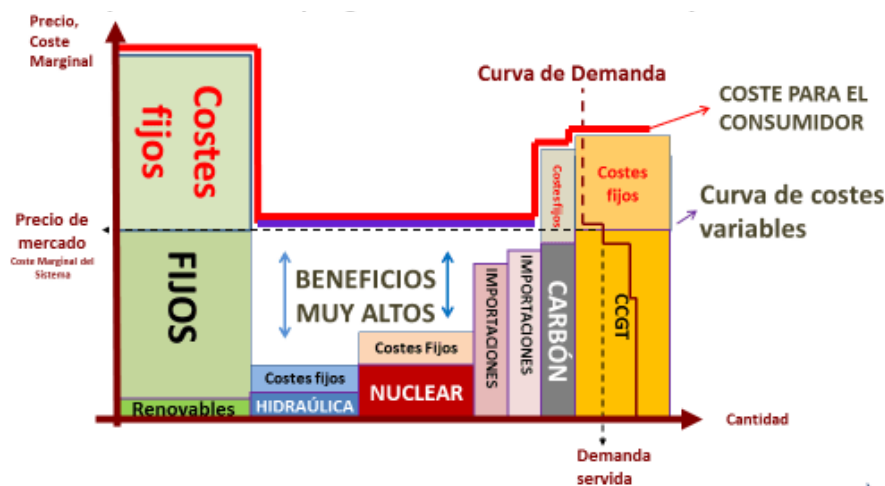


Figura 10. Font: [23]

De manera que es pot concloure que la retribució a les diferents centrals de generació no es du a terme de manera eficient: el sistema marginalista desemboca a què els consumidors assumeixin un sobre cost per a retribuir a les centrals nuclears i les centrals hidroelèctriques d'embassament, que gaudeixen d'uns grans beneficis extraordinaris.

D'altra banda, les centrals hidràuliques i nuclears no son un mercat de competència, ja que les barreres d'entrada per produir amb aquest tipus de tecnologies son molt elevades, son concessions úniques, les quals, per tant, son tipus monopolístiques naturals.

En relació a aquest problema, segons PIMEC (Petita i Mitjana Empresa a Catalunya) el preu elèctric disminuiria si es treies del mercat majorista les centrals nuclears i les hidràuliques s'establís el seu preu en base als seus costos de producció. [18]

Els mercats a termini:

Els mercats a termini precedeixen el mercat diari. El preu que es determina és en funció del preu esperat en el mercat diari, i existeixen diferents tipus de mercats:

- **Mercat de contractes bilaterals.**

És un mercat no organitzat. Inclouen els contractes físics i financers, mig i llarg termini. Aquests tipus de contractes són un mecanisme per reduir el risc que suposa la incertesa del mercat diari. Els físics són acords entre productors i comercialitzadores i grans consumidors on estableixen el preu d'intercanvi, la quantitat d'electricitat a intercanviar i el temps de duració de l'acord adaptats a les seves utilitats. En canvi, el financer és un contracte per diferències, on els agents, a través d'intermediaris, entitats financeres, acorden un preu constant i una quantitat determinada a intercanviar en un període fix. L'intermediari assumeix el risc que el preu del mercat sigui major al del contracte.

- **Mercat organitzat de futurs elèctrics gestionat per l'OMIP.**

Els contractes de futurs estan estandarditzats i els participants s'adhereixen a unes regles de participació i negociació. A més la liquiditat està garantida i facilitada per un conjunt d'institucions que tendeixen a reduir el cost de transacció.

Mercats de curt termini:

Els mercats de curt termini precedeixen al mercat *spot*. La seva funció és fer correccions de desviaments i problemes tècnics de l'energia i preu acordada al mercat diari. Existeixen diferents tipus:

- **Mercat de serveis complementaris: Reserva secundària i Reserva potència a pujar.**

Destinat a mantenir l'equilibri entre la generació i el consum mitjançant el sistema de control de freqüència-potència i tensió, així com també la reserva de potència addicional a pujar, necessari per garantir la qualitat i la seguretat del subministrament a cada instant.

- **Mercat Intradiari**

El mercat intradiari és un mercat d'ajust de preu i quantitat d'energia del mercat diari. Els ajustos son deguts a problemes per part dels productors o bé dels consumidors ja siguin de caire tècnic des de la perspectiva de la generació elèctrica o bé per necessitat d'augment de la quantitat d'energia comprada al diari. El mètode de funcionament és el mateix que el diari, i s'estructura en sis sessions diàries.

A la següent Figura 11, veiem la seqüència temporal horitzontal en què s'obren cadascun dels mercats intradiaris (en vermell) i les hores a les quals es pot fer la modificació de preu i energia de cadascun dels sis (en blau).

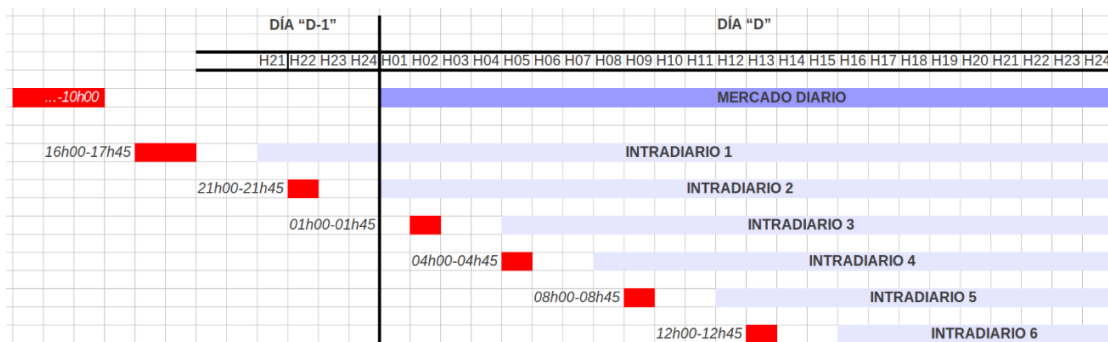


Figura 11. Font: [16]

- **Gestió de desviaments i restriccions tècniques a temps real. Restriccions tècniques rere els intradiaris. Reserva Terciària.**

Destinats a resoldre els desajustos a temps reals entre l'energia produïda i la demandada identificats als mercats intradiaris i gestionar els col·lapses a les xarxes de transport ocasionats per la programació prevista de la provisió energètica.

3.1.2. Mercat minorista

És el mercat on les comercialitzadores, que prèviament han operat al mercat majorista i han comprat l'electricitat a les generadores, venen als petits i mitjans consumidors elèctrics. Existeixen dos tipus de mercat de comercialitzadores:

1. Les regulades:

Son designades per l'Administració Pública, i que s'anomenen comercialitzadores de referència. Aquestes son:

- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.
- Gas Natural S.U.R., SDG, S.A.
- EDP Comercializadora de Último Recurso
- CHC Comercializador de Referencia S.L.U
- Teramelcor, S.L (Melilla)
- Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A (Ceuta)

Les comercialitzadores que operen en el mercat regulat proveeixen l'electricitat amb diferents contractes:

- **Preu Voluntari per al petit consumidor (PVPC)**, va dirigit només als consumidors amb una potència de consum màxim de 10kW que vulguin acollir-se a aquest tipus de tarifa. El preu final està compost pel cost de l'electricitat del mercat majorista, pels peatges d'accés i pel cost de la gestió comercial.

La diferència amb la Tarifa d'Últim Recurs (TUR), aplicada fins el 2014, és que amb el PVPC el preu de l'energia es basa en el preu resultant del mercat diari i intradiari per a cada hora si el comptador és digital; i un preu mig ponderat si el comptador és analògic, ja que no hi ha constància del consum a temps real, per hores. Recordem que la TUR³ estava basada amb les subhastes CESUR⁴, preu que havien de pagar els acollits a aquesta tarifa a les entitats financeres, a banda de la component regulada i els beneficis estipulats pel govern regulador a la Comercialitzadores d'Últim Recurs.

³ La qual va generar un dèficit de tarifa al no ser suficient el seu valor per cobrir els costos reconeguts del mercat majorista, de manera que aquesta diferència i els interessos d'aquest dèficit es paguen a la part regulada del preu.

⁴ Funcionament: les entitats financeres pujaven un preu CESUR, resultant guanyadores les que pujaven un preu menor, de manera que havien de pagar a les generadores el preu elèctric resultant del mercat de cada hora; i els consumidors els pagaven a les entitats el preu CESUR. Quan $P_{CESUR} > P_{Mercat}$, les entitats financeres guanyaven la diferència. Val a dir que anualment, de mitjana, el preu CESUR era major al preu de mercat.

- El **bo social** és un ajut als consumidors amb vulnerabilitat econòmica el qual suposa un descompte del 25% de la factura elèctrica regida per la tarifa PVPC. Els requisits d'*estatus quo* per acollir-se a aquest bo son tenir una potència contractada inferior a 3kW; pensionistes que cobrin una pensió mínima; famílies nombroses; famílies amb tots els membres a l'atur.

El finançament d'aquest cost l'assumeixen les societats integrades verticalment, que duen a terme l'activitat de generació, de distribució i de comercialització.

2. De lliure mercat

Les companyies ofereixen diferents tipus de contractes. Hi ha dues opcions de contractes on acollir-se:

- La **tarifa** on el preu de l'electricitat és constant durant tot l'any, el qual és un avantatge ja que no hi ha risc de volatilitat. Pot tenir una part fixa i una part variable que depèn del consum; també podria tenir discriminació horària entre dia i nit.
- La **tarifa** on el preu depèn – com és el cas de la TUR que té una part molt gran dels petits consumidors– cada hora del preu del mercat majorista.

La contrapartida a la seguretat que dona el primer sistema és que, segons la Comissió dels Mercats i la Competència (CNME), la factura mensual acaba resultant més cara.

3.2. Part regulada del preu

A ambdós tipus de tarifes es paguen: els peatges d'accés, fixats pel govern espanyol, i els impostos, el 21% de l'IVA i el 5,11% de l'Impost Especial sobre l'Electricitat.

Segons la Ordre ETU/1976/2016 del 23 de desembre del 2016, s'estableixen els peatges d'accés de l'energia elèctrica per a l'any 2017. Aquests estan composts per un terme de potència contractada i un terme de consum elèctric, per tant, d'una part fixa i d'una part variable.

Els costos es poden desglossar de la següent manera:

- **Retribució a l'activitat de transport i distribució d'electricitat.** Va destinada a cobrir els costos de manteniment de les línies de transport elèctric, des de les línies d'alta tensió, propietat de REE, fins a les de baixa tensió, propietat de les distribuïdores.

- **Règim retributiu específic (RRE):** destinada a les energies amb una potència instal·lada menor a 50MW provinents de fonts renovables com l'eòlica, la biomassa, la hidràulica, la solar o energia produïda a partir de residus o a partir de la cogeneració, degut als seus elevats costos fixos que no les permeten ser competents en el mercat, però que son una font neta. Les retribucions a aquest tipus d'energies estan regulades sota el Real Decret 413/2014 i es componen per: la retribució a la inversió, per tal que els costos d'inversió per cada instal·lació que no puguin ser recuperats al mercat es puguin cobrir; i per la retribució a l'operació, que està destinat a cobrir la diferència entre els costos d'explotació i els ingressos que generi.
Les instal·lacions que estan dins l'àmbit d'aplicació d'aquesta modificació de retribució es troben al Títol I del Real Decret 413/2014.

- **Taxa CNMC.** Va destinat a retribuir la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència per la seva funció de supervisió sobre el mercat elèctric. El percentatge destinat a cobrir la retribució va ser del 0,150% sobre el total del peatge per a l'any 2017.

- **Dèficit de Tarifa.** És el percentatge aplicat al preu elèctric per pagar el dèficit tarifari acumulat en el període de la TUR: que és la diferència, com s'ha esmentat anteriorment, entre el preu TUR que pagaven els consumidors i el cost reconegut⁵ de les generadores. Per a l'any 2017, el percentatge aplicat per cobrir el dèficit és de 2,101%. Val a dir que actualment existeix el Fons d'Harmonització del Dèficit Elèctric (FADE), un programa d'emissió dels bons avalats per l'Estat.

- **Compensació del sistema no peninsular.** Son costos que assumeixen tots els consumidors elèctrics de la península per tal de reduir els elevats costos del transport elèctric des de la península cap als sistemes extrapeninsulars, és a dir, dels sistemes insulars, Illes Balears i Illes Canàries, i de Ceuta i Melilla. El 50% d'aquest cost el cobreixen els pressuposts de l'Estat per al 2017.

- **Costos de la segona part del cicle del combustible nuclear.** Son els costos que genera el procés de tractament d'eliminació de l'urani, que inclou el seu emmagatzematge en sec, el reprocessament i l'emmagatzematge definitiu subterrani. Aquesta acció la du a terme l'Empresa Nacional de l'Urani (ENUSA) i la Junta d'Energia Nuclear. El

⁵ Cal posar de manifest que els costos reconeguts poden discernir dels costos reals de l'electricitat. De manera que, o bé els consumidors paguen menys per l'electricitat del que realment costa produir-la; o bé, les empreses tenen drets de cobrament que superen els costos de subministrament; o bé hi ha costos ineficients en el subministrament elèctric. (Font: [13])

percentatge destinat a cobrir aquests costos sobre el total dels peatges al 2017 va ser del 0,001%.

- **Pagaments per capacitat.** Son pagaments que es realitzen a centrals elèctriques per a que mantinguin un excedent de capacitat de producció per quan la demanda real sigui major a la prevista en un determinat instant del temps.
- **Servei d'interrupció.** Son pagaments que es realitzen a grans indústries consumidores d'electricitat per a que redueixin el seu consum en moments de pics màxims de demanda elèctrica. Així doncs, les empreses que realitzen aquest servei, cobren per la seva disponibilitat en reduir el consum elèctric i per prestar el servei de la reducció. Aquest pagament regulat està àmpliament discutit ja que a Espanya hi ha un excedent de capacitat instal·lada.
- **Pèrdues d'energia.** Son les pèrdues d'energia que es produeixen en l'impàs del transport en les línies d'alta tensió des de les centrals de generació elèctrica fins al destí dels consumidors
- **Retribucions a l'operador del sistema i del mercat.** Son els pagaments destinats a remunerar l'activitat de l'operador del sistema, Red Eléctrica Española, i l'operador del mercat, Operador del Mercat Ibèric Elèctric. Per a l'any 2017 les retribucions van ser per a REE de 0,02476€/MWh i de 0,10865€/MWh
- **Lloguer dels comptadors.** Fixat per l'Ordre ITC/3860, son les retribucions pagades a les comercialitzadores pel servei de lloguer dels comptadors de la llum.
- **Costos de Transició a la Competència (CTC's).** Eren els costos destinats a cobrir el diferencial de preu entre l'esperat per les elèctriques instal·lades abans de la liberalització energètica i el preu de mercat del pool, des de 1997 fins el 2006, que van ser suprimits ja que les centrals remunerades ja estaven cobert i sobre-compensat els costos d'inversió de les plantes, hidroelèctriques i nuclears principalment. Segons la Comissió Nacional de l'Energia (CNE), els CTC's cobrats per les elèctriques en qüestió entre aquest període han estat de 10.187,20 M € en valor actual net al 31 de desembre de 1997: 1.523.60 M € per sobre del límit màxim autoritzat a la Disposició transitòria sisena de la LSE 54/97. D'altra banda quan el preu de mercat era major a l'esperat, les elèctriques no van pagar el diferencial als consumidors. També, val a dir que la compensació en forma de CTC's no eren d'obligatorietat d'aplicació per part de l'Estat.

- **Imposició fiscal.** Està composta per: l'impost Especial sobre l'Electricitat que és d'un 5,113% i l'IVA al 21%, que grava el total de la factura elèctrica, inclòs l'impost Especial, ja que la legislació espanyola no ho considera doble imposició.

Els percentatges a aplicar sobre la quantitat total dels costos regulats son: un 38,29% d'incentius a les energies renovables, cogeneració i residus; un 37,78% als costos de xarxa de distribució i transport; i un 23,93% a altres costos regulats.

Capítol 4. Anàlisi de l'evolució del preu elèctric espanyol i definició de causes de l'augment.

4.1. Evolució del preu electricitat a Espanya al període 2008-2016

Quina ha estat la tendència del preu elèctric?

Per analitzar l'evolució del preu de l'electricitat es realitzarà a través de tres tipus de consumidors: habitatges, indústries petites i indústries grans; i a través dels diferents components del preu, que inclouen: el preu elèctric resultant del mercat majorista i minorista, el preu del cost de les xarxes de transport, i dels costos fiscals del consum, que inclouen els impostos i gravàmens específics de recolzament a polítiques concretes de l'energia o de canvi climàtic.

Cal anotar que a la base de dades de l'Eurostat, en concret en el cas d'Espanya, part de la cunya governamental està inclosa als costos de xarxa entre 2008 i 2013, i a partir del 2013 als costos d'energia i subministrament. Això es deu ja que en fer el càlcul de la component de mercat, en el primer període mencionat es restava els preu final respecte el preu de mercat i els impostos; i en el segon període el preu final entre els costos de xarxa i els impostos. [22]

Per realitzar l'anàlisi, en primer lloc, escollim les dades dels preus pels consumidors domèstics de banda de consum de 2.500 i 5.000 kWh. S'escull aquest consum ja que les estimacions de l'Institut per a la Diversificació i Estalvi d'Energia (IDAE) el consum anual mitjà per habitatge a Espanya és de 3.500kWh. En segon lloc escollim les dades dels preus per les petites i mitjanes empreses, que serien de consums menors a 20 MWh; i en tercer lloc escollim les indústries grans amb una banda de consum d'entre 20.000 i 70.000 MWh.

El període analitzat és el 2008- 2016, i concretament les dades dels preus son el preu mitjà del segon semestre de cada any segons les dades disponibles de l'Eurostat.

4.1.1. Evolució del preu del consum elèctric de l'habitatge mitjà

En primer lloc, si analitzem l'evolució del preu que paga l'habitatge mitjà espanyol per kWh, Figura 12 , veiem que, a trets generals, del 2008 (0,1557 €/kWh) al 2016 (0,2284€/kWh) el preu final ha augmentat en un 46,7%, a una taxa anual acumulativa del 4,91%.

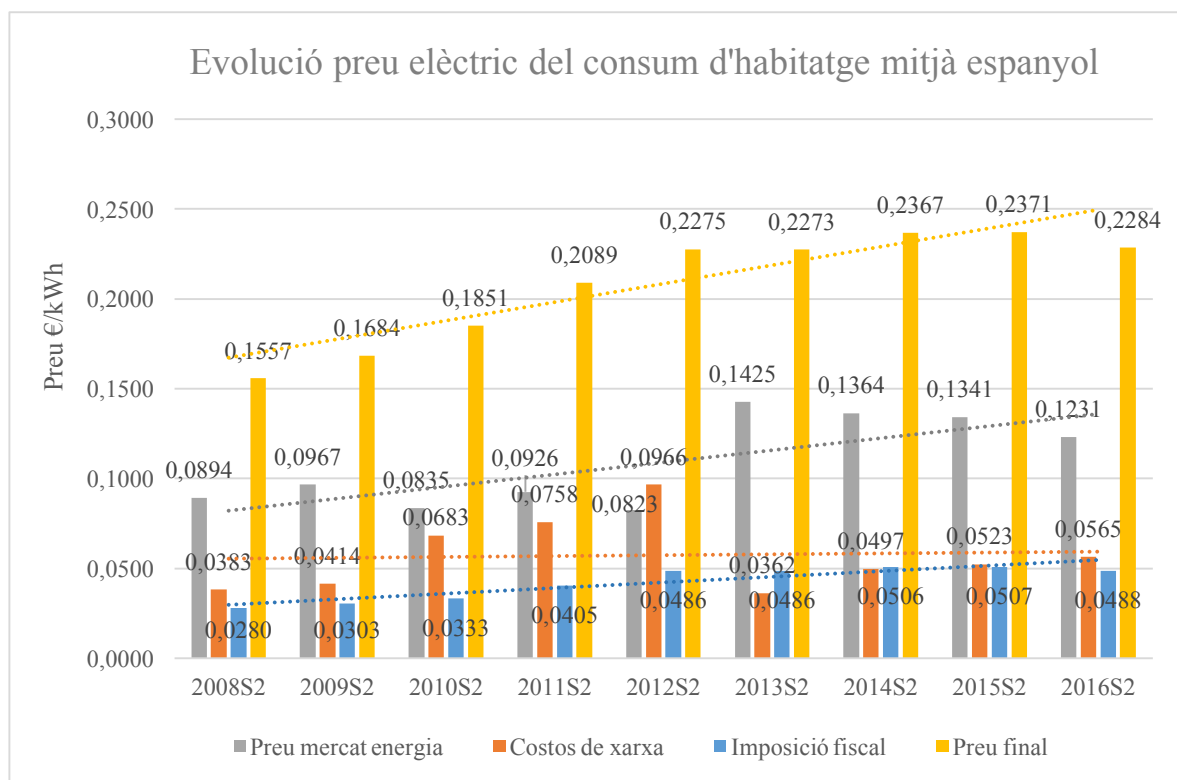


Figura 12. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat

Si anem més al detall i s'analitza concretament el període 2008-2012, primers anys de crisi econòmica, en què ha augmentat el preu final, podem observar a la Figura 13, quina ha estat la variació de cada component del preu pagat per un consumidor domèstic mitjà.

Variació preu elèctric domèstic mitjà període 2008-2012

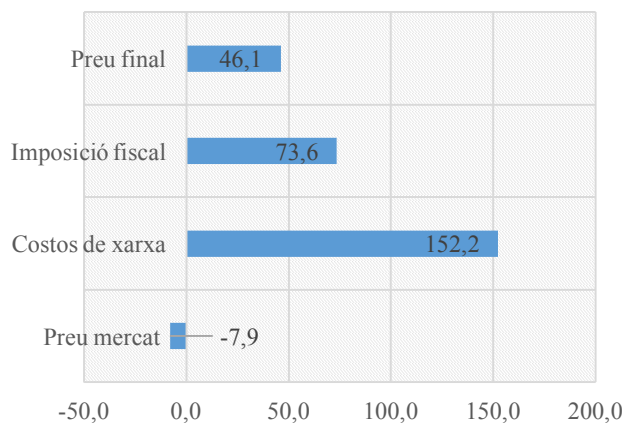


Figura 13. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat

Destaca que la component regulada: costos de xarxa o peatges d'accés i la imposició fiscal, ha estat la que ha desencadenat l'augment del preu final, amb un augment dels peatges d'accés d'un 152,2% i un 73,6% de la imposició fiscal; mentre que el preu fixat pel mercat ha disminuït en un 7,9%.

Pel que fa al pes de cada component sobre el preu total les principals diferències han estat:

- En primer lloc, que la imposició fiscal, és a dir, l'IVA, augmentà cinc punts percentuals: el 2010 augmentà 2 punts percentuals, passant del 16% al 18%, i a mitjan del 2012 uns altres 3 punts percentuals fins arribar al tipus impositiu del 21%. Aquests augments han estat fruit de les polítiques d'estabilitat i creixement impulsades pel Govern de Zapatero primer, i de Rajoy després, en què, en el marc de la normativa de la UE sobre el dèficit excessiu, condueixen al reajustament dels comptes públics.
- En segon lloc, pel que fa als costos de xarxa i distribució o peatges d'accés, que han augmentat un 152,2% en el període, han passat de tenir un pes d'un 25% respecte el preu final pagat al 2008, a suposar un pes del 43% al 2012.

Ara bé, quins han estat els factors que han desencadenat aquest augment dels costos regulats tan rellevant? La Figura 14 mostra quina ha estat la trajectòria de cada component dels peatges d'accés: destaca que en el període analitzat, 2008-2012, el major augment del cost és el de les retribucions a les energies de tipus de règim especial. A la Figura 15, es mostra l'evolució ascendent a partir del 2008 fins al 2013 de les primes: període en què el Govern de Zapatero, i el Govern de Rajoy, fins al 2013, van incentivar la instal·lació de plantes d'energies RECORE arribant a xifres de prima d'entre 6.000 i 9.000 Milions d'Euros anuals. També els costos de les anualitats del dèficit de tarifa han incrementat novablement: al 2005 eren del 277 M d'Euros, i al 2013 de 2.666 M.

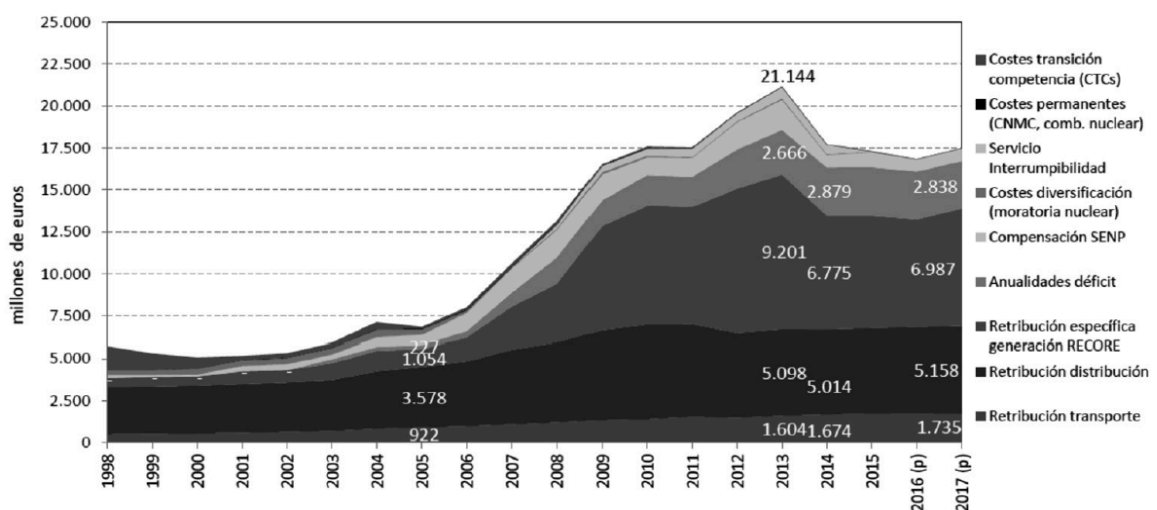


Figura 14. Font: [10]

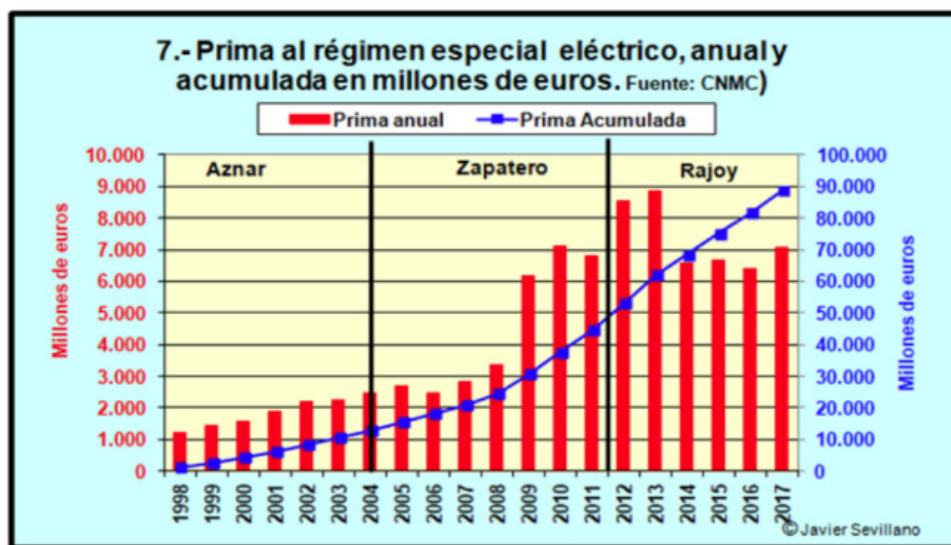


Figura 15. Font: [25]

- En tercer lloc, pel que fa al pes del preu del mercat minorista ha passat de representar un 57% a un 36% sobre el preu final del consumidor domèstic mitjà. La reducció del preu elèctric minorista s'ha degut a la reforma⁶ del govern espanyol al 2010 en què el preu fixat va passar d'estar basat en la subhasta Cesur realitzada trimestralment, a calcular-lo diàriament a partir del preu del mercat majorista, de manera que es va reduir el seu cost. [26]

Una comparació rellevant a realitzar és la de la variació de l'Índex de Preus del Consum amb la variació del preu elèctric final domèstic, Figura 16. Veiem com l'augment del preu elèctric s'ha mantingut per sobre de la inflació general, arribant a ser al 2011 set vegades major que

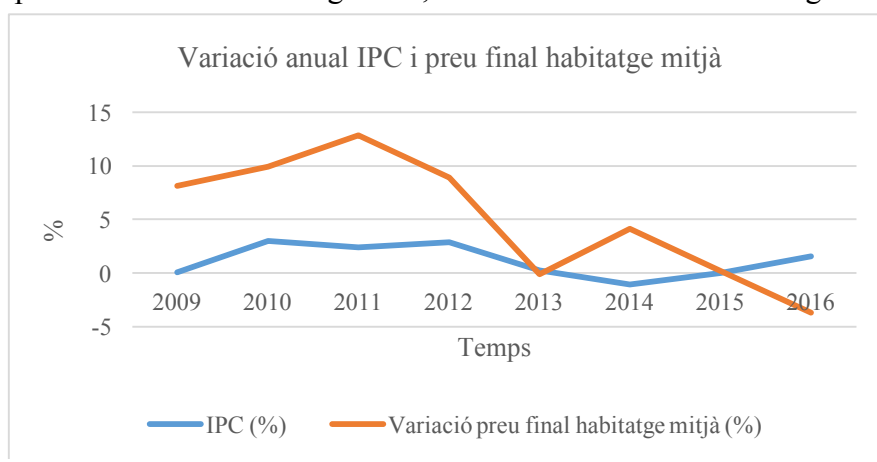


Figura 16. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat i INE

⁶ La reforma va ser duta a terme per revertir els efectes de la subhasta Cesur, la qual segons el Ministeri d'Indústria encaria el rebut de la llum prop d'un 3% respecte el preu mig del mercat majorista. [26]

augment de l'IPC. Per tant, s'afirma que l'augment del preu elèctric domèstic no s'ha donat pels increments de la inflació general del país. Sinó que s'ha donat per l'increment de la regulació com s'ha analitzat.

4.1.2. Evolució del preus segons consum elèctric de les indústries

Els preus elèctric son un component important a les indústries, pel fet que son uns costos que assumeixen i per tant, poden tenir efectes en la seva competitivitat.

A la Figura 17 veiem el preu segons les bandes de consum de les indústries, des de petites i mitjanes empreses (PIMES) fins a indústries de grans consums elèctrics. També s'ha afegit l'evolució del preu del consum domèstic per tenir un ordre de magnitud dels diferencials de preu.

Les conclusions que es poden treure son les següents:

- El preu elèctric és menor quan major és la banda de consum elèctric. De manera que el preu que paguen les grans indústries consumidores amb una banda de consum IE, representa, de mitjana en tot el període, un 40% del preu que paguen les pimes, que tenen una banda de consum menor a 20 MWh.
- L'evolució dels preus en el període estudiat ha estat diferent segons la banda de consum: en concret, la principal divergència ha estat el preu de les grans indústries consumidores, el qual s'ha estancat en tot el període, mentre que les PIMES han patit un augment del preu elèctric, essent major que preu pagat pels habitatges al període 2013 fins al 2016, en què tornen a estar en convergència.

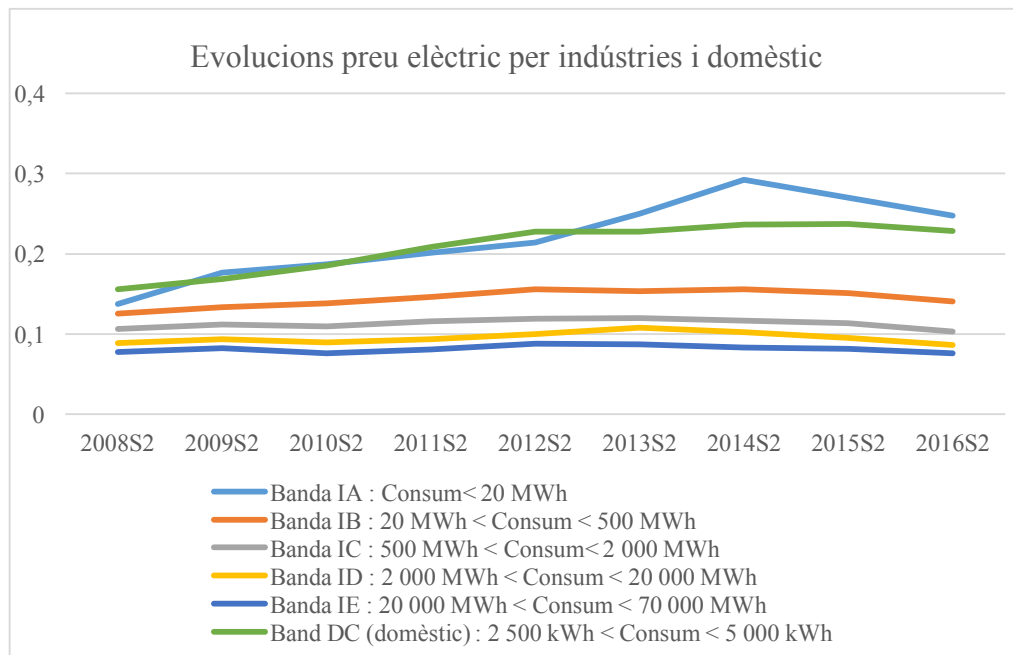


Figura 17. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat.

És rellevant, doncs, analitzar en detall l'augment del preu de les PIMES ja que representen el 99,9% del total de les companyes espanyoles i, per tant, son susceptibles de ser afectades per la competitivitat empresarial a nivell europeu.

4.1.3. Evolució del preu del consum elèctric de les Petites i Mitjanes Empreses

Per analitzar l'evolució del preu elèctric de les petites i mitjanes empreses, que son petits comerços, oficines i indústries no intensives en consum elèctric, amb banda de consum menor a 20 MWh cal descompondre'l en el preu resultant del mercat minorista, el cost de la regulació dels peatges d'accés i la imposició fiscal.

En primer lloc, l'evolució del preu final ha tingut dues trajectòries: la primera, del període 2008 al 2014 ascendent, passant d'un preu final de 0,1377 €/kWh a un de 0,2924 €/kWh, un augment d'un 112,3%; la segona del 2014 al 2016, en què el preu disminueix un 15,4%.

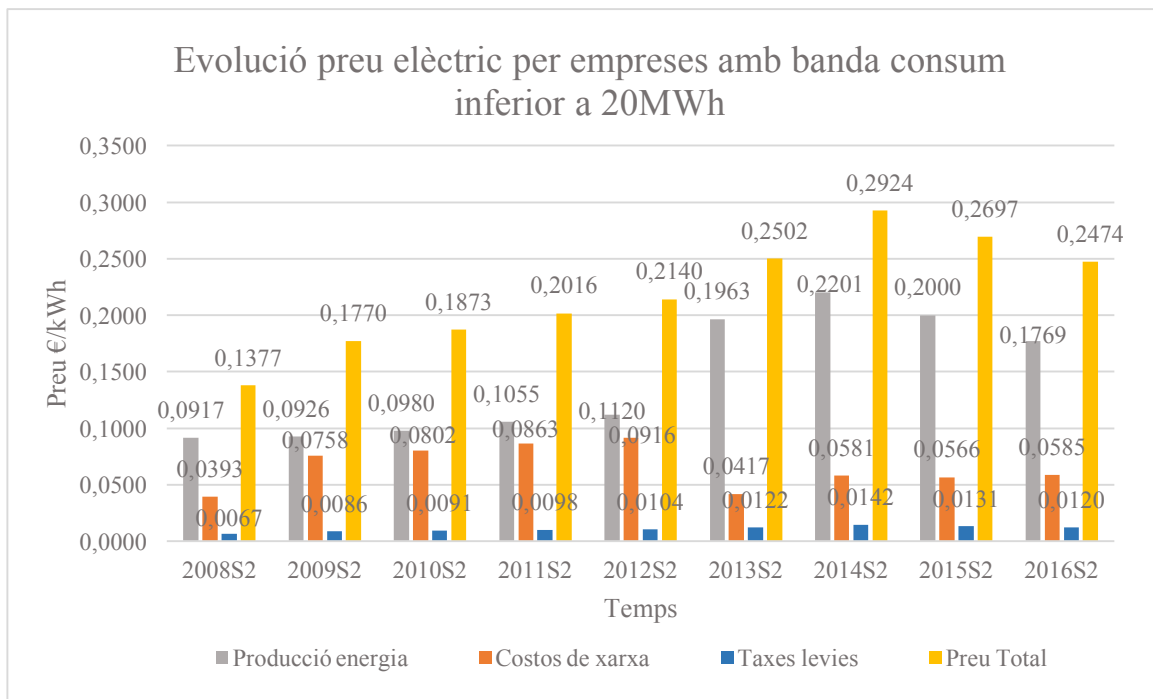


Figura 18. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat.

Com ha incidit cada component del preu a l'evolució del preu final?

Del període 2008 al 2012 els costos de xarxa i peatges d'accés i el preu de mercat han augmentat pràcticament al mateix ritme i de manera constant, desencadenant ambdues components l'augment del preu final com es representa a la Figura 19.

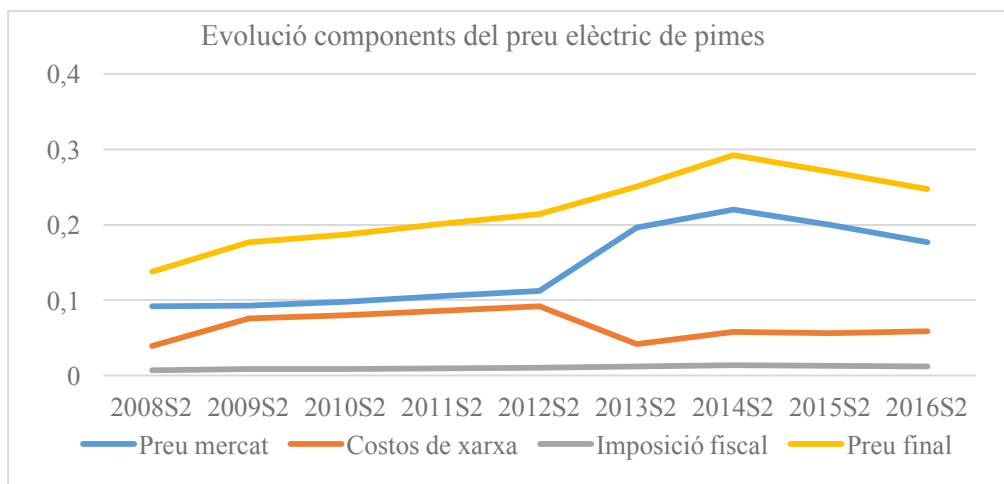


Figura 19. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat.

Aquest augment gradual del preu final, però, es va interrompre el 2012, ja que la component del preu del mercat va augmentar de manera dràstica arribant al seu màxim al 2014. Al mateix temps els peatges d'accés van disminuir de manera notable i de forma simètricament invertida

que la component de mercat, de manera que el pes d'aquesta darrera respecte el preu final en el període 2013-2016 era de mitjana del 75%, mentre que en el període 2008-2012 representava de mitjana un 55% sobre el preu total.

Per tant, es conclou que el preu elèctric pagat per les PIMES ha augmentat per la banda de mercat del preu. Ara bé, quins han estat els factors de l'augment? Segons *l'Informe de supervisió del mercat minorista de l'electricitat, 2014* realitzat per la CNMC, l'augment del preu del mercat elèctric no s'ha donat per l'augment del preu del mercat spot, ja que aquest ha disminuït del 2012 al 2014, sinó que ha estat per l'“estratègia mixta de cobertura” de les comercialitzadores, en què compraven un 60% de l'electricitat al mercat spot i l'altra 40% al mercat a termini. [7]

Pel que fa a la imposició fiscal, durant tot el període s'ha mantingut constant a un 5%, de manera que la seva participació al preu final no ha tingut cap incidència.

4.1.4. Evolució del preu del consum elèctric de grans indústries consumidores

Com s'ha mostrat a l'apartat 4.1.1 el preu pagat per les grans indústries pràcticament no ha variat en el període estudiat. El que destaca a diferència dels consumidors domèstics i les PIMES és que els costos regulats i la imposició fiscal son molt inferiors, de manera que el preu final ve determinat en un 82,17% de mitjana en tot el període pel preu de mercat. Per tant, es determina que els costos de xarxa, costos regulats i imposició fiscal tenen una relació inversa amb el consum elèctric.

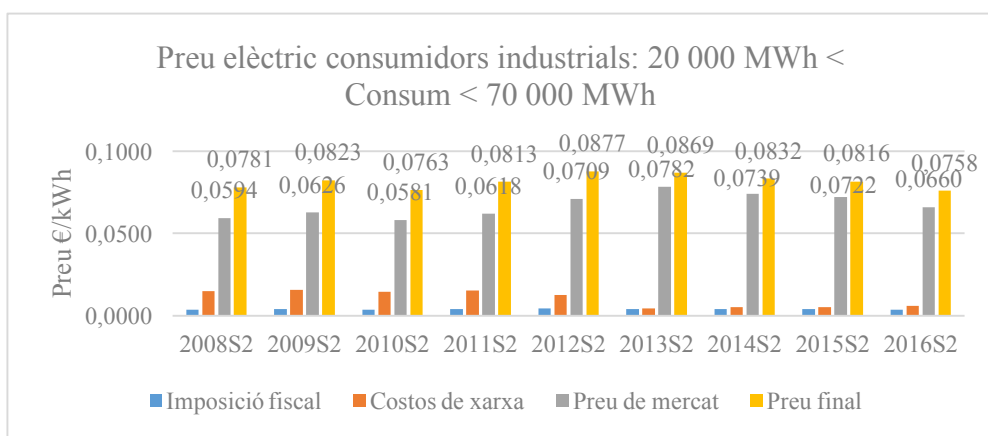


Figura 19. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat.

5. Comparativa dels preus elèctrics espanyols i europeus

5.1. Comparativa dels preus domèstics a nivell europeu

La comparativa es realitza a nivell de la UE-28, amb les dades del segon semestre de l'any 2016, i, com s'ha mencionat anteriorment, en el cas d'Espanya la base de dades de l'Eurostat inclou part dels costos de peatge d'accés als costos de d'energia i subministrament, per tant, es presenta un biaix en el gràfic només pel que fa al preu de mercat.

Comparativament, com es veu a la Figura 20, el preu elèctric que paguen els habitatges mitjans espanyols amb un consum d'entre 2.500 i 5.000 kWh és dels més cars d'Europa, només per sota de Dinamarca, Alemanya, Bèlgica, Irlanda i Portugal.

El que ressalta respecte aquests, és que Dinamarca i Alemanya tenen una imposició fiscal elevada, d'un pes de 68% i 54%, respectivament, respecte el preu final. Mentre que Bèlgica, Itàlia, Irlanda i Espanya tenen una menor pressió fiscal comparativament, a la vegada que tenen majors costos d'energia i de xarxa de transport proporcionalment.

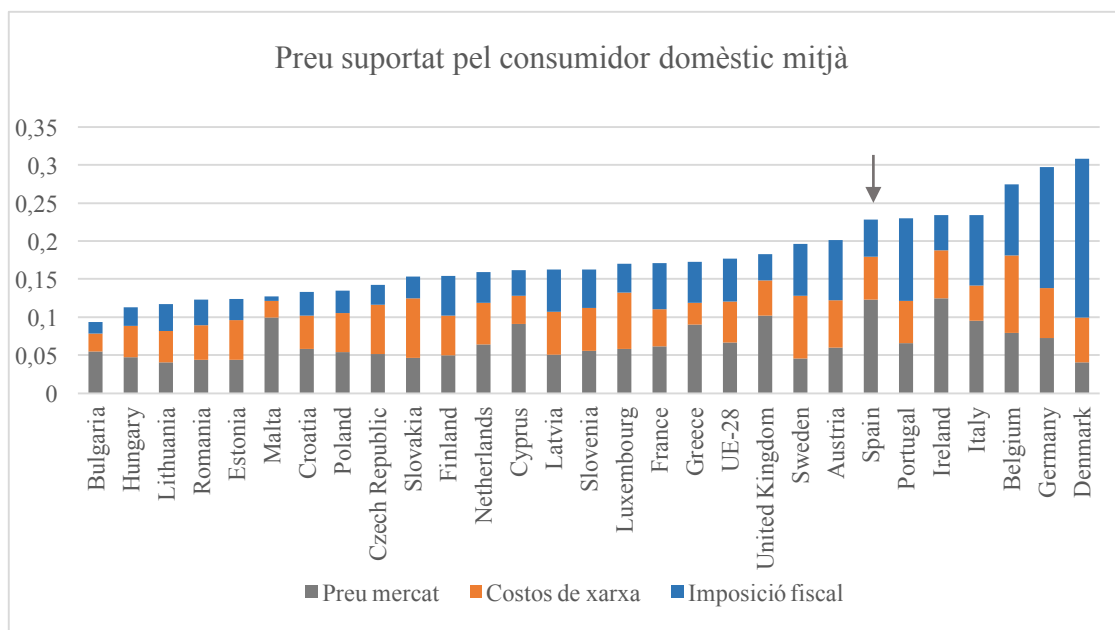


Figura 20. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat.

A la següent figura, Figura 21, es mostra geogràficament la distribució espacial del preu dels consumidors domèstics.

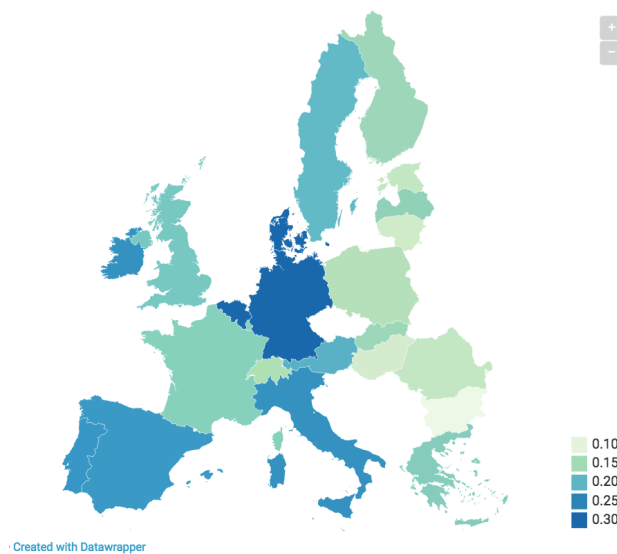


Figura 21. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat.

5.2. Comparativa del preu elèctric de petites i mitjanes empreses a nivell europeu

A nivell europeu, el preu assumit per les pimes espanyoles al 2016 és el segon major preu respecte tots els països de la UE-28, només per sota del preu italià.

El que destaca del preu espanyol respecte la resta de països, com s'observa a la Figura 22, és el proporcional elevat pes de la component de mercat del preu, que és el preu del mercat minorista, respecte el preu final. Aquest fet ha estat resultat, com s'ha mostrat en l'evolució del preu del preu elèctric de les pimes a Espanya, per l'augment disruptiu del preu del mercat minorista al 2012 (amb tot això, però, com s'ha anunciat, la component de mercat està esbiaixada pel fet que part del cost de les polítiques públiques del govern espanyol es reflecteixen a la part de mercat del preu a la base de dades de l'Eurostat; malgrat això, el cost de l'energia continua essent elevat).

També destaca el diferencial de preu amb Portugal, ja que formen part del mateix mercat elèctric, i a menys que no es produeixi el *market splitting* tenen el mateix preu al mercat majorista. Per tant, això es tradueix en què hi ha un diferencial en el preu del mercat minorista i en els costos regulats.

Per contra, destaca que la imposició fiscal a Espanya és de les més baixes a nivell europeu. Val a dir, però, que països una pressió fiscal elevada com Alemanya, destinen la gravació a polítiques d'incentius a les renovables entre d'altres fins; així com no succeeix amb la imposició a Espanya.

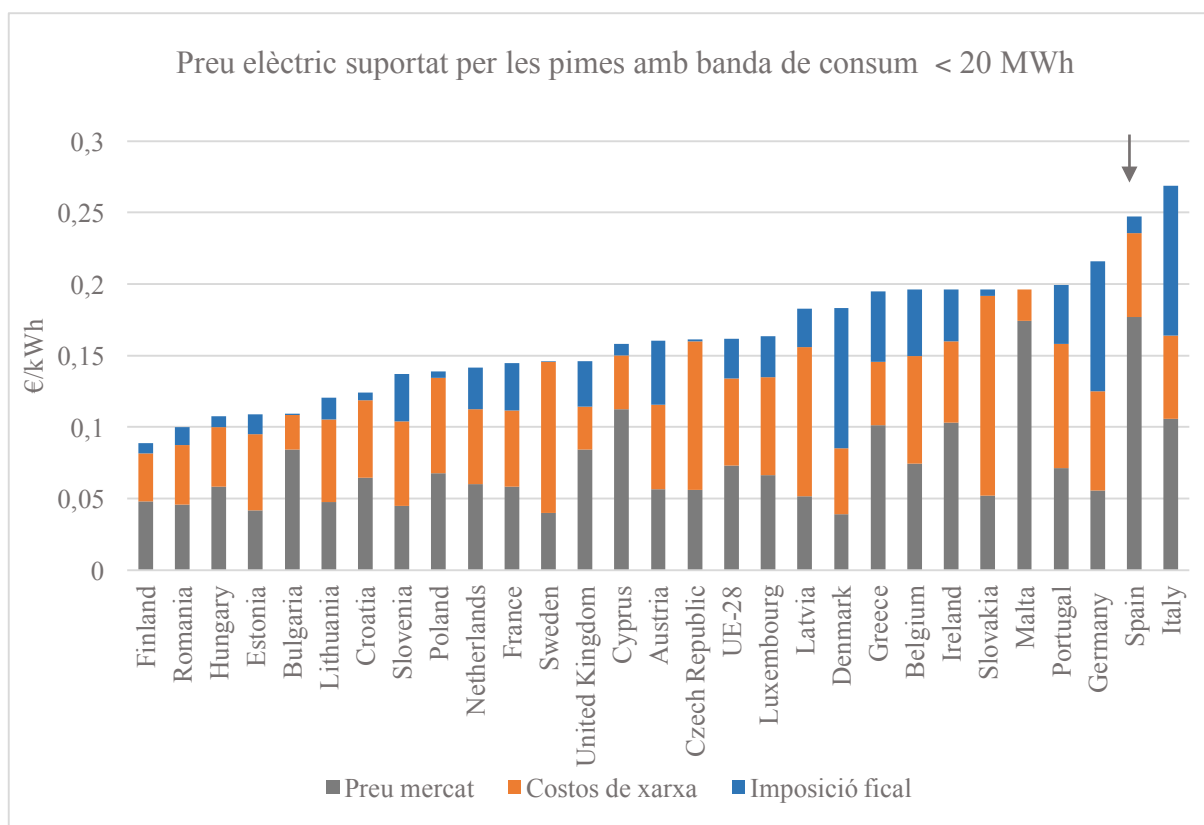


Figura 22. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat.

Relació entre rendiments de les pimes i les comercialitzadores elèctriques d'UNESA

Un dels efectes de l'elevat cost del preu elèctric de les pimes és la disminució de la competitivitat per haver d'assumir majors costos. Per exemplificar la situació de disminució del rendiment de les pimes es compren ràtios financeres de les pimes catalanes i de les cinc grans elèctriques comercialitzadores d'UNESA, Taula 3 i Figura 23. La hipòtesi de partida d'aquesta comparativa és que si el preu del mercat minorista per a les pimes augmenta, el rendiment d'aquestes es minorarà, mentre que el de les cinc grans comercialitzadores augmentarà. Val a dir que els factors que influeixen als rendiments respectius són diversos, si bé és cert que el preu elèctric hi té molta influència.

	Pimes catalanes	UNESA
EBITDA / Fons propis	11,6%	32,0%
EBITDA / Xifra de negoci	6,4%	40,3%
EBIT / Fons propis	6,6%	16,5%
EBIT / Xifra de negoci	3,7%	20,7%

Taula 3. Ràtios financeres de les pimes catalanes i de les empreses d'UNESA. 2014 Font:[19]

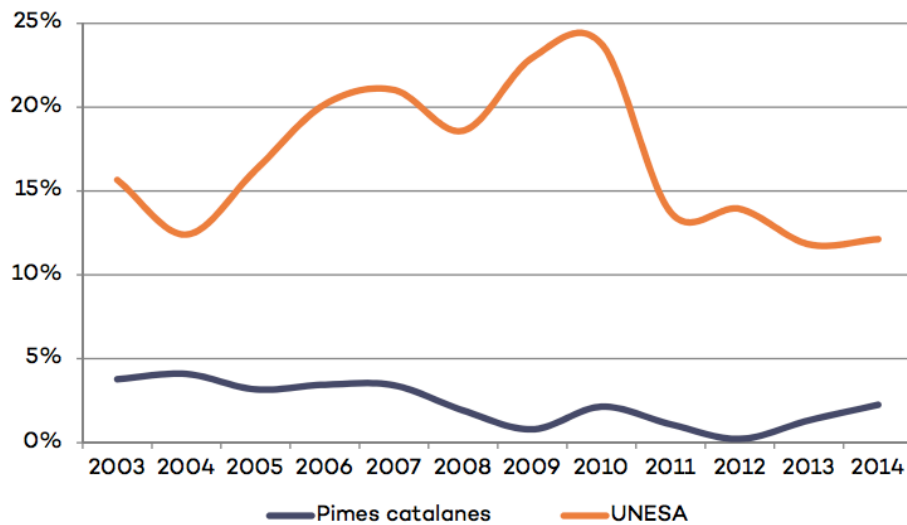


Figura 23. Resultat net d'impostos sobre xifra de negoci a les pimes catalanes i empreses d'UNESA. Font: [19]

El que s'observa a la Taula 3 és que totes les ràtios de resultats operatius respecte actius propis i xifra de negoci per a l'any 2014 les de d'UNESA superen de llarg les de les pimes catalanes. De manera que ens indica la situació de menor rendiment de les pimes respecte les elèctriques.

A més si observem l'evolució del resultat net d'impostos sobre la xifra de negoci a les pimes catalanes i les cinc grans empreses elèctriques espanyoles, Figura 23, s'observa que, mentre la ràtio de les empreses d'UNESA ha tingut una tendència ascendent fins al 2010, la de les pimes catalanes ha disminuït fins al 2012. A més, s'observa que en tot el període la distància dels del resultat després d'impostos ha estat notable, sent de mitjana el de les elèctriques d'un 16,8%, mentre que el de les pimes catalanes ha estat d'un 2,4% de mitjana en tot període. Val a dir que la distància s'ha reduït a partir del 2011. Tot i així, entre el 2011 i el 2014 la ràtio de les elèctriques ha estat set vegades major que el de les pimes.

Per tant, es pot concloure que hi ha una correlació negativa entre ambdós rendiments quan la component de mercat del preu augmenta.

5.3. Comparativa del preu elèctric de les grans indústries a nivell europeu

Pel que fa al preu elèctric pagat per les indústries amb una banda de consum d'entre 20.000 MWh i 70.000 MWh a Espanya es troba per sota de la mitjana de la UE-28.

Mentre que el preu per consumidors domèstics i el preu per les pimes son dels més elevats del conjunt de membres europeus, el preu per les grans indústries intensives en consum elèctric és baix comparativament.

Es pot concloure que el preu elèctric té una relació inversa amb la quantitat de consum; ara bé, això és significatiu en termes que la diferència de preus entre diferents els tipus de consumidors de cada respectiu país dista en gran mesura a Espanya.

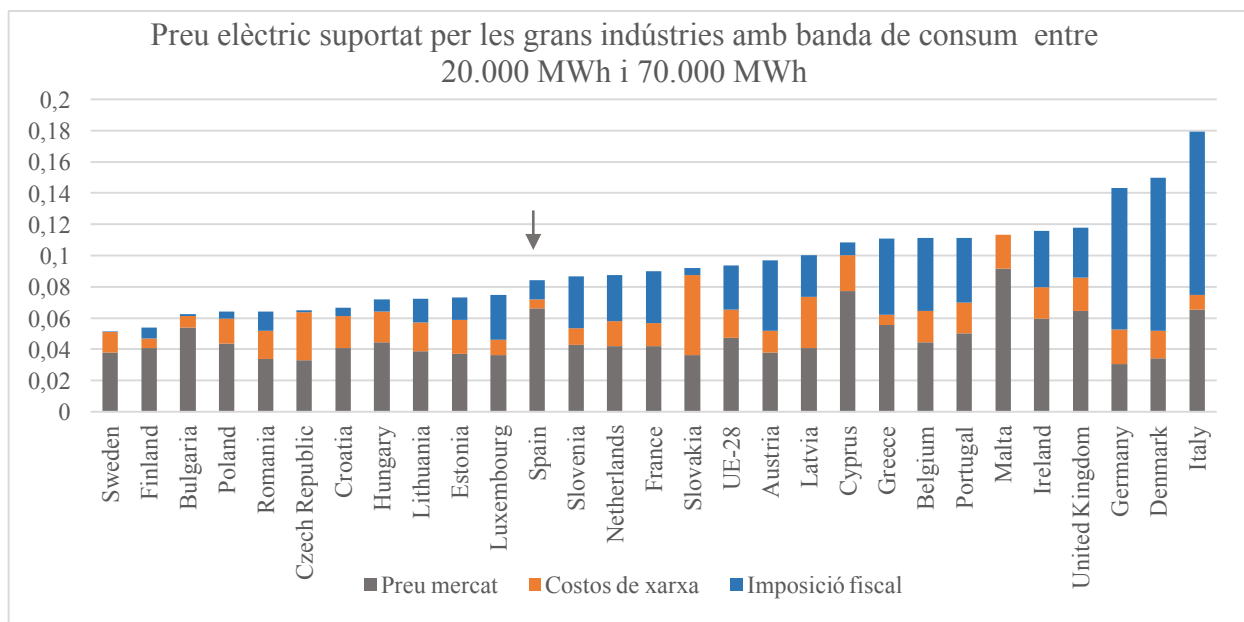


Figura 24. Font: Elaboració pròpia a partir de l'Eurostat.

CONCLUSIONS

Les conclusions extretes de l'anàlisi realitzat sobre el Mercat Ibèric de l'Electricitat, sobre el sistema marginalista de fixació de preus i sobre l'evolució i comparativa europea dels preus elèctrics son les següents:

- El sistema marginalista de fixació de preus presenta mancances en termes d'eficiència en la retribució a les centrals generadores. Com s'ha exposat, es presenten problemes de competència de mercat en les centrals hidràuliques i les centrals nuclears, ja que son monopolis naturals. Per tant, aquest sistema de fixació de preus ha estat un dels detonants de l'augment del preu elèctric amb el suport de la regulació de l'Estat, com s'exposa al següent punt.
- La regulació de l'Estat ha estat clau en l'augment del preu elèctric durant el període estudiat, 2008-2016: els costos regulats, en concret, el cost del dèficit de tarifa ha estat determinant per l'augment del preu elèctric, accentuat pels consumidors de tipus habitatges. (Els costos de les primes a les renovables han augmentat també, però té un efecte neutralitzador ja que l'augment d'aquestes fa disminuir el preu elèctric al mercat majorista). D'altra banda, per les pimes, l'augment del preu de la component de mercat del preu minorista ha estat rellevant en l'augment del preu elèctric final com a conseqüència de l'estratègia mixta de cobertura que han dut a terme les comercialitzadores i que les ha dut a un augment del seu marge brut de beneficis. [7]
- En referència a la Unió Europea, Espanya té un dels majors preus elèctrics pels consumidors domèstics i per les pimes; mentre que el preu per les grans indústries intensives en consum elèctric és relativament dels més baixos. I, malgrat que al treball no s'ha pogut analitzar de manera profunda la influència de l'augment del preu elèctric a la competitivitat de les pimes, es pot concloure que l'efecte és existent, segons la PIMEC [19].
- El canvi en la regulació del sistema de funcionament del mercat elèctric i els canvis en la legislació de la part regulada del preu son imprescindibles per aconseguir un mercat elèctric més transparent i sense presència ni influència dels *lobbies* oligopolístics que son les grans elèctriques espanyoles.

Finalment, val a dir que la complexitat del funcionament del mercat elèctric i la regulació per part de l'Estat requereix d'un profund estudi i anàlisi, el qual s'escapa de l'extensió del present treball.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Aurea Energía. *La electricidad más cara, para las pymes.* [<https://www.aurea-energia.com/la-electricidad-mas-cara-para-las-pymes-2/>]
- [2] Boletín oficial del Estado. *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*
[https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2012-1310]
- [3] Boletín Oficial del Estado. *Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para el 2017.*
[https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-12464]
- [4] Boletín Oficial del Estado. *Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 octubre de 2007.*
[<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-17078>]
- [5] Boletín Oficial del Estado. *Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.*
[<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-22458>]
- [6] Boletín oficial del Estado. *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*
[<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>]
- [7] CNMC. 2014. *Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad, 2013.*
[https://www.cnmc.es/sites/default/files/1511366_1.pdf, pàgines 142-143]
- [8] CNMC. 2016. *Informe de supervisión del mercado minorista de la electricidad, 2015*
- [9] Comparadorluz.com. 2018. *¿PVPC o mercado libre?*
[<https://comparadorluz.com/faq/pvpc-o-mercado-libre>]
- [10] Consejo Económico y Social (CES). 2017. *Informe. El sector eléctrico en España*

- [11] Energía y Sociedad. 2014. *Manual de la Energía*.
[<http://www.energiaysociedad.es/ficha/5-3-contribucion-del-sectorelectrico-y-gasista-a-la-sociedad>]
- [12] *Estudio comparativo sobre suministro eléctrico en diez países de Europa - Facua*
- [13] Fabra, J., Fabra, N. 2012. El déficit tarifario en el sector eléctrico español. Papeles de economía española, 134, 88-100.
- [14] IDAE. *Consumos del Sector Residencial en España. Resumen de información básica*.
[http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Documentacion_Basica_Residencial_Unido_c93da537.pdf]
- [15] IPSOM. *Resumen 2017: Comparativa de precios y estado de la energía en Europa*.
[<https://www.ipsom.com/2017/12/resumen-2017-comparativa-de-precios-y-estado-de-la-energia-en-europa/>]
- [16] J. Gallego, C., Victoria, M. 2012. *Entiende el mercado eléctrico*. El observatorio crítico de la Energía.
- [17] OMIE. *Nuestros mercados de electricidad*. [<http://www.omel.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad>]
- [18] PIMEC. 2018. *Pimec alerta que el preu de la producció d'energia eléctrica es podria reduir entre un 10 i un 20%*. [<https://www.pimec.org/ca/institucio/sala-premsa/notes-premsa/pimec-alerta-que-preu-produccio-denergia-electrica-es-podria>]
- [19] PIMEC. 2015. *Comparació de preus de l'energia elèctrica amb la UE-15 al 2014*.
- [20] de Quinto, J. i Vilafruela, L. (2018). *El Mercado Ibérico de la Electricidad en el contexto de los intercambios regionales en la UE*. Micotur.gov.es.
[<http://www.minetad.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/139.pdf>]
- [21] REE. 2018. *Series estadísticas del sistema eléctrico español*.
[<http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>]

[22] Robinson, D. 2015. *Análisis comparativo de los precios de la electricidad en la Unión Europea y en Estados Unidos: Una perspectiva española.*

[23] Salvia. *Análisis crítico del sector eléctrico español y el marco europeo*
[http://www.sinergiaedm.com/wp-content/uploads/2017/07/AnalisiCriticaSectorElec_DEF_Juliol-3-1.pdf]

[24] Sevillano, J. 2018. *Evolución de las tarifas eléctricas.* Javiersevillano.es
[<https://javiersevillano.es/TarifasElectricasEvolucion.htm>]

[25] Sevillano, J. 2018. *Sistema eléctrico español: Déficit de tarifa y primas.*
Javiersevillano.es [<https://javiersevillano.es/DeficitTarifa.htm>]

[26] Soriano. 2014. *10 Claves para entender el recibo de la luz.* Libre Mercado.
[<http://www.libremercado.com/2014-02-10/10-claves-paraentender-el-nuevo-recibo-de-la-luz-1276510379/>, 15 de setiembre]