

Gestió i impuls de les infraestructures de l'energia



Consell de Treball
Econòmic i Social
de Catalunya

Ponent

Alba Cabañas Varales

Director

Joan Antoni Santana Garcia

Gestora

Eva Miñarro Acosta

Autors

Roser Ferrer Riu
Eva Miñarro Acosta
Joan Antoni Santana Garcia
Matias Vives Campdepadrós

Membres del grup de treball:

Moisés Bonal Ferrer, Alba Cabañas Varales, Salvador Guillermo Viñeta,

José Manuel Jurado Villena, i José Martín Vives Abril



Els continguts d'aquesta obra estan subjectes a una llicència de Reconeixement-No comercial-Sense obres derivades 4.0 de Creative Commons. Se'n permet la reproducció, distribució i comunicació pública sempre que se'n citi l'autor o autors i l'editor, i no es faci un ús comercial de l'obra original ni se'n creïn obres derivades. Podeu consultar un resum dels termes de la llicència a:

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/deed.ca>

© Generalitat de Catalunya
Consell de Treball, Econòmic i Social de Catalunya
Diputació, 284
08009 Barcelona
Tel. 93 270 17 80
Adreça Internet: <http://ctesc.gencat.cat>

A/e: ctesc@gencat.cat

Imatges:

"The Backgrounder" de Flavio Takemoto / Llicència gratuïta
"Solar panels and sky" de Debbie Mous / Llicència gratuïta
"Fuel Pump 3" de Gavin Fordham / Llicència gratuïta
"Oil Pumps" de Dani Simmonds / Llicència gratuïta
"Wind turbines" de Miguel Saavedra / Llicència gratuïta
"Sunset and cables" d'Ivan Prole / Llicència gratuïta
"DSC04941a.jpg" de Click / Llicència morgueFile

Barcelona, setembre de 2015

ÍNDEX

1. RESUM EXECUTIU	7
1.1. MARC NORMATIU.....	7
1.2. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DE L'ENERGIA.....	9
1.3. DIAGNOSI DE LA SITUACIÓ ACTUAL I NECESSITATS.....	12
1.4. POSICIONAMENT DEL CTESC. CONSIDERACIONS I PROPOSTES	13
2. INTRODUCCIÓ	20
3. MARC NORMATIU.....	24
3.1. UNIÓ EUROPEA.....	24
3.1.1. Principals línies d'actuació en matèria energètica en l'àmbit de la Unió Europea	24
3.1.2. La Unió de l'Energia	32
3.2. ESPANYA I CATALUNYA.....	35
3.2.1. Marc competencial en matèria d'energia	35
3.2.2. Electricitat	37
3.2.3. Hidrocarburs	58
4. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DE L'ENERGIA.....	74
4.1. CONTEXT SOCIOECONÒMIC I PLANIFICACIÓ ENERGÈTICA.....	74
4.1.1. Context mundial	74
4.1.2. Context europeu	77
4.1.3. Context espanyol	81
4.1.4. Context català.....	83
4.2. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DEL PETROLI.....	88
4.2.1. Producció i consum. Dependència del petroli, objectius planificats i grau d'assoliment	89
4.3. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DEL GAS	93

4.3.1. Producció i consum. Dependència del gas natural, objectius planificats i grau d'assoliment	95
4.4. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DE L'ELECTRICITAT	98
4.4.1. Producció d'electricitat, objectius planificats i grau d'assoliment	99
4.4.2. Consum d'electricitat, objectius planificats i grau d'assoliment	101
4.4.3. Potència elèctrica instal·lada, objectius planificats i grau d'assoliment	103
4.4.4. El paper de les energies renovables a la planificació energètica	104
5. DIAGNOSI DE LA SITUACIÓ ACTUAL I NECESSITATS.....	108
5.1. PETROLI I DERIVATS	108
5.1.1. Oferta i demanda de cru a Catalunya.....	108
5.1.2. Estoc d'infraestructures relacionades amb el cru a Catalunya	112
5.1.3. El mercat de derivats del petroli	120
5.2. GAS	137
5.2.1. Oferta i demanda de gas a Catalunya.....	137
5.2.2. Estoc d'infraestructures relacionades amb el gas a Catalunya	140
5.2.3. El mercat de gas.....	144
5.3. ELECTRICITAT	155
5.3.1. Oferta i demanda d'energia elèctrica a Catalunya	155
5.3.2. Estoc d'infraestructures elèctriques a Catalunya.....	163
5.3.3. El mercat elèctric.....	187
6. CONTEXTUALITZACIÓ DEL DEBAT	239
7. POSICIONAMENT DEL CTESC. CONSIDERACIONS I PROPOSTES	243
8. RESUM DE LES COMPAREIXENCES.....	250
8.1. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ DE LES INFRAESTRUCTURES PETROLIERES A CATALUNYA: EL PUNT DE VISTA DEL COMPLEX INDUSTRIAL DE TARRAGONA.....	250
8.2. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ DE LES INFRAESTRUCTURES DE GAS NATURAL A CATALUNYA.....	252
8.2.1. El punt de vista de SEDIGAS.....	252

8.2.2. Ambientaltització de flotes i vehicles: el punt de vista de Transports Metropolitans de Barcelona (TMB).....	254
8.3. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ DE LES INFRAESTRUCTURES ELÈCTRIQUES A CATALUNYA.	255
8.3.1. La mobilitat sostenible i el vehicle elèctric: el punt de vista de BMW	255
8.3.2. Les xarxes elèctriques intel·ligents (<i>smart grids</i>): el punt de vista d' <i>ENERBYTE</i> <i>smart energy solutions</i>	256
9. ANNEXOS.....	260
9.1. SITUACIÓ ACTUAL RESPECTE DELS OBJECTIUS PREVISTOS AL PLA DE L'ENERGIA I EL CANVI CLIMÀTIC DE CATALUNYA 2012-2020.....	260
9.1.1. Avaluació del grau d'assoliment dels objectius planificats a Catalunya	261
9.1.2. Producció d'energia primària	262
9.1.3. Consum d'energia primària	263
9.1.4. Consum d'energia final	264
9.1.5. Intensitat energètica primària i intensitat energètica final	265
9.1.6. Consum d'energia primària i final renovable	266
9.1.7. Consum d'energia final renovable en el sector del transport.....	266
9.1.8. Emissions de CO ₂ del sector energètic	268
10. BIBLIOGRAFIA I DOCUMENTACIÓ.....	269

1. RESUM EXECUTIU

1.1. MARC NORMATIU

En aquest capítol s'analitza la regulació de les infraestructures elèctriques i de les infraestructures dels hidrocarburs.

Tot i el paper fonamental de l'energia en l'origen de la UE, no és fins al 2007 que la política energètica es reconeix com a política comuna. Les principals línies d'actuació de la UE relacionades amb l'energia, totes estretament vinculades entre si, són:

1) Energia i clima: els objectius de l'Estratègia Europa 2020 són reduir les emissions de gasos amb efecte d'hivernacle en un 20% (el 30% si les condicions són les adequades) respecte de l'any 1990; incrementar la quota d'energies renovables en el consum energètic final fins al 20% i aconseguir un increment del 20% en l'eficiència energètica fins al 2020, amb possibilitat que els augments en l'eficiència energètica contribueixin a reduir les necessitats de construcció de noves infraestructures. Partint de la vigència d'aquests objectius, l'octubre de 2014 s'aprova el Marc estratègic en matèria de clima i energia per a 2020-2030, que estableix els objectius següents: reduir, per al 2030, el 40% de les emissions de gasos d'efecte d'hivernacle de la UE respecte del nivell de 1990, que es repartirà entre els sectors compresos pel règim de comerç de drets d'emissió i els que no ho estan; incrementar la quota d'energies renovables a escala de la UE com a mínim el 27% dins el total del consum d'energia el 2030; millora de l'eficiència energètica com a mínim del 27% el 2030 a escala de la UE respecte de les previsions de consum energètic futur sobre la base dels criteris actuals; aquest és un objectiu indicatiu que s'ha de revisar abans de 2020 tenint en ment un nivell del 30% per a la UE.

2) Mercat interior. Assolir un mercat únic europeu de l'energia per garantir el funcionament del mercat, amb un accés just i un alt grau de protecció dels consumidors, a més d'uns elevats nivells d'interconnexió i de capacitat de generació. És encara un objectiu pendent, tot i les mesures aprovades d'ençà de 1996.

3) Interconnexió de les xarxes energètiques. La interconnexió, la interoperabilitat i el desenvolupament de xarxes transeuropees de transport d'electricitat i de gas són un instrument imprescindible per a un funcionament adequat del mercat interior de l'energia i del mercat interior en general. En el Marc estratègic en matèria de clima i energia per a 2020-2030 es referma el compromís, sorgit el 2002, per aconseguir que com a mínim un 10% de la capacitat de generació elèctrica instal·lada del país pugui circular a altres estats membres, amb especial referència als estats que no hagin aconseguit un nivell mínim d'integració al mercat interior, com són els Estats Bàltics, Portugal i Espanya. El Reglament sobre les orientacions per a la infraestructura energètica transeuropea, que desenvolupa les prioritats de la infraestructura energètica a partir de 2020, és el marc estratègic per a la visió a llarg termini de la UE en matèria d'infraestructures energètiques.

4) Energies renovables. En paral·lel a la determinació del percentatge d'energies renovables sobre el consum d'energia, s'estableixen orientacions en relació amb els règims d'ajuts a les energies renovables com també sobre l'ús de mecanismes de cooperació per assolir els objectius fixats en aquest àmbit a un menor cost.

5) Seguretat de l'abastiment energètic. La dependència energètica de l'exterior té dues conseqüències negatives: la seguretat del subministrament i l'alt cost d'importar energia. L'Estratègia de seguretat energètica europea conté les actuacions a curt i mig termini per garantir-la, que han estat ratificades en el Marc estratègic en matèria de clima i energia per a 2020-2030, aprovat l'octubre de 2014.

6) Eficiència energètica i estalvi energètic. La UE parteix del reconeixement que millorar l'eficiència energètica contribueix de forma positiva als seus objectius energètics i en aquesta línia s'han aprovat diversos instruments d'entre els quals destaquen la Directiva sobre eficiència energètica i el Pla d'eficiència energètica 2011.

L'elecció de la nova Comissió Europea, factors geopolítics lligats a la dependència externa de la UE pel gas i el petroli i el nou Marc en matèria d'energia i clima 2020-2030 han impulsat la creació de la Unió de l'Energia, que esdevé una de les prioritats del Pla Juncker i que es fixa la consecució dels objectius següents: seguretat del subministrament, sostenibilitat i competitivitat.

El marc competencial en matèria d'energia derivat de la Constitució i de l'Estatut d'Autonomia és complex, atesa la incidència de diferents títols sectorials. A l'Estat li correspon la competència exclusiva sobre les bases del règim energètic i sobre les bases i la coordinació de la planificació general de l'activitat econòmica.

Electricitat

La Llei 24/2013 del sector elèctric (LSE) manté els principis bàsics que ja va establir la Llei 54/1997 d'entre els quals destaca que el sector elèctric es qualifica com a servei d'interès econòmic general i, per tant, se sotmet a obligacions específiques que garanteixin que el servei es presta en condicions que li permetin desenvolupar la seva missió; la gestió del sistema s'atribueix a dues societats mercantils privades; s'estableix la separació entre activitats regulades (transport i distribució) i les que es poden desenvolupar en règim de lliure competència (generació i comercialització); es reconeix la llibertat d'accés a les xarxes de transport i distribució previ el pagament de peatges; s'estableix un organisme independent regulador del sector: la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència. L'LSE introdueix novetats d'entre les quals cal destacar el principi de sostenibilitat econòmica i financera com a principi rector que implica la capacitat del sistema elèctric per satisfer la totalitat dels seus costos de manera que els ingressos siguin suficients per afrontar-los i que tota mesura que suposi un increment de costos o una reducció d'ingressos per al sistema hagi d'incorporar un increment equivalent d'ingressos o una reducció equivalent d'altres partides de costos que n'asseguri l'equilibri.

La construcció, l'explotació, la modificació, la transmissió i el tancament, ja sigui temporal o definitiu, de les instal·lacions de producció, transport i distribució d'energia elèctrica requereixen autorització administrativa prèvia.

Es garanteix el dret d'accés de tercers a les xarxes, de manera que els productors, comercialitzadors i consumidors poden utilitzar les xarxes a canvi del pagament d'unes tarifes d'accés.

La producció d'energia elèctrica es desenvolupa en règim de lliure competència. L'LSE acull l'esquema introduït pel Reial decret Llei 9/2013, abandona la distinció entre règim ordinari i règim especial i fixa el concepte de rendibilitat raonable.

L'LSE també incorpora una regulació específica de l'autoconsum, que fins a aquest moment no havia comptat amb una regulació unitària. Per tant, a l'espera del desenvolupament reglamentari de l'LSE, l'autoconsum es vincula al consum d'energia que no prové de la xarxa de distribució, si bé l'existència o no de connexió amb la xarxa és rellevant per determinar el règim jurídic aplicable; en concret, cal destacar que els consumidors sotmesos a qualsevulla modalitat d'autoconsum estaran obligats a contribuir als costos i serveis del sistema per l'energia autoconsumida quan les instal·lacions de generació o consum estiguin connectades totalment o parcial al sistema elèctric. El desenvolupament reglamentari de l'anomenat "peatge de suport", pendent d'aprovar en el moment d'e-laborar aquest Informe, és una de les qüestions que més reaccions ha generat en relació amb la regulació de l'autoconsum.

L'activitat de transport d'energia elèctrica té caràcter de monopoli natural i es considera activitat regulada. Red Eléctrica de España (REE) és el transportista únic i operador del sistema elèctric i com a tal és la responsable del desenvolupament, l'ampliació i el manteniment de la xarxa. Com a operador del sistema té la funció de garantir la continuïtat i la seguretat del subministrament elèctric i la correcta coordinació del sistema de producció i transport. És responsable d'establir les previsions de la demanda d'energia i operar en temps real les instal·lacions de generació i transport elèctric, aconseguint que la producció programada per les centrals elèctriques coincideixi en cada cas amb la demanda del sistema.

L'activitat de distribució d'energia elèctrica té caràcter de monopoli natural i es considera activitat regulada. És aquella que té per objecte la transmissió d'energia elèctrica des de les xarxes de transport o, si escau, des d'altres xarxes de distribució o des de la generació connectada a la mateixa xarxa de distribució, fins als punts de consum o altres xarxes de distribució en les condicions adequades de qualitat amb la finalitat última de subministrar-la als consumidors.

Hidrocarburs

La Llei del sector dels hidrocarburs (LSH) conté les bases del règim jurídic de les activitats relatives als hidrocarburs líquids i gasosos, recentment modificada amb l'objectiu de lluitar contra el dèficit tarifari en aquest sector així com per, entre d'altres, regular determinades mesures tributàries i no tributàries en relació amb l'exploració, investigació i explotació d'hidrocarburs per tal d'harmonitzar el risc i la rendibilitat d'aquestes activitats amb el seu interès general, de manera que, segons afirma l'exposició de motius, les rendes econòmiques derivades del descobriment de nous jaciments d'hidrocarburs reverteixen en el conjunt de la societat.

L'LSH elimina la reserva estatal en relació amb els jaciments d'hidrocarburs existent des de la Llei 21/1974 que encomanava a l'Estat, en general, la investigació i l'explotació dels jaciments d'hidrocarburs. No obstant això, es-

tableix un control administratiu a través de l'atorgament previ d'un títol habilitant a partir dels principis d'objectivitat, transparència i no discriminació per explorar, investigar i explotar jaciments d'hidrocarburs.

La regulació del mercat de productes derivats del petroli que conté l'LSH elimina l'anterior règim general d'autorització prèvia per al desenvolupament de les activitats petrolíferes i manté l'autorització de les instal·lacions afectes al desenvolupament d'aquestes activitats.

L'LSH, partint del procés imposat per la Unió Europea, té per objectiu avançar en la liberalització del sector del gas. Considera combustibles gasosos el gas natural (incloent-hi el gas natural líquid i el gas natural comprimit) i els gasos combustibles manufacturats o sintètics distingint entre les mescles de gas natural, butà o propà amb aire; el biogàs i altres gasos obtinguts a partir de la biomassa i qualsevol altre tipus de gas combustible manufacturat o sintètic o barreja de gas combustible amb aire. Amb tot, la major part de la regulació de l'LSH en relació amb els combustibles gasosos fa referència específica al sistema de gas natural.

L'LSH reconeix la lliure iniciativa empresarial per a l'exercici de les activitats de subministrament de gas natural per canalització (adquisició, producció, líquuefacció, regasificació, transport, emmagatzemament, distribució i comercialització). Aquestes activitats tenen la consideració d'activitats d'interès econòmic general i l'Estat ha de garantir el subministrament de gas alhora que ha de garantir simultàniament la lliure iniciativa empresarial. En conseqüència, la regasificació, l'emmagatzemament bàsic, el transport, la distribució i la gestió econòmica i tècnica tenen caràcter d'activitat regulada i, per tant, el règim de funcionament i el règim econòmic són els establerts per l'LSH.

Enagás, SA té la consideració de gestor tècnic del sistema gasista i li correspon l'organització del funcionament adequat del subministrament de gas amb l'objectiu de garantir la continuïtat i seguretat del subministrament de gas natural o la correcta coordinació entre els punts d'accés, els emmagatzemaments, el transport i la distribució.

Amb l'aprovació de l'LSH i l'abandonament de la consideració del subministrament de gas com un servei públic, se suprimiren les concessions per a activitats incloses en el servei públic de subministrament de gasos combustibles per canalització i se substituïren per autoritzacions administratives indefinides que habiliten el titular per a l'exercici de les activitats objecte de les concessions que es declaren extingides, a través de les corresponents instal·lacions.

L'accés de tercers a la xarxa és, conjuntament amb la separació d'activitats, l'instrument emprat per fomentar l'aparició de competència al mercat gasista. Es garanteix el dret de tercers a accedir a les instal·lacions de la Xarxa Bàsica i a les instal·lacions de transport i distribució. Els titulars d'aquestes instal·lacions tenen obligació de permetre-hi l'accés de tercers. L'obligació de donar accés és una obligació d'interès general.

El règim econòmic de les activitats regulades establert a l'LSH i al seu desenvolupament reglamentari pel Reial decret 949/2001 ha estat recentment reformat, atesa la constatació de l'existència de desajustos entre els ingressos i els costos del sistema gasista. El nou règim econòmic es fonamenta en el principi de la sostenibilitat econòmica del sistema gasista i l'equilibri econòmic a llarg termini que tingui en consideració les fluctuacions de la demanda, el grau de desenvolupament de les infraestructures gasistes existents en l'actualitat sense detriment del principi de retribució adequada de les inversions en actius regulats ni de la seguretat del subministrament.

1.2. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DE L'ENERGIA

En aquest capítol es fa una anàlisi de les variables que més influeixen en la planificació energètica des del punt de vista internacional, europeu, estatal i català i de quin són els reptes futurs de la planificació energètica en general, i del petroli, el gas i l'electricitat en particular, sense oblidar els objectius projectats ja planificats i el seu grau d'assoliment.

Context socioeconòmic i planificació energètica

Canviar la base energètica d'un país requereix planificar, projectar objectius i establir mesures regulatòries i de seguiment per complir amb els objectius projectats. No obstant això, sovint es planifica sense tenir els objectius clars, no es regula per assolir els objectius planificats i no s'avalua ni es defensa allò que s'ha planificat. A continuació s'exposen els elements que condicionen la planificació energètica catalana, a banda de la dependència del petroli i els combustibles fòssils (relació entre les importacions netes d'energia i el consum interior brut d'energia primària), que és del 76%.

Els elements del **context internacional** que condicionen la planificació són: 1) les reserves de petroli i gas, que depenen del flux de producció, la tecnologia i els factors econòmics i polítics (pic petroler, taxa de declinació, jaciments no convencionals, fracturació hidràulica, etc.); 2) el risc nuclear, i la conveniència o no d'ampliar la vida útil de les centrals nuclears, 3) la geopolítica i els conflictes a l'Orient Mitjà, el Nord d'Àfrica i Ucraïna, 4) les fluctuacions del preu del petroli, 5) la reducció de gasos d'efecte d'hivernacle i el mercat de CO₂, 6) l'impacte mediambiental i la regulació i 7) l'augment de la població, el benestar i el consum d'energia.

Els elements del **context europeu** que influeixen en la planificació tenen a veure amb la política energètica europea. Durant anys la política energètica de la UE s'ha caracteritzat pel predomini de solucions nacionals i la manca de planificació, visió estratègica i coordinació. Però darrerament la UE ha fet un esforç d'integració basant-se en tres pilars: seguretat en el subministrament, competitivitat econòmica i sostenibilitat ambiental. En aquest sentit destaca el Pla Juncker, que aposta per invertir en interconnexions de gas i electricitat i una política energètica exterior comuna, així com el Marc estratègic 2020-2030 que pretén reduir (-40%) les emissions de gasos d'efecte d'hivernacle (GEH) i augmentar la participació de les energies renovables (27%), l'eficiència energètica (27%) i les interconnexions (15%).

El **context espanyol** ha estat molt influït per la crisi econòmica, la reducció de la demanda, l'augment de la capacitat instal·lada i el dèficit de tarifa. La planificació obligatòria de l'Estat s'ha centrat principalment en les interconnexions, el mallat i la distribució d'energia i la planificació indicativa, en la diversificació, la liberalització del sector energètic, l'estalvi i eficiència energètics i les energies renovables, entre d'altres. En l'àmbit de l'Estat espanyol, destaquen dos plans: el Pla d'energies renovables 2011-2020 i el Pla d'eficiència energètica 2014-2020, amb objectius concrets d'energia renovable i d'estalvi energètic a curt termini (2020).

Per acabar, el **context català** es caracteritza per les poques competències en matèria d'energia i la dependència de les importacions de productes energètics, que representen la meitat del dèficit comercial català. De fet, l'avaluació de la política energètica catalana i de la planificació és difícil per la manca d'objectius clars i d'un balanç energètic anual actualitzat. Les últimes dades són de l'any 2009 i mostraven que: 1) l'energia disponible per al consum final representava el 72% de l'energia primària; el transport (25%), la indústria (16%) i el sector domèstic (10%) eren els principals consumidors i el grau d'abastament (24,6%) havia empitjorat des de l'any 1990.

Pel que fa al grau d'assoliment dels objectius projectats al Pla de l'energia i el canvi climàtic 2012-2020 de Catalunya, s'observa que els que es troben a més distància (>70%) són: la producció d'energia primària renovable (eòlica, biomassa i biogàs) i el consum final d'electricitat i combustibles renovables (biocarburants).

Reptes futurs de la planificació en l'àmbit del petroli

Els principals països productors de petroli són l'Aràbia Saudita (13%) i Rússia (12,5%), i els principals països consumidors de petroli ja no són els països de l'OCDE sinó els països emergents (Xina i Índia).

Pel que fa a la seguretat del subministrament de petroli, cal tenir en compte la directiva de la UE que obliga a tenir reserves mínimes de 90 dies d'importacions netes mitjanes o 61 dies de consum diari mitjà (un terç en forma de productes refinats). El 44% de les reserves de petroli de l'Estat espanyol es troben en magatzems situats al llavors espanyol.

A Catalunya, segons les darreres dades publicades (2009), el grau d'abastament de petroli és de l'1% del consum d'energia primària.

Tot i la millora de la capacitat d'emmagatzematge i transport de productes petrolífers dels darrers anys, s'observa que la capacitat dels magatzems de la Companyia Logística d'Hidrocarburs (CLH) a Catalunya (606 ktep) representa el 8,4% del consum final de petroli de l'any 2009 i que, tot i que es garanteixin les reserves mínimes de petroli que recomana la directiva de la UE a l'Estat, al territori català la capacitat queda per sota en 1.795 ktep.

Els objectius projectats al Pla de l'energia i el canvi climàtic 2012-2020 són de reduir el consum primari (-71%) i final de petroli entre els anys 2009-2020. El Pla preveu reduir la dependència del petroli entre els anys 2009 i 2020 en gairebé sis punts percentuals (del 47,2% l'any 2009 al 41% l'any 2020), la qual cosa significa reduir les importacions, el consum primari i el consum final de petroli.

Per reduir (-17%) el consum final de petroli entre els anys 2010 i 2020 tal com està projectat en el Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya, els sectors que hauran de fer més esforç seran: el domèstic amb el ga-

soil (-48%), els serveis amb el GLP (-37%), la indústria amb el fuel-oil (-18%) i el transport amb el gasoil i la gasolina (-16%).

Reptes futurs de la planificació en l'àmbit del gas

En general, la demanda mundial de gas natural ha augmentat, en canvi a la UE ha caigut. Les prioritats de la UE quant al gas natural són la interconnexió gasística entre l'Arc Mediterrani i el corredor del nord.

Pel que a la seguretat en el subministrament de gas natural, la dependència de Catalunya del gas natural d'Argèlia és del 57%. Actualment s'està construint un magatzem a les cavitats salines de Balsareny que garantirà 14 dies de consum mitjà de gas natural.

El consum de gas natural representa una tercera part del consum d'energia primària de Catalunya i una quarta part del consum d'electricitat (cicles combinats), segons les darreres dades (2009). Els objectius projectats en el Pla de l'energia i el canvi climàtic són l'extensió de la xarxa de gas natural i la construcció de xarxes locals de gas propà en els municipis on el gas natural no arriba.

El gas natural s'està consolidant com un combustible emergent al sector del transport per carretera, sobretot al sector del transport pesant.

Catalunya és una de les comunitats autònomes de l'Estat espanyol que més gas consumeix (18,7%). No obstant això, el Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020 preveu reduir la dependència de les importacions de gas natural (-10%) i el consum primari de gas natural (-18%) durant el període 2007-2020.

La previsió del Pla és augmentar el consum final de gas natural a la indústria i, sobretot, al transport, i reduir-lo al sector elèctric i primari, però també al sector domèstic i dels serveis. Aquest darrer punt es troba en contradicció amb els objectius projectats per SEDIGAS d'augmentar la demanda en l'àmbit domèstic i comercial.

Reptes futurs de la planificació en l'àmbit de l'electricitat

En el Full de ruta 2050 de la CE, l'electricitat té cada cop més pes i podria representar entre el 36 i 39% de la demanda energètica. Una de les prioritats identificades és la interconnexió del Sud-Oest, que permetria donar sortida a la producció d'electricitat d'origen renovable (hidroelèctrica, eòlica i solar). En aquest sentit la xarxa elèctrica de molt alta tensió (MAT), finançada per la UE, permetrà intercanviar el 6% de la demanda elèctrica, aproximadament 2.800 MW, i podria augmentar a 4.000 MW l'any 2020.

En l'àmbit de l'electricitat, una de les principals dificultats és l'acumulació d'energia elèctrica. Aquesta capacitat d'acumulació és del 5% de la potència instal·lada a la Unió Europea i de l'11% a l'Estat espanyol, gràcies a les centrals hidroelèctriques reversibles.

D'altra banda, cal tenir en compte que els preus de l'electricitat a l'Estat espanyol se situen per sobre de la mitjana de la UE-27 i que, segons la Comissió Nacional de l'Energia (CNE), la planificació del sector elèctric de l'Estat espanyol ha de considerar la transparència, la competència, la participació dels consumidors finals al mercat de l'energia i els ingressos i despeses a fi que sigui sostenible.

La previsió del Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya és que la producció d'electricitat augmenti (+20%) durant el període 2009-2020 i que es tripliqui l'energia elèctrica generada amb energies renovables. Un dels àmbits més importants és el del transport, concretament, els canvis en la mobilitat i el vehicle elèctric.

El Pla de l'energia i el canvi climàtic també esmenta la necessitat d'apostar per les xarxes elèctriques intel·ligents, tant al món rural com a les ciutats en el marc d'un model de generació distribuïda, però sense desenvolupar-ho.

Quant al consum d'electricitat, el Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya preveu que augmenti i passi del 27% (2009) al 30% a curt termini (2020). Tot i que el sector d'activitat econòmica que més electricitat consumirà serà la indústria, el Pla preveu que el consum d'electricitat augmenti al sector transport, domèstic i dels serveis.

La societat catalana s'ha electrificat (1990-2009) en els darrers anys; de fet, la intensitat elèctrica de la societat catalana i el consum final d'electricitat per càpita han augmentat, per això és important l'estalvi i l'eficiència energètica. En aquest àmbit, l'Estratègia catalana per a la renovació energètica dels edificis aprovada pel Govern de Catalunya preveu reduir el consum d'energia (-14,4%) durant el període 2010-2020, així com les emissions de

CO₂ (-22%). En aquest àmbit l'autoproducció i l'autoconsum són molt importants, així com les xarxes urbanes de calor i fred, atès que la incineració de residus renovables o les calderes de biomassa poden contribuir a produir calor per a la distribució tèrmica. Pel que fa al transport, el canvi de mobilitat i els vehicles elèctrics, híbrids i de gas cobren protagonisme. En altres àmbits, com ara el domèstic i dels serveis, els comptadors intel·ligents i el preu seran les variables de més pes.

Pel que fa a la potència elèctrica instal·lada, la planificació catalana preveu triplicar la potència instal·lada renovable fins a representar el 49,4% del total, però el retràs de la inversió en instal·lacions de producció d'energia elèctrica renovable, com ara l'eòlica, dificultarà l'assoliment d'aquest objectiu, concretament d'energia eòlica, solar, biogàs i biomassa. De fet, de les 15 instal·lacions eòliques catalanes de l'any 2015, només 6 tenen dret a primes, i l'autoconsum, tot i que representa una oportunitat per al consum d'energia autòctona i per a la indústria, els serveis i l'agricultura, té moltes barreres.

1.3. DIAGNOSI DE LA SITUACIÓ ACTUAL I NECESSITATS

Petrolí

L'estoc d'infraestructures del petroli a Catalunya consta d'una refineria ubicada al Camp de Tarragona amb una capacitat de refinament que representa aproximadament el 12,0% de la capacitat de refinament al conjunt d'Espanya. La xarxa d'oleoductes que discorre pel territori uneix els dos principals ports catalans (Barcelona i Tarragona), i punts d'entrada dels hidrocarburs líquids, amb les quatre capitals de província, al mateix temps que connecta Catalunya amb part de la península ibèrica via Saragossa. Així mateix, Catalunya disposa de dipòsits per a l'emmagatzematge de derivats del petroli, tant a les capitals de província com als ports de Barcelona i Tarragona, així com una extensa xarxa de gasolineres (vora 1.300).

El consum de carburants líquids ha disminuït de forma considerable arran de la crisi econòmica, tant a Catalunya com a Espanya i altres països (principalment països europeus). Aquest descens s'ha produït tant en gasolina com en gasoil, sent aquest últim el carburant més consumit en automoció (81,3% l'any 2013). Així, les refineries espanyoles produeixen més gasolina de la que es consumeix a Espanya, exportant-ne la resta. En canvi, la producció de gasoil no havia estat suficient per cobrir la demanda fins a l'any 2014, el que feia necessari importar gasoil refinat, si bé actualment la producció i el consum se situen en nivells similars, fruit del descens experimentat en el consum.

El preu del cru, que destaca per la seva volatilitat, ha experimentat una tendència a l'alça durant els últims 15 anys, si bé en els darrers mesos ha patit un descens brusc. Finalment, convé destacar que el preu dels derivats del petroli a Espanya se situa per sobre de la mitjana europea abans d'impostos, tot i que la menor pressió fiscal fa que després d'impostos el preu dels derivats se situï per sota de la mitjana europea.

Gas

Pel que fa a les infraestructures de gas, Catalunya disposa dels dipòsits per a GNL del Port de Barcelona i d'una xarxa de transport que connecta des de Tivissa amb el nord de la península ibèrica i el llevant espanyol, a través del qual s'importa gas del nord d'Àfrica a través d'Almeria i Tarifa. Pel que fa a la xarxa de distribució, aquesta es troba en un punt de maduresa superior al que presenta la xarxa a la resta de l'Estat.

El consum de gas a Catalunya va augmentar de forma considerable fins a l'any 2008, per retrocedir lleugerament amb l'inici de la crisi econòmica, fruit principalment del descens en el consum de gas per a generació elèctrica. Així, l'any 2012 la indústria concentrava el 43,9% del consum de gas a Catalunya, seguida de les centrals per a generació d'energia elèctrica, que representaven el 23,7%, el consum domèstic, que suposava un 15,5%, i els serveis, amb un 10,5%.

El preu del gas als mercats internacionals ha experimentat un increment important durant els últims 15 anys. Destaca que a Espanya el preu per al consumidor final abans d'impostos és dels més elevats a Europa, i que una vegada incorporats aquests el preu també se situa per sobre de la mitjana, si bé a menor distància.

Electricitat

L'estoc d'infraestructures elèctriques amb el que compta Catalunya destaca per una elevada presència de l'energia nuclear i cicles combinats, i una presència d'energies renovables inferior a la majoria de països europeus. L'evolució de la potència instal·lada mostra un increment molt important durant els anys previs a la crisi,

amb augments significatius de potència en energies renovables (principalment energia eòlica) i cicles combinats, destinats a cobrir la intermitència en l'operació de les instal·lacions basades en fonts d'energia renovable no adaptable (eòlica i solar). Així mateix, sobresurt la concentració de potència instal·lada a la província de Tarragona, que contrasta amb l'escassa participació de la província de Girona en la generació d'energia elèctrica.

El nombre d'hores en funcionament en què operen les centrals eòliques al llarg de l'any, unit al descens de la demanda arran de la crisi econòmica, ha fet disminuir considerablement la mitjana del nombre d'hores en funcionament de la potència instal·lada, especialment entre les centrals de cicle combinat.

Pel que fa a la xarxa de transport d'energia elèctrica, aquesta s'ha incrementat durant els darrers anys, amb projectes destacats com la línia de molt alta tensió que uneix Catalunya amb França. També ho ha fet la inversió a la xarxa de distribució, especialment durant els anys previs a la crisi econòmica.

Pel que fa al preu de l'energia elèctrica, aquest s'ha incrementat de forma considerable durant els darrers anys, fruit de l'increment dels peatges que fixa l'Estat per tal de retribuir els costos de les activitats regulades del sector elèctric, que han augmentat per sobre del que ho han fet els ingressos, generant un dèficit al sector elèctric. Així, el preu de l'energia elèctrica a Espanya abans d'impostos és dels més elevats d'Europa, si bé una menor pressió fiscal fa que aquest se aproximi a la mitjana europea, tot i que per sobre d'aquesta.

1.4. POSICIONAMENT DEL CTEC. CONSIDERACIONS I PROPOSTES

Transició energètica

La transició energètica és un concepte amb definicions diverses. En l'àmbit d'aquest estudi, la transició energètica s'entén com el conjunt de mesures que han de permetre assolir una economia baixa en carboni i un balanç energètic menys dependent dels combustibles fòssils.

El desenvolupament de les mesures per desacoblar el creixement econòmic i demogràfic del consum d'energia, tot fent un ús més eficient dels recursos energètics, implica importants canvis tecnològics, normatius, econòmics i socials. Bona part d'aquests es concreten al llarg del present document.

Alguns d'aquests canvis tenen a veure amb l'aplicació de les directives europees sobre clima i energia, les inversions per produir energia de manera distribuïda (descentralitzada), les xarxes elèctriques intel·ligents i els mecanismes de participació ciutadana necessaris per transformar el model energètic.

No obstant això, la distribució de les competències en l'àmbit de l'energia que a continuació es resumeix limita molt el desenvolupament d'aquestes mesures per part de la Generalitat de Catalunya.

Distribució competencial en matèria d'energia

El marge d'actuació de la Generalitat de Catalunya en matèria d'energia és limitat, atesa la distribució competencial que deriva de l'Estatut d'autonomia, la Constitució i, també de la normativa de la Unió Europea.

L'Estatut d'autonomia atribueix a la Generalitat la competència compartida en el marc de les bases que fixi l'Estat i, en exercici d'aquesta competència li correspon la potestat legislativa, la potestat reglamentària i la funció executiva. L'Estatut d'autonomia detalla, tal com l'Informe exposa, diversos aspectes sobre els quals s'estén la competència de la Generalitat que es constreny, en general, a les instal·lacions que transcorrin íntegrament pel territori de Catalunya; també li reconeix competència per participar en el procediment d'atorgament de l'autorització de les instal·lacions de producció i transport d'energia que ultrapassen el territori de Catalunya o, si l'energia és objecte d'aprofitament fora d'aquest territori, en la regulació i la planificació d'àmbit estatal que afecti Catalunya.

Aquesta competència s'ha d'emmarcar en el marc constitucional, interpretat per la jurisprudència del Tribunal Constitucional, que atribueix a l'Estat la competència exclusiva sobre les bases del règim energètic; sobre les bases i la coordinació de la planificació general de l'activitat econòmica i sobre les bases de la protecció del medi ambient. En matèria d'electricitat s'estableix també un criteri de territorialitat pel qual es reconeix a l'Estat la competència exclusiva per autoritzar les instal·lacions elèctriques quan el seu aprofitament afecti més d'una comunitat autònoma o el transport d'energia surti del seu àmbit territorial així com per legislar, ordenar i concedir els recursos i aprofitaments hidràulics quan les aigües discorri per més d'una comunitat autònoma. En matèria d'hidrocarburs, que no compta amb títol competencial específic a la Constitució, la jurisprudència constitucional estableix que el criteri d'atribució competencial en matèria d'instal·lacions és el caràcter intra o extracomunitari

de l'aprofitament i del transport, de manera que si l'aprofitament energètic afecta més d'una comunitat autònoma o el transport surt de l'àmbit territorial d'una comunitat autònoma, la competència sobre la instal·lació és estatal i, en cas contrari, autonòmica.

Així mateix, cal tenir en compte la normativa comunitària sobre energia, que és abundant i té per objectiu garantir el funcionament del mercat intern de l'energia; garantir la seguretat de l'abastiment energètic; fomentar l'eficiència energètica, l'estalvi energètic, el desenvolupament d'energies renovables i la interconnexió de les xarxes energètiques. Les mesures acordades per aconseguir aquests objectius no poden afectar el dret dels estats membres per determinar les condicions d'explotació dels seus recursos energètics, per escollir entre diferents fonts d'energia i per establir l'estructura general del seu abastiment energètic si bé, excepcionalment, el Consell per unanimitat pot aprovar mesures fiscals en aquest àmbit i, per motius mediambientals, mesures que afectin de forma significativa l'elecció per un Estat membre entre diferents fonts d'energia i l'estructura general del seu abastiment energètic. Partint d'aquestes premisses, i prenent com a base l'Acord marc sobre l'energia i el clima per a 2030, cal tenir en compte l'Estratègia marc per una Unió de l'Energia que centra la seva atenció en la seguretat energètica, la solidaritat i la confiança; el mercat interior de l'energia; l'eficiència energètica per moderar la demanda energètica de la UE i la descarbonització de l'economia.

Tot i aquestes limitacions, la Generalitat de Catalunya ha d'aprofitar el seu marge d'actuació dins el marc competencial per impulsar mesures que formin part del que considerem com a transició energètica.

Actors socials

Tant les administracions públiques com el conjunt de la societat tenen responsabilitats pel que fa a la transició energètica.

§ A les administracions públiques (UE, Estat espanyol i Catalunya) els correspon la deguda diligència a l'hora d'adoptar les mesures que concerneixen als seus diferents àmbits de competència i que es concreten en aquest document.

§ Tanmateix, el motor de canvi en aquesta transició energètica ha de ser la societat, liderada per unes administracions que impulsin les polítiques adequades. Les persones individualment, i els grups i les institucions col·lectivament, han de ser els agents del canvi i han de formar part d'aquesta transició energètica; per això s'han d'establir mecanismes de participació ciutadana i impulsar des de l'Administració mesures per canviar el comportament de les persones, grups i organitzacions amb la finalitat d'estalviar energia i fer-ne un ús eficient.

En l'àmbit general de la transició energètica

El CTESC manifesta que,

§ Un dels reptes més importants que té Catalunya els propers trenta anys és la transició energètica cap a una economia i una societat baixa en carboni, és a dir, millorar sensiblement l'eficiència energètica, electrificar l'economia, entre d'altres opcions, i continuar amb la descarbonització.

Ens obliguen els acords internacionals que s'han de complir, tant en el marc del Protocol de Kyoto com en l'Horitzó 2020 de la Unió Europea.

Entre els objectius que caldria assolir amb la transició energètica cal esmentar els següents: trencar l'aïllament energètic peninsular, reduir la dependència energètica de l'exterior (importacions), reduir el consum d'energies fòssils, incrementar la producció elèctrica d'energies renovables disponibles al territori i augmentar l'estalvi i l'eficiència energètica.

Això ha de comportar canvis en tots els àmbits perquè el territori de Catalunya s'adapti de la forma més eficient possible al repte de la generació distribuïda i, en conseqüència, se'l doti de xarxes intel·ligents (*smart grids*) adequades per proveir d'energia i per donar suport al mateix temps.

D'altra banda, qualsevol projecte urbanístic nou o singular, tant urbà com industrial, haurà d'integrar l'abastiment energètic. A més, calen actuacions concretes en l'àmbit del transport i l'edificació, amb la finalitat de reduir les emissions directes i difuses i el consum d'energia, i millorar l'eficiència energètica.

Per això, el CTESC demana que

1. Cadascuna de les administracions públiques assumeixi la seva responsabilitat dins del seu àmbit de competències, adopti les mesures pertinents per afavorir i no dificultar la transició energètica i emeti els senyals clars als consumidors i al mercat quant a la necessitat de fer aquesta transició.

Canviar la base energètica d'un país requereix fer una bona diagnosi de la situació actual i les necessitats futures, projectar objectius d'infraestructures, producció i consum d'energia a curt, mig i llarg termini, així com mesures reguladores i de seguiment dels objectius planificats.

De la revisió dels diversos plans de l'energia de Catalunya, l'anàlisi documental i estadística de dades sobre energia, i la compareixença de diversos actors del sector energètic a la seu del CTESC s'arriba a les conclusions i propostes següents.

En l'àmbit de la planificació i del balanç energètic de Catalunya

El CTESC constata que:

- § En la data de finalització de l'Informe i en l'àmbit català, la planificació energètica no està actualitzada d'acord amb els canvis que s'han produït i les modificacions i objectius que s'han aprovat. Com a conseqüència de la distribució competencial, la regulació no va a favor de l'assoliment dels objectius planificats a Catalunya. S'observen divergències entre els objectius fixats en la planificació, la tendència i el camí recorregut.
- § No hi ha informació anual actualitzada del balanç energètic de Catalunya. Les darreres dades són de l'any 2009. Un retard com aquest no permet seguir ni avaluar quin és el grau d'assoliment dels objectius planificats amb la promptitud necessària.
- § L'eficiència energètica en el consum d'energia primària ha millorat durant el període (1990-2009), en passar del 66 al 72%.
- § Segons les darreres dades del balanç energètic (2009), el consum i les pèrdues del sector energètic representaven el 28% de l'energia primària consumida.

El marc regulatori aprovat per l'Estat espanyol en matèria energètica ha aturat el desenvolupament de les energies renovables i la regulació de l'autoconsum resta pendent de desenvolupar.

Per això, el CTESC demana que

2. Les decisions en matèria energètica aconseguixin l'estabilitat i el compromís a llarg termini, fora de postures partidistes, i que permetin establir una planificació ajustada als períodes de maduració que requereixen els projectes d'aquesta tipologia d'infraestructures.
3. S'actualitzi el balanç energètic de Catalunya i s'estableixin objectius clars a curt (2020), mig (2030) i llarg termini (2050) consensuats amb els agents econòmics i socials i que se'n faci el seguiment anualment.
4. Es proporcionï informació transparent sobre quin és la situació energètica de Catalunya amb relació als objectius planificats.
5. La planificació energètica anticipi les infraestructures que seran necessàries a curt (2020), mig (2030) i llarg termini (2050), aposti per la transició energètica i prioritzi les actuacions quan les condicions siguin més favorables.
6. Les partides corresponents a política energètica que suposin transferències s'incloguin en la seva totalitat als pressupostos generals de l'Estat.
7. S'insti al Govern de l'Estat espanyol perquè estableixi un marc regulatori favorable al desenvolupament de les energies renovables i a l'autoconsum energètic, i perquè elabori un marc clar i estable en matèria de peatges i drets de connexió que no desincentivi o penalitzi el desenvolupament esmentat.

8. La planificació energètica tingui en compte l'ordenació del territori.
9. S'avanci en la reducció de les pèrdues d'energia primària abans de convertir-la en energia disponible per al consum final (transformació, consum, transport i distribució d'energia).

En l'àmbit de la seguretat en el subministrament, la competitivitat econòmica i la sostenibilitat ambiental

En l'àmbit de la seguretat en el subministrament, el CTESC observa que

§ La dependència del petroli i dels combustibles fòssils de Catalunya –importacions netes d'energia dividides pel consum interior brut d'energia primària- és del 76%. Segons les darreres dades (2009), el 75% del consum total d'energia primària prové d'importacions, la producció només representa el 25%, i la meitat del dèficit comercial català es deu a importacions de productes energètics.

Per això, el CTESC proposa que

10. Es tingui en compte la dependència del petroli a l'hora de planificar a mig termini (2030), conjuntament amb d'altres (dependències), com ara els riscos geopolítics, la volatilitat del preu del petroli i els impactes mediambientals i climàtics. I que en la planificació es consideri la reducció de la dependència energètica i es quantifiqui d'acord amb les directives europees, com a mínim. De fet el grau d'abastament ha empitjorat durant el període 1990-2009.
11. En la planificació s'estableixi el grau d'electrificació i gasificació que es consideri òptim per reduir la dependència del petroli i que es determini el grau de participació de les energies renovables i la generació d'energia distribuïda.
12. Augmenti sensiblement la producció d'energia primària autòctona en la mesura que sigui econòmicament i ambientalment viable.

En l'àmbit de la competitivitat econòmica, el CTESC considera i demana que

13. Atès que cal impulsar decididament la indústria a Catalunya, cosa que pot comportar que les necessitats energètiques augmentin, i al mateix temps es vol apostar per la transició energètica, s'analitzi la suficiència de les infraestructures i la capacitat instal·lada en l'àmbit del petroli, el gas i l'electricitat, a mig (2030) i llarg (2050) termini.
14. Per assolir l'objectiu de la Directiva d'eficiència energètica de la UE per a l'any 2020 (+27%), l'eficiència energètica en el consum d'energia primària ha de millorar durant el període 2015-2020. D'altra banda, l'Administració ha d'intensificar el suport a la indústria, perquè augmenti l'estalvi i l'eficiència energètica i li ha de proporcionar els senyals correctes per afavorir l'autoconsum energètic, la cogeneració i les xarxes tancades, entre d'altres.
15. S'han de prendre les mesures necessàries per contenir el consum d'energia final a les llars i al sector serveis. Per exemple, amb la promoció de la instal·lació de comptadors intel·ligents que proporcionin informació útil als usuaris sobre el seu patró de consum, i s'han de donar els senyals correctes quan hom sigui eficient energèticament.
16. El conjunt d'administracions ha d'adoptar les mesures necessàries perquè augmenti l'eficiència energètica de tots els edificis públics d'acord amb els objectius de la Unió Europea.
17. Les instal·lacions d'autoconsum en l'àmbit de l'edificació s'han d'afavorir, en la mesura que siguin econòmicament i ambientalment viables.

En l'àmbit de la sostenibilitat ambiental, el CTESC proposa que

18. En un context d'una economia baixa en carboni, la planificació consideri les mesures necessàries per assolir els objectius vinculants de la UE de reduir les emissions de gasos amb efecte d'hivernacle a mig termini (2030), tant les emissions regulades, com les difuses, sobretot les últimes, atès que no depenen del mercat de drets d'emissió, tenen un pes relatiu més gran i la gestió és més complexa.

19. S'aposti per incentivar l'R+D+I en l'àmbit de les tecnologies energètiques amb baixes emissions de CO₂, a mig (2020) i llarg termini (2050).

En l'àmbit del petroli

El CTESC constata que

- § El grau d'abastament de petroli de Catalunya és només de l'1%, el petroli representa el 47,2% del consum d'energia primària i els productes petrolífers, el 49,3% del consum d'energia final, i que el territori ha tendit a reduir les importacions i el consum de petroli durant els darrers anys.
- § Durant els anys de desenvolupament econòmic a Catalunya es van construir instal·lacions de refinatge que ara són suficients. D'altra banda, i segons les dades disponibles, la dotació d'infraestructures relacionades amb el petroli a curt termini (2020) és l'adequada.
- § A mig termini (2030), l'estoc d'infraestructures d'emmagatzematge i distribució dependrà de l'evolució de l'activitat econòmica.
- § La UE obliga els estats membres a tenir reserves mínimes de 90 dies d'importacions netes mitjanes, 1/3 part en productes refinats. La capacitat d'emmagatzematge i transport de productes petrolífers a Catalunya ha augmentat en els darrers anys.

Per això, el CTESC proposa que

- 20. En la planificació en l'àmbit del petroli s'inclouï el suport a l'obertura de nous mercats (impulsant les infraestructures de l'Arc Mediterrani) i el suport a l'augment de la capacitat exportadora de productes refinats i usos no energètics del petroli. Atès que si les perspectives són positives, les instal·lacions de refinatge de Catalunya podrien augmentar en capacitat i en la taxa d'ocupació de la xarxa d'oleoductes.
- 21. Per avançar vers l'objectiu de reduir el consum de petroli tal com està planificat (el Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020, actualment en revisió, estableix el -17%), s'hauria de considerar la disminució del consum de gasoil en el sector domèstic i dels serveis, però sobretot en el sector del transport, i de fueloil i coc de petroli a la indústria.
- 22. La planificació a curt termini tingui en compte la innovació en l'àmbit de la mobilitat amb petroli, per tant, les infraestructures relacionades amb el subministrament de gas líquid de petroli (GLP) i el vehicle híbrid de benzina i elèctric.

En l'àmbit del gas

El CTESC evidencia que

- § El gas natural representa el 25% de l'energia primària consumida a Catalunya i el 21% de l'energia final. La majoria del gas natural consumit prové d'Algèria (el 57%). La capacitat de biogàs instal·lada és de només 57 MW (43 ktep), tot i que la planificació energètica, actualment en revisió, preveu augmentar-la fins a 142 MW (107 ktep) l'any 2020, i el biogàs només representa el 0,8% del gas primari consumit.
- § Catalunya és un dels territoris més gasificats de l'Estat espanyol. No obstant això, la xarxa de distribució de gas natural té recorregut, encara es pot estendre, i els punts de subministrament encara poden augmentar.

Per això, el CTESC considera que

- 23. Atès que la Unió Europea ha decidit augmentar el grau d'interconnexió entre les xarxes energètiques dels països membres, cal completar la interconnexió gasística pendent (MidCat) a curt termini (2020).
- 24. A Catalunya hi ha oportunitat d'incorporar biogàs renovable (biomassa, residus, etc.) a la xarxa de gasoductes i, per tant, caldria estudiar-ne la injecció als gasoductes de la manera adequada.
- 25. La planificació hauria d'analitzar la viabilitat d'estendre la xarxa de transport i distribució de gas natural de

Catalunya als llocs on actualment hi ha plantes satèl·lit, com ara, en algunes comarques del Pirineu (Val d'Aran, Alta Ribagorça, Pallars Sobirà, Pallars Jussà, Alt Urgell, Cerdanya, Ripollès i Alt Empordà), de Ponent (Noguera, Segarra i Segrià) i de les terres de l'Ebre (Ribera d'Ebre, Terra Alta i Baix Ebre).

26. En compliment de la Directiva europea 2014/94/UE que obliga a garantir una xarxa mínima de punts de subministrament de combustibles alternatius abans de l'any 2016, és necessari iniciar la construcció de la xarxa de gas natural comprimit (GNC) i de punts de gas natural liquat (GNL) que s'estimin necessaris, tant en l'àmbit terrestre com marítim (ports).
27. Per facilitar la transició energètica, en el marc d'una estratègia de diversificació, caldria fomentar el consum de gas a les llars i impulsar la utilització del gas natural i gas natural liquat (GNL), tant en l'àmbit domèstic com en el dels serveis, la indústria, i el transport, sobretot el transport pesant.
28. S'hauria d'estudiar la necessitat de tenir microxarxes de distribució de gas amb pressions adequades per facilitar la implantació de l'activitat econòmica.

En l'àmbit de l'electricitat

El CTESC posa de manifest que

- § Segons les darreres dades (2009), l'electricitat representava el 28% del consum d'energia primària (producció: el 24%, importació: el 4%) i que es preveu que el consum d'electricitat primària representi el 39% l'any 2020 (producció: el 37%, importació: el 2%).
- § La interconnexió elèctrica amb França és actualment del 3%, si bé es preveu que arribi al 6% quan la MAT estigui operativa.
- § La crisi econòmica ha reduït la demanda d'energia elèctrica i ha posat de manifest la sobrecapacitat de generació elèctrica d'algunes tecnologies.
- § A curt termini, no es preveu construir cap central nuclear a Catalunya, però la vida útil de les centrals en funcionament, que es va allargar a 40 anys l'any 2011, acabarà entre els anys 2023 i 2027: Ascó I (2023), Ascó II (2025) i Vandellòs (2027).
- § A mesura que la producció d'electricitat s'apropa al consum, s'és més eficient energèticament.
- § A Catalunya s'ha produït un retard en la inversió d'instal·lacions de producció d'energia elèctrica renovable i els objectius planificats a curt termini (2020), 49,4% d'electricitat renovable (segons el Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020). Molt probablement no s'assoliran. No obstant això, cal estar preparats i analitzar quins han de ser els objectius d'electricitat procedents de fonts renovables a mig termini (2030).
- § En l'àmbit elèctric, el sistema d'interrompibilitat és una bona mesura, entre d'altres, per flexibilitzar la demanda.

Per això, el CTESC sol·licita que

29. S'insisteixi perquè la interconnexió elèctrica amb França assoleixi els objectius de la UE 2030.
30. Es faci un debat per definir quin és el paper que ha de tenir l'energia nuclear i la corresponent planificació a mig (2020) i llarg termini (2050), si s'escau.
31. Dins de l'esquema general, en primer lloc, es potenciï la generació distribuïda que incorpori les energies renovables. En aquest sentit, la planificació hauria de basar-se en estudis concrets i exhaustius que avaluïn quins són els recursos locals i el seu potencial. En segon lloc, que es continuï invertint en la recerca de sistemes d'emmagatzematge d'energia elèctrica, per aprofitar al màxim les energies renovables. Però atès que aquests sistemes trigaran encara temps a desenvolupar-se, el sistema elèctric hauria de buscar fórmules flexibles a curt termini.
32. Augmenti la generació distribuïda i que s'aposti per infraestructures relacionades i s'hi inverteixi, com ara en les xarxes de distribució que han d'acollir-ne l'augment.

33. Es planifiquin, es dissenyin i es desenvolupin completament les xarxes intel·ligents (*smartgrids*) que Catalunya necessitarà la propera dècada, i es gestioni la demanda, mitjançant xarxes elèctriques bidireccionals i sistemes de gestió de pics de demanda.
34. S'aposti per la creació d'una xarxa moderna, robusta i mallada.
35. Els consumidors siguin el propietaris de les dades que proporcionen els comptadors elèctrics per modificar el patró de consum i, per tant, que la propietat dels comptadors sigui de l'empresa o del consumidor.

En l'àmbit del transport

El CTESC demana que

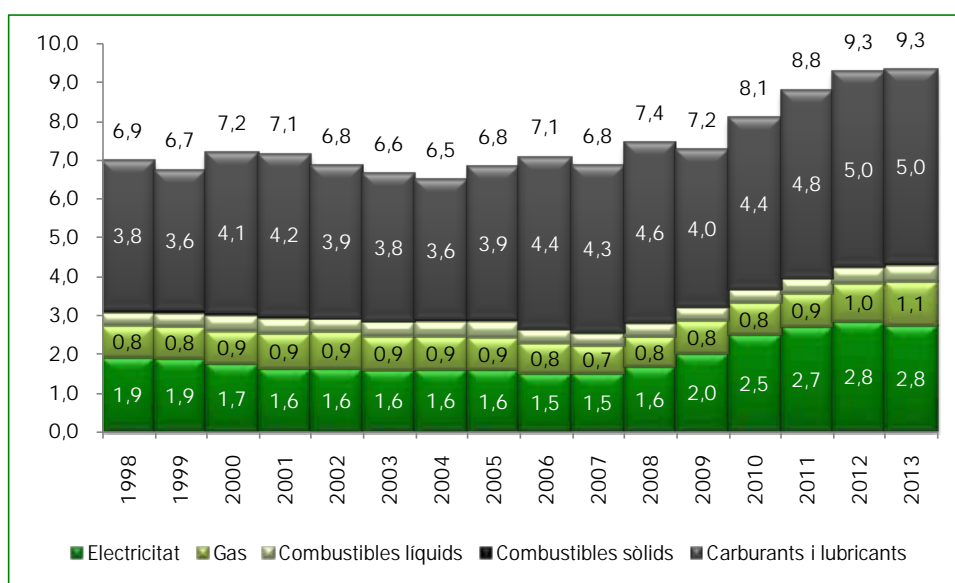
36. Les administracions incrementin el suport i incentivin de forma estable i decidida la mobilitat més sostenible, mitjançant el vehicle elèctric i el consum de biocombustibles de segona generació, entre d'altres opcions.
37. L'Administració lideri l'ambientalització de la flota de vehicles (gas natural comprimit i líquid, híbrids, elèctrics, biocombustibles, hidrogen, etc.) sobretot en l'àmbit del transport públic, tant pel que fa al nombre de vehicles (autobusos, taxis, camions, furgonetes, cotxes) com a les instal·lacions de subministrament necessàries.
38. S'impulsi la col·laboració públicoprivada en l'àmbit del vehicle elèctric per garantir la provisió i la seguretat de les infraestructures de càrrega del vehicle elèctric, tant de càrrega urbana (punts de càrrega ràpida públics al carrer i estàndards compartits entre ciutats) com de càrrega a casa (normativa d'instal·lacions dels punts de càrrega al domicili i autorització d'endolls) i la mobilitat ampliada (transport intermodal, cotxes multiusuari, serveis d'aparcament i càrrega).
39. S'adapti de manera àgil la regulació dels gestors de càrrega per fer possible l'extensió de l'ús del vehicle elèctric.
40. S'incentivi, de manera proporcional a la reducció dels impactes ambientals, els usuaris del vehicle elèctric mitjançant avantatges com ara l'aparcament gratuït, i es proporcioni informació sobre la instal·lació de punts de càrrega.
41. Es garanteixi l'accessibilitat de tot tipus d'usuaris/àries a la xarxa de benzineres, especialment a les de nova generació i les multicombustible.

2. INTRODUCCIÓ

El sector energètic és un element clau per a la competitivitat de l'economia i el benestar dels habitants d'un territori, contribuint en la major part dels processos de generació de riquesa i sent un factor limitant per al creixement econòmic.

El pes de les despeses en consum d'energia sobre el total de despeses de les llars¹ dels darrers anys representava un 9,3% del total l'any 2013, amb un creixement considerable entre els anys 2008 i 2013. Aquest increment es produeix per un augment del pes de totes les partides energètiques, però especialment de la despesa en electricitat, i té lloc en un context de descens de les despeses de les llars² i de caiguda del consum energètic.

GRÀFIC 1. Pes de les despeses en energia de les llars sobre el conjunt de despeses de les llars, per tipus. Espanya 1998-2013



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de l'Enquesta de pressupostos familiars (INE).

Malgrat que per a la família tipus espanyola, el pagament d'aquests rebuts no és un problema de primera magnitud, si que pot ser-ho per a les famílies amb trams de renda més baixos, especialment si es considera l'energia com un bé essencial. Recentment ha aparegut el concepte de pobresa energètica, per referir-se a aquelles llars que no poden fer front als pagaments dels rebuts de llum i gas.

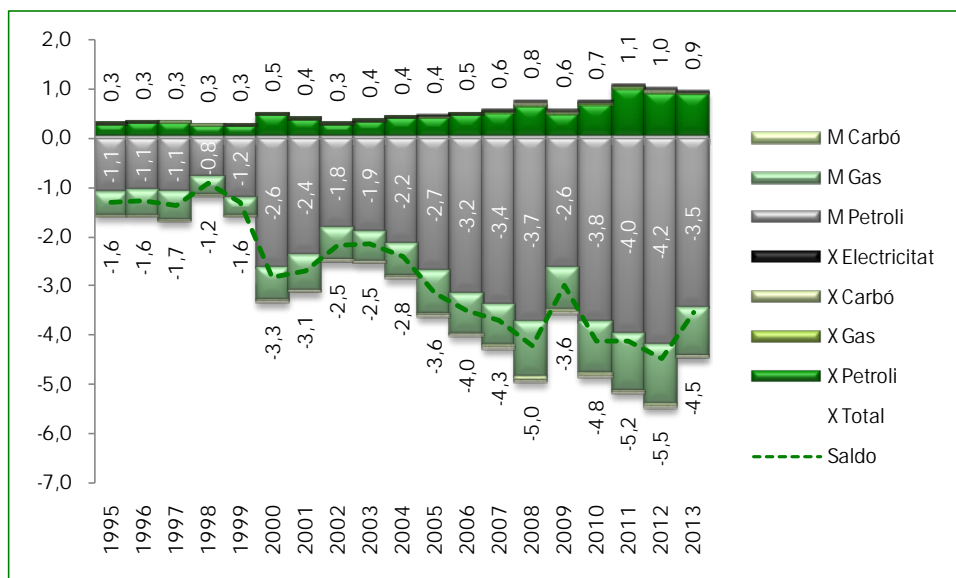
El petroli és encara la principal font d'energia de la qual es nodreixen les societats occidentals, si bé cada dia ceix més protagonisme al gas i a altres fonts. En bona mesura, el creixement econòmic experimentat durant l'últim segle s'explica per l'ús de carburants líquids.

L'escassetat de recursos fòssils tant a Catalunya com a Espanya fa que la major part d'aquests s'hagin d'importar, el que genera un saldo negatiu en la balança comercial energètica, que, en el cas de Catalunya, en els darrers anys (2005-2013) se situa al voltant del 3,0-4,0% del PIB amb l'estranger, mentre que la balança es manté equilibrada amb la resta d'Espanya, com s'observa als gràfics següents. Això equivalia a un saldo negatiu de gairebé 6.800 milions d'euros l'any 2013, la major part dels quals s'expliquen pel dèficit en petroli (el 72,7% o 4.940 milions d'euros) i el dèficit en gas (el 27,7% o 1.836 milions d'euros).

¹ Entre 2005 i 2006 es produeix un canvi metodològic.

² La despesa de les llars a Espanya s'ha reduït un 8,8% entre 2008 i 2013, mentre que la despesa energètica ha augmentat un 14,3% (la d'electricitat ha crescut un 52,6%, la de gas un 27,7% i la de carburants un -1,4%). A Catalunya, en el mateix interval de temps, la despesa de les llars s'ha reduït un 10,9%, mentre que la despesa en energia ha augmentat un 13,5% (en electricitat ha augmentat un 53,5%, la de gas un 24,7% i la de carburants un -2,9%).

GRÀFIC 2. Balança comercial energètica amb l'estranger com a percentatge del PIB,⁽¹⁾ per direcció del flux i tipus de producte. Catalunya, 1995-2013

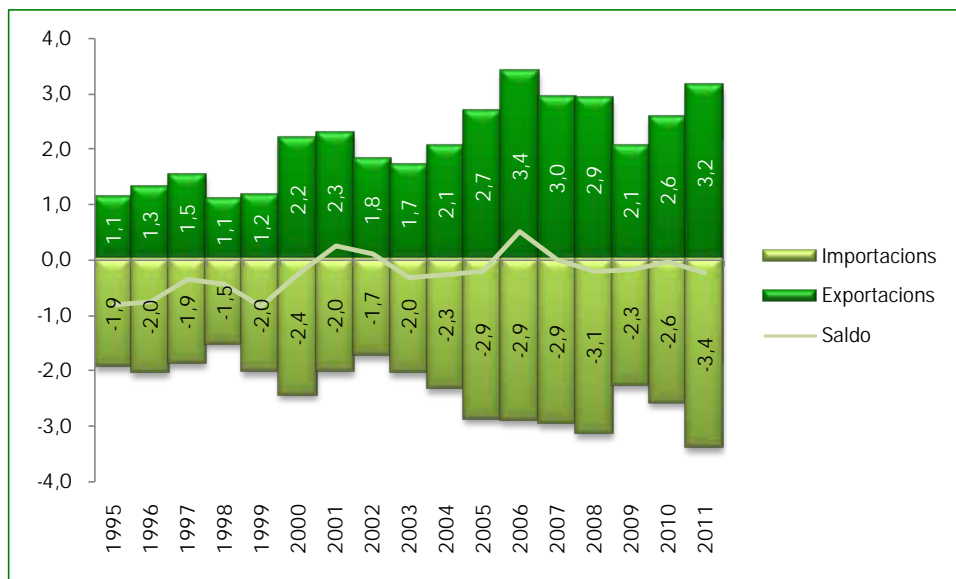


Unitats: percentatges.

(1) M fa referència a importacions i X fa referència a exportacions.

Font: elaboració pròpia a partir de DataComex.

GRÀFIC 3. Balança comercial energètica amb la resta d'Espanya com a percentatge del PIB, per direcció del flux. Catalunya, 1995-2011



Unitats: percentatges.

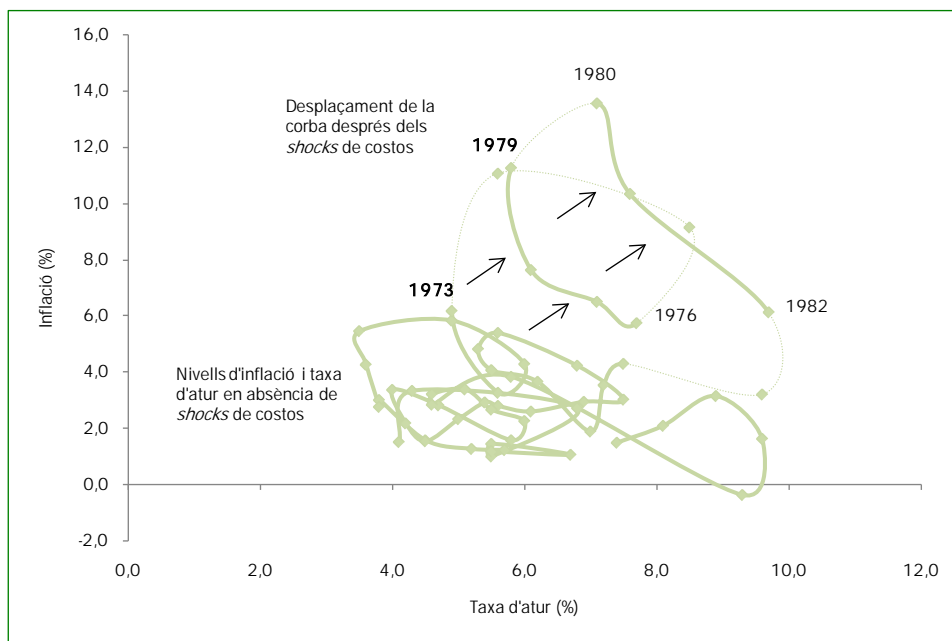
Font: elaboració pròpia a partir de C-Intereg.

El fet que sigui la font utilitzada majoritàriament en automoció i l'escassa presència del ferrocarril a Catalunya, fa que el sector del transport depengui gairebé en exclusiva d'aquesta font i, de retruc, la indústria del país. És a dir, la competitivitat de l'economia depèn de la disponibilitat de petroli a uns preus competitius. Quan aquest recurs escasseja, o quan el seu preu augmenta de forma brusca es generen processos d'estagflació:³ un augment de la inflació (fruit d'un increment en els costos de producció) unit a un increment de la taxa d'atur (fruit del tancament d'empreses incapaces de traslladar l'increment de costos als preus).

³ Normalment un increment de la inflació va unit a un major creixement econòmic, el que es tradueix en una reducció de la taxa d'atur. A l'inversa, quan el creixement de l'economia s'alentix o, fins i tot retrocedeix, la inflació es redueix, però s'incrementa la taxa d'atur. Aquesta relació inversa entre inflació i taxa d'atur es coneix com la corba de Phillips. L'estagflació, doncs, representa un desplaçament d'aquesta corba, allunyant-la de l'origen de coordenades.

Aquest és el procés experimentat durant els anys 1973 i 1979, amb les respectives crisis del petroli, com s'observa a la corba de Phillips per als Estats Units, que relaciona les variacions que experimenten els preus fruit d'un canvi en la taxa d'atur. Com s'observa al gràfic, els nivells d'inflació i les taxes d'atur posteriors al 1973 i 1979, són molt superiors als nivells experimentats anteriorment i posteriorment al procés d'estagflació, que es manté durant alguns anys.

GRÀFIC 4. Corba de Phillips. Estats Units d'Amèrica, 1956-2013



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de l'OCDE.

El gas es va introduir al sistema energètic espanyol per tal de diversificar les fonts d'energia primària a Espanya, si bé el pes que està adquirint, tant pel que fa a la indústria, al consum domèstic, com per la importància en la generació d'energia elèctrica, han fet que aquest se situï com un agent principal en el sistema energètic català i espanyol.

L'escassetat de reserves de gas a Espanya fa que la major part del gas que es consumeix al país arribi bé via bucs metaners, amb el gas natural liquat (GNL), que s'emmagatzema als principals ports de l'Estat, o bé via gasoductes (via Marroc, Algèria, França o Portugal). Això té un impacte negatiu en la balança comercial i condiona la geopolítica exterior.

A diferència del petroli, l'impacte d'un augment del preu del gas té pocs efectes en el transport. En canvi, si que en tindria tant en la capacitat productiva de les empreses, com en la capacitat de consum de les llars, el que de retruc portaria a un increment de preus via costos i una contracció via demanda. És a dir, els efectes serien similars als d'un xoc en els preus del petroli, si bé amb un impacte més moderat i sectorial.

Fruit de l'augment del preu dels principals *inputs* energètics (petroli i gas) i de la gran dependència que les economies occidentals en tenen, s'està intentant substituir-los per d'altres que assegurin l'abastament a uns preus competitius. Això porta implícit un increment de la generació d'energia elèctrica a partir d'altres fonts (renovables i autòctones), al mateix temps que es produeix una substitució de les fonts d'energia fòssils en el consum per energia elèctrica, contribuint a l'electrificació i la descarbonització de l'activitat econòmica.

Els efectes de l'electricitat sobre l'activitat econòmica i social són similars als comentats anteriorment en relació amb el gas. Un increment del preu de l'energia elèctrica encariria els processos productius i afectaria la capacitat de consum de les llars. En el cas de l'electricitat, però, la diversitat de fonts fa més difícil que es produeixin fenòmens bruscos com els que es poden donar en el gas o el petroli.⁴ Com es comenta a Pérez-Arriga (2005), basant-

⁴ Si bé, com es veurà més endavant, el mecanisme de fixació del preu al *pool* elèctric, que utilitza el preu de l'última unitat cassada, fa que aquest fluctui de forma similar als preus del gas, en ser les centrals de cycle combinat les últimes a entrar a produir.

se en un informe d'UNESA de l'any 2003, un increment de l'1,0% en el preu de l'electricitat suposava un increment del 0,043% de l'IPC a Espanya.

L'impacte positiu de les infraestructures energètiques sobre l'activitat econòmica i social d'un territori té una incidència a llarg termini, mentre que a curt termini la disponibilitat del producte a un preu assequible és més rellevant. L'elevada volatilitat de preus de l'energia fòssil (petroli i gas), i el fet que aquests estiguin fixats per un grup reduït d'agents que regulen l'oferta del producte a fi de controlar-ne el preu, fan difícil avaluar la incidència de les infraestructures a escala macroeconòmica.

Segurament, l'inici tardà en el consum de gas a Catalunya i Espanya fa que la maduresa de les infraestructures de gas sigui menor que en d'altres sectors energètics (especialment pel que fa a la xarxa de distribució).

En el cas de l'energia elèctrica, les infraestructures tenen una especial rellevància, doncs en funció de l'elecció del mix de generació i de les inversions que es duquin a terme, el sistema estarà més o menys preparat per absorbir l'augment previsible dels preus dels combustibles fòssils amb el menor impacte possible sobre l'activitat econòmica.

En aquest sentit, resulta rellevant preveure bé el moment en què aquest canvi es produirà per no anticipar-se en excés en la promoció d'inversions en noves tecnologies (que tot i ser potencialment rendibles en un futur encara no ho siguin en l'actualitat), i no retardar massa la promoció d'aquestes infraestructures i arriscar-se a patir un retard en la implementació de noves fonts que compliquin la transició.

L'estancament econòmic de les principals economies mundials, unit al creixement d'economies emergents, han portat a un increment de la demanda dels principals combustibles (petroli i gas) a escala mundial, augmentant el preu de l'energia, i situant-la al centre del debat econòmic, polític i social. Això, unit a l'elevada dependència de les economies occidentals als combustibles fòssils, la incertesa generada al voltant de l'energia nuclear arran de l'accident de Fukushima l'11 de març de 2011, i el progressiu desenvolupament de les energies renovables situen la societat davant del dilema d'haver d'escollir el seu model energètic, en un context de canvi tecnològic, econòmic i social.

En el present Informe s'estudia l'estoc i la gestió de les infraestructures energètiques existents a Catalunya, així com la planificació en matèria energètica i el marc normatiu de l'energia. L'estudi no pretén ser exhaustiu, sinó una contextualització de l'estat actual de la qüestió, que permeti al lector fer-se una idea general de l'estoc disponible i la gestió que se'n fa, i en quina mesura la planificació i la normativa permeten un o altre desenvolupament del sector.

El redactat es divideix en set apartats diferenciats. En el primer apartat es presenta un resum executiu, seguit d'un segon apartat que serveix d'introducció. A continuació es repassa el marc jurídic que afecta la gestió d'infraestructures. Al quart es realitza una síntesi dels plans vigents que afecten el sector de l'energia. El cinqué bloc se centra a estudiar l'estoc d'infraestructures existent a Catalunya, així com aspectes relacionats amb l'ús que se'n fa, i les implicacions que això té per a l'usuari final. El sisè apartat intenta sintetitzar i contextualitzar la informació tractada als apartats anteriors. Finalment, el setè apartat recull el posicionament del CTESC respecte als temes energètics, aportant recomanacions sobre la matèria, el que sens dubte constitueix el principal valor afegit d'aquest Informe.

3. MARC NORMATIU

3.1. UNIÓ EUROPEA

L'energia està estretament relacionada amb l'origen de la Unió Europea (UE).⁵ La normativa comunitària sobre energia, directa i indirecta, és abundant i sobretot es dirigeix a aconseguir el mercat interior de l'energia i a assolir els reptes mediambientals, especialment a partir del paper assumit per la UE en el protocol de Kyoto de 1997. Els antecedents de la determinació d'objectius generals en matèria de política energètica a escala europea es troben al Llibre blanc de 1995 sobre la política energètica per a la UE, al Llibre verd *Cap a una estratègia europea de seguretat de l'abastiment energètic* (2000), al Llibre verd *Eficiència energètica o com fer més amb menys* i al Llibre verd *Estratègia europea per a una energia sostenible, competitiva i segura* (2006).

No és fins al 2007, amb l'aprovació del Tractat de Lisboa, que la política energètica es reconeix com a política comuna. D'acord amb el Tractat de funcionament de la Unió Europea,⁶ en el marc de l'establiment del mercat interior així com de la necessitat de preservar i millorar el medi ambient, la política energètica de la Unió té els objectius següents, amb un esperit de solidaritat entre els estats membres:

- § Acordar mesures a escala europea per garantir el funcionament del mercat de l'energia
- § Garantir la seguretat de l'abastiment energètic
- § Fomentar l'eficiència energètica i l'estalvi energètic
- § Fomentar el desenvolupament d'energies noves i renovables
- § Fomentar la interconnexió de les xarxes energètiques

Al Parlament i al Consell els correspon⁷ prendre les mesures per a aconseguir aquests objectius, sense que pugui afectar el dret dels estats membres per determinar les condicions d'explotació dels seus recursos energètics, per escollir entre diferents fonts d'energia i per establir l'estructura general del seu abastament energètic. Excepcionalment, el Consell per unanimitat pot aprovar mesures fiscals en aquest àmbit⁸ i, per motius mediambientals, mesures que afectin de forma significativa l'elecció per un Estat membre entre diferents fonts d'energia i l'estructura general del seu abastament energètic.⁹

L'energia també està present en altres articles del Tractat de funcionament de la UE: l'article 122 atribueix competències a la UE per adoptar mesures en cas de dificultats greus en el subministrament de determinats productes, com l'energia; els articles 170 a 172 estableixen la competència de la UE en relació amb les xarxes transeuropees, incloses les infraestructures d'energia; l'article 114 és el fonament jurídic del funcionament del mercat interior de l'energia i els articles 216 a 218 són aplicables en matèria de política exterior.

3.1.1. PRINCIPALS LÍNIES D'ACTUACIÓ EN MATÈRIA ENERGÈTICA EN L'ÀMBIT DE LA UNIÓ EUROPEA

A continuació s'analitzen les principals línies d'actuació de la UE relacionades amb l'energia, totes estretament vinculades entre sí.

⁵ La Unió Europea és constituïda sobre les preexistents Comunitat Europea del Carbó i de l'Acer (CECA), la Comunitat Europea de l'Energia Atòmica (Euratom) i la Comunitat Econòmica Europea (CEE/CE).

⁶ Article 194. Versió consolidada publicada al DOUE C 326/135, de 26.10.2012.

⁷ A través del procediment legislatiu ordinari, abans anomenat codecisió, que dona el mateix pes al Parlament i al Consell. El Tractat de Lisboa, amb l'objectiu de reforçar la capacitat de la UE, va reformar el procés de presa de decisions ampliant la votació per majoria qualificada a un gran nombre d'àmbits polítics, entre els quals es troba l'energia.

⁸ Prèvia consulta al Parlament Europeu. Article 194.3.

⁹ A proposta de la Comissió i prèvia consulta al Parlament Europeu, al Comitè Econòmic i Social i al Comitè de les Regions. Article 194.2 i 192.2c).

Energia i clima

Com a conseqüència de l'aprovació del Protocol de Kyoto,¹⁰ el 1997 la UE va assumir el compromís de reduir els gasos d'efecte hivernacle. El 2009 s'apravà definitivament l'anomenat Paquet Verd, una proposta integral d'acció climàtica que té com a finalitat última la reducció d'emissions de gasos amb efecte d'hivernacle, la reducció de la dependència respecte dels combustibles fòssils a través del control del consum de l'energia i una major utilització de l'energia procedent de fonts renovables.

L'Estratègia Europa 2020¹¹ per a un creixement intel·ligent, sostenible i integrador estableix els objectius clau en matèria d'ocupació, innovació, educació, integració social i energia i canvi climàtic que els estats membres han de concretar. En matèria d'energia i clima els objectius són els següents:¹²

- § Reduir les emissions de gasos amb efecte d'hivernacle en un 20% (el 30% si les condicions són les adequades) respecte del 1990
- § Incrementar la quota d'energies renovables en el consum energètic final fins al 20%
- § Aconseguir un increment del 20% en l'eficiència energètica fins al 2020, amb possibilitat que els augments en l'eficiència energètica contribueixin a reduir les necessitats de construcció de noves infraestructures

En desenvolupament d'Europa 2020 s'aprova, entre d'altres, la iniciativa emblemàtica "Una Europa eficient en l'ús dels recursos"¹³ que ofereix un marc de mesures a llarg termini en relació, entre d'altres àmbits, amb l'energia, amb l'objectiu de donar suport a la transició cap a una economia eficient en l'ús dels recursos i baixa en emissions de carboni, amb la finalitat de desvincular el creixement econòmic de l'ús dels recursos, reduir les emissions de CO₂, reforçar la competitivitat i promoure una major seguretat energètica.

Entre les mesures aprovades a partir d'aquesta iniciativa emblemàtica destaca l'Estratègia per a una energia competitiva, sostenible i segura (Energia 2020),¹⁴ que estableix les prioritats en matèria d'energia i les actuacions per afrontar els reptes que deriven d'aconseguir l'estalvi d'energia, aconseguir un mercat que ofereixi preus competitius i garantir la seguretat de l'abastament, potenciant alhora el lideratge tecnològic i una negociació eficaç des del punt de vista internacional. Dins d'aquesta Estratègia, la Comissió estableix fins al 2015 per a la realització del mercat interior de l'energia, preveu inversions globals en infraestructures energètiques en la UE per valor d'un bilió d'euros i, per tal d'agilitar els principals projectes estratègics de la UE, proposa simplificar i agilitar la concessió de llicències d'obres, establint-se un termini màxim fins a l'autorització final i el finançament de la UE així com una finestra única.

En desenvolupament de la iniciativa "Una Europa eficient en l'ús de recursos", s'aprova també l'any 2011 el **Full de ruta per a una economia baixa en carboni** que estableix com a objectiu reduir les emissions de gasos amb efecte d'hivernacle entre un 89 i un 95% al 2050 respecte dels nivells de 1990.¹⁵ En aquest full de ruta s'analitzen tots els sectors i, a més, es preveuen plans sectorials, entre els quals destaca el **Full de ruta de l'energia per a 2050 (Energia 2050)**,¹⁶ acordat per tal d'aconseguir l'objectiu de reduir les emissions amb vistes al 2050 sense pertorbar el subministrament energètic i la competitivitat. Energia 2050 planteja diferents estratègies per assolir l'objectiu de reduir el 85% de les emissions de gasos amb efecte d'hivernacle lligades a l'energia

¹⁰ A la Cimera de Doha de 2012 (COP 18/COP-MOP 8), s'acorda donar continuïtat al marc jurídic del Protocol amb un segon període de compromís a partir de l'1 de gener de 2013. A la COP 20 que s'ha de fer a París a finals de 2015 s'ha d'aprovar el gran pacte global sobre reducció d'emissions en substitució del Protocol de Kyoto.

¹¹ El 26.03.2010 el Consell va aprovar l'Estratègia Europa 2020 partint de la proposta feta per la Comissió a la Comunicació de 03.03.2010.

¹² El Consell aprova el Pla d'acció global en l'àmbit de l'energia per al període 2007-2009 sobre la base de la Comunicació de la Comissió *Una política energètica per a Europa*. COM (2007) 1 final, de 10.01.2007. Consulta a <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?!=ES&f=ST%207224%202007%20REV%201>. En desenvolupament s'aprova l'esmentat paquet "Energia i clima", que ha d'assegurar l'aplicació dels compromisos en matèria energètica i climàtica presos per la UE entre març de 2007 i març de 2008.

¹³ És una de les set iniciatives emblemàtiques d'Europa 2020 per al creixement intel·ligent, sostenible i integrador. Els objectius són aconseguir: una visió europea a llarg termini per a l'ús eficient dels recursos; una actuació més eficaç i polítiques ben informades de canvi climàtic, energia, transport, matèries primes, agricultura, pesca i biodiversitat que tinguin en compte la necessitat d'eficiència i incloguin instruments per supervisar els avenços. Consulta a http://ec.europa.eu/resource-efficient-europe/index_es.htm.

¹⁴ Comunicació de la Comissió al Parlament Europeu, al Consell, al Comitè Econòmic i Social Europeu i al Comitè de les Regions. *Energia 2020: Estratègia per a una energia competitiva, sostenible i segura*. COM (2010) 639 final.

¹⁵ Full de ruta cap a una economia hipocarbònica competitiva el 2050. Comunicació de la Comissió al Parlament Europeu, al Consell, al Comitè Econòmic i Social Europeu i al Comitè de les Regions. COM (2011) 112, de 08.03.2011.

¹⁶ Comunicat de premsa sobre el pla de treball de l'energia de cara al 2050 de 15.12.2011. Consulta a http://europa.eu/rapid/press-release_IP-11-1543_es.htm.

per al 2050 i és la base per al desenvolupament d'un marc europeu a llarg termini, juntament amb totes les parts interessades.

Partint de la vigència dels objectius d'Europa 2020 en matèria d'energia i clima, el Consell Europeu de 23 d'octubre de 2014, a partir de la proposta feta per la Comissió Europea,¹⁷ acorda el **Marc estratègic en matèria de clima i energia per al 2020-2030**. Els elements clau del Marc estratègic, tots estretament relacionats entre sí, són els següents:

§ Emissions de gasos amb efecte d'hivernacle: S'estableix l'objectiu de reducció, per al 2030, del 40% de les emissions de gasos d'efecte d'hivernacle de la UE respecte del nivell de 1990, que cal repartir entre els sectors compresos pel règim de comerç de drets d'emissió i els que no ho estan. Es configura com a objectiu vinculant i ha d'esdevenir la pedra angular de la política de la UE en matèria de clima i energia per a 2030. El principal instrument europeu per assolir aquest objectiu serà el règim de comerç de drets d'emissió de la Unió Europea, la reforma del qual és prevista. La Comissió proposa crear una reserva que estabilitzi el mercat de drets d'emissió de gasos d'efecte d'hivernacle a començaments del pròxim període, és a dir, el 2021. Aquesta reserva abordarà el problema dels drets d'emissió excedents que s'ha creat en els últims anys i millorarà la resiliència del sistema davant de xocs importants ajustant la concessió de drets. Cal tenir en compte el retard acceptat recentment en la subhasta de 900 milions de drets fins al 2019-2020.

§ Energies renovables en l'àmbit de la UE: S'estableix l'objectiu d'una quota d'energies renovables a escala de la UE de com a mínim el 27% dins el total del consum d'energia el 2030. Es configura com a objectiu vinculant que s'ha d'assolir a escala de la UE, però que no es traduirà en objectius nacionals. Tanmateix els estats membres poden establir objectius més ambiciosos i donar suport a la seva consecució a través d'ajuts públics, i també tenint en compte el seu grau d'integració en el mercat interior de l'energia. Es preveu el desenvolupament d'un nou sistema de governança que es basarà en el plans energètics nacionals que continguin compromisos clars decidits pels estats membres, a partir tant de la necessitat d'aconseguir l'objectiu de forma col·lectiva com de la base del què cada estat ha d'aconseguir en relació amb els objectius nacionals ja establerts per al 2020.¹⁸

§ Eficiència energètica: S'estableix l'objectiu de millora de l'eficiència energètica com a mínim del 30%¹⁹ el 2030 a escala de la UE respecte de les previsions de consum energètic futur sobre la base dels criteris actuals. La Comissió ha de proposar sectors prioritaris on poden haver-hi guanys en eficiència energètica, en els quals la UE i els estats membres s'hauran de centrar. Més endavant s'analitza la concreció normativa d'aquest objectiu en l'àmbit comunitari.

Mercat interior

Malgrat que la primera normativa de la UE en aquest àmbit data dels anys 1996 per a l'electricitat i 1998 per al gas, l'assoliment d'un mercat únic europeu de l'energia és encara un objectiu pendent. La finalitat del mercat únic europeu de l'energia és garantir el funcionament del mercat, amb un accés just i un alt grau de protecció dels consumidors, a més d'uns elevats nivells d'interconnexió i de capacitat de generació.

Entre 1996 i 2009 s'aprovaren tres paquets de mesures legislatives amb l'objectiu d'harmonitzar i liberalitzar el mercat interior de l'energia de la UE.²⁰ Del tercer paquet, en vigor des del març de 2011, interessa destacar en aquest apartat la Directiva 2009/72 per al sector elèctric i la Directiva 2009/73 per al sector gasista, que tenen

¹⁷ Comunicació (2014) 15 final de la Comissió al Parlament Europeu, al Consell, al Comitè Econòmic i Social Europeu i al Comitè de les Regions. Un Marc estratègic en matèria de clima i energia per al període 2020-2030. Pren com a base el Llibre verd *Un marc per a les polítiques de clima i energia el 2030*. COM (2013) 169. El Parlament Europeu considera que les propostes climàtiques i energètiques de la Comissió són poc ambiciosos i que s'haurien d'establir els següents objectius vinculants per al 2030: reducció del 40% de les emissions de CO₂, un 30% d'energies renovables i un 40% de millora de l'eficiència energètica. El Consell Europeu de març i de juny de 2014 referma la importància de desenvolupar ràpidament els elements clau del marc i, en particular, el relatiu a la revisió de la Directiva sobre eficiència energètica. Així mateix, referma la importància de la Cimerà de les Nacions Unides de setembre de 2014.

¹⁸ Aquests plans nacionals es basaran en les orientacions de la Comissió i oferiran més seguretat als inversors i una més gran transparència i permetran una més gran coherència, coordinació i supervisió de la UE.

¹⁹ L'objectiu inicial era del 27%, però després de l'avaluació de la Directiva d'eficiència energètica la Comissió establí, el 23 de juliol de 2014, un objectiu del 30% després d'avaluar-la, tal com preveia la Comunicació (2014) 15 final esmentada. El Parlament, d'altra banda, advocava per un objectiu vinculant per a la UE del 40% per al 2030. La Comissió revisarà el 2017 els avenços en matèria d'eficiència energètica.

²⁰ El primer paquet legislatiu estava format per la Directiva 96/92/CE sobre normes comunes per al mercat interior de l'electricitat i la Directiva 98/30/CE sobre normes comunes per al mercat interior del gas natural. Va ser substituït el 2003 pel segon paquet legislatiu format bàsicament per la Directiva 2003/54/CE en matèria d'electricitat i la Directiva 2003/55/CE per al gas. El tercer paquet, vinculat al paquet Energia i clima aprovat entre 2007 i 2008, s'aprova l'abril de 2009 i està format per la Directiva 2009/72 per al sector elèctric i la Directiva 2009/73 per al sector gasista, amb l'objectiu d'assolir un major grau de liberalització al mercat interior en aquests àmbits.

per objectiu assolir un major grau de liberalització al mercat interior en aquests àmbits. Aquestes directives regulen la titularitat de les xarxes de transport per garantir una separació clara de les activitats de producció i subministrament del funcionament de la xarxa;²¹ garanteixen la supervisió regulatòria per part d'organismes nacionals de l'energia independents, enfortint i harmonitzant les competències i la independència dels reguladors nacionals per permetre un accés eficaç i no discriminatori a les xarxes de transport;²² reforcen la protecció dels consumidors i, en especial, dels vulnerables; regulen l'accés de tercers a les instal·lacions d'emmagatzemament de gas i a les instal·lacions de gas natural líquid (GNL), estableixen normes sobre la transparència i l'elaboració d'informes periòdics sobre les reserves de gas; i fomenten la solidaritat regional en exigir que els estats membres cooperin en cas d'interrupcions greus del subministrament de gas, coordinant les mesures nacionals d'emergència i desenvolupant les interconnexions de gas.

El febrer de 2011, el Consell Europeu va acordar l'objectiu de culminar el mercat interior de l'energia abans de 2014 i establir interconnexions que permetin posar fi a tota situació d'aïllament d'un Estat membre respecte a les xarxes europees de gas i electricitat abans de 2015. A la Comunicació de la Comissió *Vetllar per la bona marxa del mercat interior de l'energia*,²³ s'identifiquen els obstacles per aquest objectiu i la necessitat de seguir actuant per actualitzar els sistemes energètics i protegir millor els consumidors.

La Directiva 2008/92/CE preveu millorar la transparència dels preus del gas i l'electricitat cobrats als usuaris finals del sector industrial. El Reglament (UE) núm. 1227/2011 sobre la integritat i transparència del mercat majorista de l'energia atorga a l'Agència de Cooperació dels Reguladors de l'Energia (ACER) la competència per recollir, revisar i compartir dades dels mercats majoristes de l'energia, supervisar els mercats i les operacions de compravenda, entre d'altres funcions. A la Comunicació de la Comissió relativa al Marc 2020-2030 es destaca que un dels elements claus és assolir una energia competitiva i assequible per a tots els consumidors. En aquesta línia, a petició del Consell Europeu, la Comissió ha elaborat un informe sobre els preus i els costos de l'energia²⁴ que compara els preus de la UE amb els dels seus principals socis comercials. Es constata que les hipòtesis futures semblen indicar una pressió a l'alça dels costos de l'energia a la UE, especialment per la necessitat de substituir infraestructures obsoletes, l'aplicació de les polítiques d'energia i clima, la tendència a l'alça dels preus dels combustibles fòssils i les possibles incidències d'un preu de carboni més elevat. D'altra banda, la Comissió posa de manifest que seguirà supervisant l'aplicació de les normes sobre fuga de carboni en consideració a la situació econòmica general i els avenços en les negociacions internacionals sobre el clima.

En el Marc estratègic en matèria de clima i energia per a 2020-2030, aprovat l'octubre de 2014 s'estableix que la major flexibilitat que tenen els estats membres en relació amb els objectius vinculants d'emissions i d'energies renovables ha d'anar acompanyada d'un major èmfasi en la necessitat de completar el mercat interior de l'energia, que es considera una prioritat immediata tant per a l'electricitat com per al gas.

Entre els aspectes tractats, es considera que s'han de racionalitzar els diferents sistemes nacionals de suport per tal que siguin més coherents amb el mercat interior, més rendibles i ofereixin més seguretat jurídica als inversors. Les directrius sobre ajuts d'estat en l'àmbit de l'energia i el medi ambient, actualment en revisió,²⁵ han d'evolucionar per promoure plantejaments més orientats al mercat que reflecteixin l'estructura de costos de les tecnologies de l'energia i la creixent competitivitat de costos en el mercat interior.

Interconnexió de les xarxes energètiques

La interconnexió, la interoperabilitat i el desenvolupament de xarxes transeuropees de transport d'electricitat i de gas són un instrument imprescindible per a un funcionament adequat del mercat interior de l'energia i del mercat interior en general. Les primeres orientacions de les xarxes transeuropees de l'energia (electricitat i gas natural)

²¹ A través de tres models organitzatius: la plena «separació de la titularitat», el gestor de xarxes independent (responsable del manteniment de les xarxes, mentre que els actius romanen sota la propietat de la companyia integrada) i el gestor de xarxes de transport (sistema de regles detallades que garanteixen autonomia, independència i inversions necessàries en l'activitat de transport).

²² El Grup d'Organismes Reguladors Europeus de l'Electricitat i el Gas, creat el 2003, és el responsable de garantir la cooperació entre els organismes reguladors nacionals i l'aplicació coherent de les directives sobre el mercat interior als estats membres (Decisió 2003/796/CE). L'Agència de Cooperació dels Reguladors de l'Energia (ACER) (creada el 2010 en virtut del Reglament (CE) núm. 713/2009) és un òrgan supervisor amb funcions consultives. Així mateix, es crea la Xarxa Europea de Gestors de Xarxes de Transport (European Network Transmission Systems Operators, ENTSO), relativa a l'electricitat (Reglament (CE) núm. 714/2009) i al gas (Reglament (CE) núm. 715/2009).

²³ (COM(2012) 663).

²⁴ Comunicació (2014) 21 de la Comissió al Parlament Europeu, al Consell, al Comitè Econòmic i Social Europeu i al Comitè de les Regions. *Preus i costos de l'energia a Europa*. 22.01.2014.

²⁵ Consulta de la Comissió sobre la revisió de les directrius sobre ajuts estatals en l'àmbit de l'energia i el medi ambient. A més, cal tenir en compte la Comunicació de la Comissió *Realitzar el mercat interior de l'electricitat i treure el màxim partit de la intervenció pública*. C(2013) 7243 final, de 05.11.2013.

s'establiren el 1996,²⁶ en virtut de les quals la Comunitat havia de poder determinar els projectes d'interès comú i contribuir a crear un marc favorable per a la seva realització. Les orientacions actuals es troben a la Decisió núm. 1364/2006/CE,²⁷ i tenen com a objectiu la diversificació de les fonts de subministrament, la millora de la seguretat del subministrament a través del reforç de les relacions amb tercers països, l'ampliació de les xarxes als nous estats membres i l'accés a les RTE-E per part de les regions insulars, sense litoral i perifèriques. Els projectes que poden rebre finançament de la UE es divideixen en tres categories: projectes d'interès comú relatius a les xarxes d'electricitat i de gas que presenten perspectives de viabilitat econòmica; projectes prioritaris, privilegiats en l'atribució dels fons de la Unió; i projectes d'interès europeu, igualment prioritaris, però que tenen un caràcter transfronterer o un impacte important en la capacitat de transport transfronterer.

En desenvolupament de la iniciativa emblemàtica "Una Europa eficient en l'ús dels recursos" s'aproven, a banda d'Energia 2020, que s'ha esmentat abans, les **Prioritats de la infraestructura energètica a partir de 2020: Esquema per a una xarxa d'energia europea integrada**,²⁸ on la Comissió Europea reclama una nova política d'infraestructura energètica de la UE per coordinar i optimitzar el desenvolupament de la xarxa a escala continental i confirma la necessitat de replantejar-se la Xarxa Transeuropea d'Energia²⁹ i el seu marc de finançament. Aquesta nova política es considera vital per garantir que la solidaritat entre els estats membres tingui efecte, es completi el mercat interior de l'energia i les regions aïllades es connectin, s'implantïn realment rutes alternatives de trànsit o de subministrament i fonts d'energia alternatives i les energies renovables es desenvolupin i puguin competir amb les fonts d'energia tradicionals. S'insta a fer un canvi radical en el mode de planificació, construcció i explotació de les infraestructures i xarxes d'energia.

En desenvolupament d'aquesta Comunicació, s'aprova el **Reglament Orientacions per a la infraestructura energètica transeuropea**,³⁰ que constitueix el marc estratègic per a la visió a llarg termini de la UE en matèria d'infraestructures energètiques. Aquesta norma identifica nou corredors prioritaris en matèria d'infraestructures energètiques estratègiques als sectors de l'electricitat, el gas i el petroli, i tres àrees d'infraestructures prioritàries en l'àmbit de tota la UE per a les autopistes de l'electricitat, les xarxes intel·ligents i les xarxes de transport de diòxid de carboni. Aquestes orientacions qualifiquen d'interès comú aquells projectes amb efectes positius importants almenys per a dos estats membres, que contribueixin a la integració del mercat i a l'increment de la competència, millorar la seguretat del subministrament, i reduir les emissions de CO₂. Per a aquests projectes es preveu:

- § Procediments accelerats per a la planificació i la concessió d'autoritzacions (termini màxim obligatori de tres anys i mig).
- § Una sola autoritat competent nacional que actuarà com a finestreta única per als procediments de concessió d'autoritzacions.
- § Menors costos administratius per als promotors dels projectes i les autoritats a causa d'una major racionalització del procediment d'avaluació ambiental, alhora que es respecten els requisits de la legislació de la Unió.
- § Més transparència i millora de la participació de l'opinió pública.
- § Més visibilitat i atractiu per als inversors gràcies a un millor marc regulador en el qual els costos són assignats als països que més s'hagin de beneficiar de la totalitat del projecte.
- § Possibilitat de rebre un ajut econòmic en el marc del mecanisme «Connectar Europa»,³¹ dotat amb un pressupost de 5.850 milions d'euros per al període 2014-2020.

²⁶ La Decisió núm. 1254/96/CE va establir un conjunt d'orientacions sobre les xarxes transeuropees al sector de l'energia (RTE-E).

²⁷ Decisió núm. 1364/2006/CE. Consulta a <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32006D1364>.

²⁸ Comunicació de la Comissió al Parlament Europeu, al Consell, al Comitè Econòmic i Social Europeu i al Comitè de les Regions. *Les prioritats de la infraestructura energètica a partir de 2020: esquema per a una xarxa d'energia europea integrada*. COM (2010) 677 final, de 17.11.2010.

²⁹ Les Xarxes Transeuropees d'Energia pertanyen al sistema de xarxes establertes a partir de 1990.

³⁰ Reglament (UE) núm. 347/2013 del Parlament Europeu i del Consell, de 17 d'abril de 2013, relatiu a les orientacions sobre les infraestructures energètiques transeuropees i pel qual es deroga la Decisió núm. 1364/2006/CE i es modifiquen els reglaments (CE) núm. 3/2009, (CE) núm. 4/2009 i (CE) núm. 5/2009. DOUE núm. 115, de 25.04.2013.

³¹ El mecanisme Connectar Europa (CEF) és l'instrument comú de finançament de les xarxes transeuropees i crea el marc en el qual s'han d'aplicar les orientacions sectorials per a l'energia, el transport i les telecomunicacions. El 05.12.2013 el Consell adopta un acord sobre el CEF segons el qual el pressupost total ascendeix a 33.242 M€ (inclosos 11.305 M€ transferits del fons de cohesió per al transport) dels quals 5.850 M€ es destinaran a energia. Les directrius per al sector energètic es van aprovar a través del Reglament 347/2013.

En desenvolupament d'aquestes orientacions, la Comissió Europea dona a conèixer³² una llista de **248 projectes d'infraestructures energètiques d'interès comú**. Entre aquests projectes hi ha la línia entre Santa Llogaia i Bescanó per incrementar la capacitat d'interconnexió elèctrica entre Bescanó i Baixàs, a França³³ i el punt d'interconnexió de gas entre la Península Ibèrica i França al Pertús.³⁴

En el Marc estratègic en matèria de clima i energia per a 2020-2030, aprovat l'octubre de 2014, el Consell acorda que la Comissió Europea prengui mesures urgents per aconseguir que com a mínim un 10% de la capacitat de generació elèctrica instal·lada del país pugui circular a altres estats membres³⁵ amb caràcter d'urgència i com a màxim el 2020, almenys per als estats que no hagin aconseguit un nivell mínim d'integració al mercat interior, com són els Estats Bàltics, Portugal i Espanya. La Comissió Europea ha de supervisar-ho, informant-ne regularment el Consell Europeu, amb la finalitat d'aconseguir que la interconnexió sigui del 15% el 2030. La Comissió ha d'informar el Consell sobre les possibles fonts de finançament, incloses les de la UE, per garantir que aquest objectiu es compleixi.

D'altra banda, el Consell acorda que els estats membres i la Comissió facilitaran l'execució dels projectes d'interès comú, amb especial referència als que connecten els Estats Bàltics, Espanya i Portugal amb la resta del mercat interior, i vetllaran perquè tinguin la màxima prioritat i estiguin acabats el 2020. També es fa especial atenció a Malta, Xipre i Grècia. Quan aquests projectes no hagin estat suficients per assolir l'objectiu del 10%, se'n definiran de nous, que s'afegirien amb caràcter prioritari a la llista de projectes d'interès comú i seran cofinançats per la UE.

Energies renovables

L'evolució dels percentatges d'energies renovables sobre el consum d'energia fins arribar als objectius establerts per als anys 2020 i del 2020 al 2030 parteix del Llibre blanc sobre les fonts d'energia renovables de 1997, que establí per al 2010 l'objectiu de generar el 12% del consum d'energia i el 22,1% del consum elèctric a partir de fonts renovables. La Directiva 2001/77/CE relativa a la promoció de l'electricitat generada a partir de fonts d'energia renovables en el mercat interior de l'electricitat va fixar objectius indicatius per a cada Estat membre. Amb posterioritat, el Consell Europeu de la primavera de 2007 va ratificar,³⁶ per al 2020, els objectius vinculants del 20% de fonts d'energia renovables en el consum d'energia de la UE i un objectiu vinculant del 10% de biocarburants en el consum de combustibles en el transport, així com l'establiment d'un nou marc legislatiu.

Aquest nou marc es desenvolupa a través de la Directiva 2009/28/CE, que deroga les directives anteriors de 2001 i 2003 i desenvolupa els objectius ratificats pel Consell Europeu en relació a energies renovables i biocarburants. Així mateix, es desenvolupen mecanismes de suport, garanties d'origen, projectes conjunts i la cooperació entre estats membres i amb tercers països. El 2010 els estats membres aprovaren els plans d'acció nacionals en matèria d'energies renovables i la Comissió ha avaluat el compliment dels objectius en aquest àmbit els anys 2011 i 2013.

A finals de 2013, la Comissió establí noves orientacions en relació amb els règims d'ajuts a les energies renovables així com sobre l'ús de mecanismes de cooperació per assolir els objectius fixats en aquest àmbit a un menor cost.³⁷ La Comunicació sobre el Marc de l'energia 2020-2030 considera que per al període 2020-2030 s'han de reduir progressivament, fins que desapareguin, les subvencions a les tecnologies de les energies madures incloses les destinades a les energies renovables, si bé la Comissió autoritza les subvencions per a tecnologies noves i immadures amb potencial de contribuir a les energies renovables.

³² Amb data de 13.10.2013.

³³ L'objectiu d'aquesta línia és augmentar i millorar la capacitat de subministrament a les comarques de Girona, especialment a la capital i a la zona centre de la Costa Brava; també implica el subministrament d'energia al tren d'alta velocitat, a través de la subestació construïda per ADIF a Santa Llogaia, i a la comarca del Alt Empordà. Així mateix, ha de permetre enllaçar amb la interconnexió elèctrica Espanya-França ([tram Santa Llogaia-Baixàs que hauria d'estar plenament operatiu a partir de juny 2015](#)), a través de l'estació conversora de Santa Llogaia. A setembre de 2014 la línia està construïda, però està pendent d'iniciar-se la subestació autoritzada a Endesa Distribuidora perquè transformi els 400 kV als 132 kV per poder usar-la a les xarxes de l'Alt Empordà.

³⁴ Punt d'interconnexió entre la Península Ibèrica i França al Pertús, conegut com Midcat, que permetria la interconnexió de gas entre l'Alt Empordà i França a través d'un gasoducte de 184 quilòmetres. A la Declaració de Madrid de 05.03.2015, els presidents d'Espanya, Portugal i França i de la Comissió Europea es comprometen a donar la màxima prioritat a diversos projectes, entre els quals hi ha el Midcat, que permetran augmentar la interconnexió de la Península Ibèrica amb França.

³⁵ Aquest compromís s'establí per primera vegada al [Consell Europeu fet a Barcelona el març de 2002](#).

³⁶ Partint de la Comunicació de la Comissió de 27 de gener de 2007, *Programa de treball de l'energia renovable. Les energies renovables en el s. XXI: construcció d'un futur més sostenible*. (COM (2006) 848), que establí una estratègia a llarg termini en l'àmbit de les energies renovables a la UE fins al 2020.

³⁷ (COM (2013) 7243).

L'adaptació de la xarxa elèctrica al desplegament de les energies renovables és un dels principals objectius de l'estratègia «Energia 2020», del Full de ruta de l'energia per a 2050 i del Paquet d'Infraestructura Energètica.

D'altra banda, en aquest àmbit cal destacar la recent Directiva 2014/94/UE,³⁸ que estableix un marc comú per a la implantació d'una infraestructura per als combustibles alternatius a la UE amb l'objectiu de minimitzar la dependència dels transports respecte del petroli i mitigar l'impacte mediambiental del transport. Estableix els requisits mínims per crear una infraestructura per als combustibles alternatius, incloent punts de recàrrega per a vehicles elèctrics i punts de proveïment de gas natural (gas natural líquid i gas natural comprimit) i d'hidrogen, que han d'aplicar-se a través dels marcs d'acció nacional dels estats membres i a través de les especificacions tècniques comunes.

En aquesta línia, el Parlament Europeu tramita una proposta per la qual s'estableix un límit als biocombustibles de "primera generació", els que provenen de cultius alimentaris, que han de representar un màxim del 7% de l'energia final consumida al transport el 2020.³⁹

Seguretat de l'abastiment energètic

Entre els antecedents de l'activitat normativa de la UE en aquest àmbit, cal citar la Directiva 2005/89/CE, que estableix un conjunt de mesures per garantir la seguretat del subministrament d'electricitat. En el sector del gas el Reglament UE/994/2010 substitueix la Directiva 2004/67/CE i . Així mateix, la Directiva 2009/119/CE obliga els estats membres a mantenir unes reserves mínimes de petroli.

Amb caràcter més recent, l'**Estratègia de seguretat energètica europea**, aprovada per Comunicació de la Comissió de 28 de maig de 2014, fa un diagnòstic sobre la situació del sistema energètic europeu, a causa sobretot de les tensions amb Rússia per la crisi ucraïnesa. La dependència energètica de l'exterior té dues conseqüències negatives: la seguretat del subministrament i l'alt cost d'importar energia.

Per tal d'incrementar la seguretat energètica, la Comissió proposa vuit actuacions a curt i mig termini: millorar la capacitat d'emmagatzemament de gas i petroli; augmentar la solidaritat entre estats membres; moderar la demanda elèctrica, completar el mercat intern de l'electricitat; augmentar la producció; millorar la tecnologia; diversificar les fonts i millorar la coordinació entre estats.

En el Marc estratègic en matèria de clima i energia per a 2020-2030 aprovat l'octubre de 2014 es ratifiquen les mesures destinades a reduir la dependència energètica de la UE i a millorar la seva seguretat energètica tant en electricitat com en gas. Entre les mesures que es prenen per assolir-ho, destaca que a fi de garantir la diversificació de subministradors i de les rutes de subministrament, s'acorda dur a terme projectes crítics d'interès comú en el sector del gas, com el Corredor Nord-Sud, el Corredor Meridional del Gas i la promoció d'una nova plataforma gasística a l'Europa Meridional, així com projectes d'infraestructures clau per augmentar la seguretat energètica de Finlàndia i els Estats Bàltics. A fi d'afrontar les situacions d'emergència, s'acorda també millorar les disposicions previstes per utilitzar millor les capacitats de regasificació i emmagatzemament del gas a la xarxa. Entre d'altres, també s'acorda racionalitzar els procediments administratius nacionals seguint els criteris de la Comissió Europea.

Eficiència energètica i estalvi energètic

La UE parteix del reconeixement que millorar l'eficiència energètica contribueix de forma positiva als seus objectius energètics: millora la seguretat de l'abastiment d'energia sostenible i per tant disminueix la dependència energètica, és un mitjà per aconseguir un abastiment d'energia sostenible, redueix les emissions de tot tipus, redueix les despeses d'importació i millora la competitivitat.

En aquest àmbit s'han aprovat diverses directives d'entre les quals cal destacar les dirigides a què el mercat energètic sigui més eficient. La recent Directiva sobre eficiència energètica,⁴⁰ que té per objectiu crear un marc comú per fomentar l'eficiència energètica dins la UE i establir accions concretes que duguin a la pràctica algunes

³⁸ DOUE L 307/1, de 28.10.2014. En vigor des de 18.11.2014, ha de ser transposada fins 18.11.2016.

³⁹ La Comissió de Medi Ambient del Parlament Europeu aprova la proposta el 14.04.2015. El Ple ho ha de ratificar del 27 al 30 d'abril. Consulta a http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20150413IPR41649/20150413IPR41649_en.pdf

⁴⁰ Directiva 2012/27/UE del Parlament Europeu i del Consell, de 25 d'octubre de 2012, relativa a l'eficiència energètica, per la qual es modifiquen les directives 2009/125/CE i 2010/30/UE, i per la que es deroguen les directives 2004/8/CE i 2006/32/CE. DOUE L 315, de 14.11.2012. Els antecedents d'aquesta Directiva són la Directiva 2004/8/CE, sobre promoció de la cogeneració i la Directiva 2006/32/CE, sobre eficiència en l'ús final i promoció dels serveis energètics.

de les propostes incloses al Pla d'eficiència energètica 2011. La Directiva exigeix als estats membres que estableixin objectius indicatius nacionals d'eficiència energètica per al 2020 i s'estableixen normes vinculants per a usuaris finals i proveïdors d'energia.

En el marc dels pronunciaments de la UE en relació amb l'eficiència energètica s'inclouen referències a les infraestructures energètiques. Així, el **Pla d'eficiència energètica 2011**⁴¹ constata que la UE no està en camí d'assolir el seu objectiu d'eficiència energètica i per posar-hi remei detalla una sèrie de polítiques i mesures d'eficiència energètica que cobreixen tota la cadena de l'energia, i es refereixen, entre d'altres, a la generació d'energia. En aquest àmbit, la Comissió assenyalava que al voltant del 30% del consum d'energia primària a la UE correspon al sector energètic, principalment per la transformació de l'energia en electricitat i calor i per a la seva distribució. És necessari construir noves capacitats i infraestructures de producció per substituir els equips que van quedant obsolets i satisfer la demanda. També és important vetllar perquè l'eficiència energètica es tingui en compte i que les noves capacitats reflecteixin la millor tecnologia disponible.

La Comissió assumeix que s'ha de plantejar la conveniència d'introduir l'obligació dels estats membres, d'una banda, d'imposar l'obligació d'assolir els nivells de millors tecnologies disponibles aplicables a les noves instal·lacions, com a requisit per a l'autorització de noves capacitats i, d'altra banda, vetllar perquè les instal·lacions existents s'adaptin a les millors tecnologies disponibles aplicables a les capacitats existents en el marc de l'actualització dels seus permisos.

La Comissió també assumeix que ha d'explorar el potencial d'aconseguir la recuperació efectiva de les pèrdues de calor derivades dels processos de producció d'electricitat i de producció industrial, atès l'alt potencial d'estalvi que podria satisfer part important de les necessitats europees d'energia tèrmica i substituir en molts casos l'energia importada. Explotar aquest potencial requereix un enfocament horitzontal i integrat que tingui en compte les necessitats actuals d'energia tèrmica, el paper de les autoritats locals i regionals en la planificació i l'aplicació d'estratègies respectuoses amb el medi ambient i eficients des del punt de vista energètic (inclòs el desenvolupament d'infraestructures eficients) i sinèrgies amb solucions comercials per a serveis de subministrament d'energia tèrmica que, fent servir la calor residual recuperada, siguin barats, nets i adequats.

La Comissió destaca la contribució que pot tenir la cogeneració (d'alta eficiència) a l'eficiència energètica i es compromet a proposar que sempre que existeixi una demanda potencial suficient, se supediti l'autorització de nova producció d'energia tèrmica a què es combini amb sistemes que permetin utilitzar calor (producció combinada de calor i electricitat), i que en la mesures del possible els sistemes urbans de calefacció es combinin amb producció d'electricitat. Així mateix, es compromet a proposar que els gestors de les xarxes de distribució d'electricitat ofereixin accés prioritari a l'electricitat procedent de la producció combinada de calor i electricitat i que es reforcin les obligacions dels gestors de xarxes de transport en relació amb l'accés i la distribució d'aquesta electricitat. Finalment, la Comissió Europea es compromet a reforçar la base que permetrà als reguladors de les xarxes nacionals prendre en consideració l'eficiència energètica en les seves decisions i en el seguiment de la gestió i l'explotació de les xarxes i els mercats del gas i l'electricitat, en particular reflectint les prioritats en matèria d'eficiència energètica en la normativa i les tarifes de les xarxes i en els codis tècnics i de xarxa.

En aquest àmbit cal tenir en compte l'objectiu del Marc 2020-2030 en relació amb la millora de l'eficiència energètica que s'ha analitzat en l'apartat relatiu a energia i canvi climàtic.

Seguretat nuclear

El Tractat de la Comunitat Europea de l'Energia Atòmica (EURATOM), fonamentat inicialment en la importància d'assegurar l'abastiment d'urani, té per objectiu contribuir a la formació i al creixement de les indústries nuclears europees, aconseguir que tots els estats membres treguin partit del desenvolupament de l'energia atòmica i garantir la seguretat de l'abastiment i garantir un elevat nivell de seguretat per a la població i evitar el desviament a finalitats militars de materials nuclears.

En aquest àmbit cal tenir en compte les normes en matèria de seguretat nuclear, que es basen en el principi de responsabilitat nacional dels estats membres. El 2007 es constituí el Grup Europeu de Reguladors de la Seguretat Nuclear (ENSREG) amb la finalitat de contribuir al compliment dels objectius comunitaris en aquest àmbit. S'aprova en aquesta línia la Directiva 2009/71/Euratom⁴² que estableix un marc comunitari per a la seguretat de

⁴¹ Comunicació de la Comissió al Parlament Europeu, al Consell, al Comitè Econòmic i Social Europeu i al Comitè de les Regions. *Pla d'Eficiència Energètica 2011*. COM (2011) 109 final, de 08.03.2011.

⁴² Directiva 2009/71/Euratom del Consell, de 25 de juny de 2009, per la qual s'estableix un marc comunitari per la seguretat nuclear de les instal·lacions nuclears. DOUE L 172/8, de 02.07.2009.

les instal·lacions nuclears. Els estats membres estan obligats a aplicar un marc nacional legislatiu, reglamentari i organitzatiu per a la seguretat de les instal·lacions, que prevegi en particular l'adopció de requisits nacionals en matèria de seguretat nuclear; un sistema de concessió de llicències i de prohibició d'exploració d'instal·lacions nuclears sense llicència; un sistema de supervisió de la seguretat nuclear i mesures per assegurar-ne el compliment.

3.1.2. LA UNIÓ DE L'ENERGIA

L'elecció de la nova Comissió Europea,⁴³ factors geopolítics lligats a la dependència externa de la UE pel gas i el petroli i el nou Marc energia i clima 2030 han impulsat la creació de la Unió de l'Energia, que esdevé una de les prioritats de l'anomenat **Pla Juncker**. Aquest Pla té per objectiu mobilitzar 315.000 milions d'euros d'inversió pública i privada addicional els tres propers anys. El nou enfocament es compon de nous instruments financers (en particular, el nou Fons Europeu per a Inversions Estratègiques) en associació amb el Banc Europeu d'Inversions per fer front a l'escassetat actual de finançament de risc a Europa; una reserva de projectes a escala de la UE i un entorn normatiu més estable, més favorable a les empreses i més previsible en l'àmbit europeu, nacional i subnacional, centrat en la realització del mercat únic de l'energia, digital i del transport i els mercats de capitals. Entre d'altres objectius, aquestes inversions addicionals s'han de centrar en infraestructures energètiques, energies renovables i eficiència energètica.⁴⁴

Una de les 23 iniciatives en les que el programa de treball de la nova Comissió Europea vol concentrar els esforços és l'**Estratègia marc per a una Unió de l'Energia**, que englobarà la revisió del règim europeu de comerç d'emissions i el desenvolupament normatiu del marc d'acció europeu de canvi climàtic posterior al 2020. En aquesta línia, la Comissió presenta l'Estratègia marc per a una Unió de l'Energia, que el Consell aprova el 19.03.2015.⁴⁵ La Unió de l'Energia pren com a punt de partida l'Acord marc sobre el clima i l'energia per a 2030 i l'Acord sobre l'Estratègia de seguretat energètica, que s'han analitzat en el subapartat anterior, i fixa la consecució dels objectius de seguretat del subministrament, la sostenibilitat i la competitivitat. Per assolir-los, centra la seva atenció en les dimensions complementàries següents: seguretat energètica, solidaritat i confiança; mercat interior de l'energia; eficiència energètica per moderar la demanda energètica de la UE; descarbonització de l'economia i recerca i desenvolupament.

El requadre següent exposa el pla d'acció que inclou l'Estratègia per a cadascuna de les dimensions esmentades.

REQUADRE 1. La Unió Europea de l'energia en quinze accions

1. La primera prioritat per establir la Unió Energia és la plena aplicació i el compliment estricte de la normativa en matèria d'energia o relacionada

§ La Comissió utilitzarà tots els instruments per garantir que els estats membres apliquin plenament la legislació d'energia, especialment el tercer paquet del mercat interior, i farà complir estrictament les normes de competència del Tractat.

2. La UE necessita diversificar el seu subministrament de gas i fer que sigui més resistent a les interrupcions del subministrament.

§ La Comissió desenvoluparà un paquet de resiliència i diversificació que inclourà la revisió del Reglament de subministrament de gas⁴⁶ el 2015- 2016.

§ La Comissió prepararà una estratègia global per aprofitar millor el potencial del gas natural liquat (GNL) i de

⁴³ El 24.10.2014 el Consell Europeu ratifica la composició de la Comissió Europa proposada pel president Jean Claude Juncker, que ha de governar fins al 2019.

⁴⁴ El Pla Juncker va ser referendat pel Consell Europeu de 18.12.2014. Consulta a http://ec.europa.eu/priorities/docs/pg_es.pdf#page=5. El 13.01.2015 la Comissió proposa el projecte legislatiu sobre el Fons Europeu d'Inversions Estratègiques, que ha de ser aprovat d'acord amb el procediment de codecisió pel Parlament i el Consell. En el Consell Europeu de desembre de 2014 s'insta els legisladors de la UE a aconseguir un acord sobre aquesta proposta abans de final de juny de 2015 per tal que les inversions puguin activar-se a mitjans de 2015. *El Parlament dona llum verda a la creació d'aquest Fons el 20.04.2015.*

⁴⁵ Comunicació de la Comissió al Parlament Europeu, al Consell, al Comitè Econòmic i Social Europeu, al Comitè de les Regions i al Banc Europeu d'Inversions *A framework strategy for a resilient Energy Union with a forward-looking climate change policy*. COM (2015) 80 final, de 25.02.2015, aprovada pel *Consell de 19 i 20 de març de 2015.*

⁴⁶ Reglament (UE) núm. 994/2010 del Parlament Europeu i del Consell, de 20 d'octubre de 2010, sobre mesures per garantir la seguretat del subministrament de gas i pel qual es deroga la Directiva 2004/67/CE del Consell. DOUE L 295/1, de 12.11.2010.

l'emmagatzemament.

§ La Comissió treballarà amb els estats membres per desenvolupar l'accés a proveïdors alternatius, inclosos els de la ruta del Corredor Meridional,⁴⁷ el Mediterrani i Algèria, per disminuir les dependències existents en els proveïdors individuals.

3. Els acords intergovernamentals han de complir íntegrament la legislació de la UE i han de ser més transparents.

§ La Comissió proposarà el 2016 una revisió de la decisió sobre els acords intergovernamentals per assegurar la compatibilitat amb la legislació de la UE abans de negociar els acords (en l'actualitat els controls són posteriors a la celebració de l'acord). Proposarà opcions per garantir que la UE parla amb una sola veu en les negociacions amb tercers països. S'ha de reforçar la transparència dels contractes comercials de subministrament de gas.

4. Una infraestructura correcta és una condició prèvia per a la realització del mercat de l'energia, la integració de les energies renovables i la seguretat del subministrament.

§ La Comissió donarà suport a l'execució de grans projectes d'infraestructura, en particular els projectes d'interès comú, a través dels medis financers disponibles, com el mecanisme Connectar Europa, el Fons Estructural i d'Inversió i el futur Fons Europeu d'Inversions Estratègiques per aconseguir els fons públic i privats necessaris.⁴⁸

§ La Comissió reunirà informació sobre els projectes d'infraestructura finançats per la UE per donar més coherència i maximitzar-ne l'impacte.

§ La Comissió crearà un fòrum dedicat a infraestructures energètiques per discutir el progrés en els principals projectes d'infraestructura amb els estats membres, els grups de cooperació regionals i les institucions de la UE. La primera reunió es preveu per a finals de 2015.

5. S'ha de revisar el disseny actual del mercat interior de l'energia per eliminar les fissures de l'actual i beneficiar els ciutadans, garantir la seguretat del subministrament, integrar les energies renovables al mercat i subsanar la descoordinació dels mecanismes de capacitat en els estats membres.

§ La Comissió proposarà legislació en matèria de seguretat del subministrament d'electricitat el 2016.

§ La Comissió proposarà un nou disseny del mercat elèctric europeu el 2015, que serà seguit per propostes legislatives el 2016.

6. S'ha de desenvolupar el marc regulatori implantat pel tercer paquet del mercat interior de l'energia per aconseguir un mercat interior per als ciutadans i les empreses.

§ La Comissió revisarà el 2015-2016 el marc regulatori, en particular el funcionament de l'Agència de Cooperació dels Reguladors d'Energia (ACER) i de les xarxes europees de gestors de xarxes de transport (ENTSO-E i ENTSO-G)⁴⁹ i proposarà mesures adequades per reforçar el marc regulador europeu.

7. Els enfocaments regionals són una part important de l'evolució cap a un mercat interior de l'energia totalment integrat.

§ La Comissió guiarà la cooperació regional i participarà activament en els organismes regionals de cooperació amb els estats membres i les parts interessades.

⁴⁷ Dissenyat per subministrar gas natural procedent del Mar Caspi a Europa.

⁴⁸ En general les infraestructures energètiques les financen el mercat i les tarifes abonades pels usuaris. Només requeriran subvencions els projectes que, tot i no ser viables des del punt de vista comercial, són necessaris per les externalitats que proporcionen: seguretat de subministrament, solidaritat o innovació tecnològica. Hi haurà projectes que podran recórrer a altres mètodes de finançament amb més efecte pal·lanca que les subvencions o ajuts directes. En aquest context es fa referència als instruments financers que formen part del Mecanisme Connectar Europa i sobretot al Fons Europeu per a Inversions Estratègiques.

⁴⁹ Associacions europees de gestors de xarxes de transport.

8. Una major transparència en els costos i preus de l'energia, així com en el nivell de suport públic, millorarà la integració del mercat i identificarà les distorsions del mercat interior.

§ La Comissió elaborarà informes bianuals sobre els preus de l'energia, analitzarà en profunditat el paper dels impostos, taxes i subsidis i procurarà l'eliminació dels preus regulats per sota del cost.

§ En l'àmbit nacional i local s'han de prendre mesures per protegir els consumidors vulnerables a través de polítiques socials.

9. La UE s'ha autoimposat l'objectiu d'aconseguir almenys el 27% d'estalvi d'energia per al 2030.

§ El 2015 i 2016, la Comissió revisarà tota la legislació sobre eficiència energètica i proposarà modificacions, quan calgui, per aconseguir l'objectiu de 2030.

§ Els Estats membres i les regions hauran de fer un major ús dels fons europeus per la rehabilitació d'edificis.

10. L'edificació té un enorme potencial per millorar l'eficiència energètica. Modernitzar els edificis existents perquè siguin energèticament eficients i facin ús de calefacció i refrigeració eficients reduirà la importació d'energia a la UE, reforçarà la seguretat energètica i reduirà els costos d'energia per a les llars i les empreses.

§ La Comissió desenvoluparà una iniciativa de "finançament intel·ligent per a edificis intel·ligents" per fer els edificis existents més eficients energèticament.

§ La Comissió proposarà una estratègia per facilitar la inversió en calefacció i refrigeració.

11. La UE ha d'accelerar l'eficiència energètica i la descarbonització del sector del transport, el canvi progressiu cap als combustibles alternatius i la integració dels sistemes d'energia i transport.

§ La Comissió proposarà un paquet integral del transport per carretera promovent preus més eficients de les infraestructures, la posada en marxa de solucions intel·ligents de transport i la millora de l'eficiència energètica.

§ La Comissió prendrà noves mesures per crear les condicions de mercat adequades per a una major utilització de combustibles alternatius i per promoure encara més l'adquisició de vehicles nets. Això s'assolirà combinant mesures nacionals, regionals i locals amb el suport de la UE.

12. La UE va acordar un marc climàtic i de l'energia per al 2030 al Consell Europeu d'octubre de 2014. La UE proporcionarà una ambiciosa contribució a les negociacions internacionals sobre el clima.

§ La Comissió proposarà canvis normatius per aconseguir l'objectiu de reducció de les emissions de gasos amb efecte d'hivernacle acordat al Consell Europeu d'octubre de 2014. Aquests canvis afectaran tant el règim de comerç de drets d'emissió com els sectors que n'estan exclosos.⁵⁰

§ 13. La UE ha acordat l'objectiu d'assolir un mínim 27% d'energies renovables per al 2030.

§ La Comissió proposarà un nou paquet d'energies renovables el 2016-2017, que inclourà una nova política per a la biomassa i els biocombustibles, així com la legislació per garantir que l'objectiu del 2030 s'assoleix de la manera més rendible possible.

14. La UE necessita desenvolupar una estratègia de recerca i innovació en l'àmbit de l'energia i el clima encarada al futur per mantenir el lideratge tecnològic europeu i ampliar les oportunitats d'exportació.

15. La UE utilitzarà tots els instruments de política exterior per assegurar que una UE forta i unida participa constructivament amb els seus socis i parla amb una sola veu en matèria d'energia i clima.

§ La Comissió, amb l'alt representant/vicepresident i els estats membres, revitalitzarà la diplomàcia en matèria

⁵⁰ En l'actualitat està en tramitació la reforma del règim del comerç de drets d'emissió a partir de la introducció d'una reserva d'estabilitat del mercat.

d'energia i clima.

- § La Comissió desenvoluparà una agenda activa per enfortir la cooperació amb tercers països, incloent les energies renovables i l'eficiència energètica.
- § La Comissió farà ple ús de la política comercial exterior per promoure l'accés als recursos energètics i als mercats estrangers per a l'energia, la tecnologia i els serveis europeus.

D'altra banda, el programa de treball de la nova Comissió Europea també preveu revisar o retirar fins a 80 propostes legislatives pendents. Entre els projectes que es retiren hi ha la Directiva sobre un marc europeu per a la fiscalitat dels productes energètics i l'electricitat. Així mateix, el programa de treball preveu 79 noves accions que s'han de desenvolupar, entre les quals cal destacar l'avaluació de les Directives 2009/28/CE relativa a la promoció de les energies renovables i de la Directiva 98/70/CE sobre qualitat dels combustibles.

3.2. ESPANYA I CATALUNYA

3.2.1. MARC COMPETENCIAL EN MATÈRIA D'ENERGIA

La delimitació constitucional del marc competencial en matèria d'energia és complexa, atès que hi incideixen diferents títols sectorials. Així, a l'Estat li correspon la competència exclusiva sobre les bases del règim energètic (article 149.1.25 CE). L'abast de la legislació bàsica és en principi limitat, atès que l'Estat no pot esgotar la regulació de la matèria i ha de deixar marge de desenvolupament normatiu a les comunitats autònomes que hagin assumit competència.

D'altra banda, també correspon a l'Estat la competència exclusiva sobre les bases i la coordinació de la planificació general de l'activitat econòmica (article 149.1.13 CE). Aquest títol té abast general i limita les competències autonòmiques, fins i tot en matèries en què han assumit competències exclusives. Altres títols competencials en els quals s'empara la competència estatal són la legislació bàsica sobre contractes i concessions administratives (article 149.1.18 CE) i les obres públiques d'interès general o la realització de les quals afecti més d'una comunitat autònoma (article 149.1.24 CE). Així mateix, l'Estat té competència exclusiva en matèria de legislació bàsica sobre protecció del medi ambient.

Aquesta competència es complementa en matèria d'electricitat amb el reconeixement de la competència exclusiva de l'Estat (article 149.1.22 CE) per autoritzar les instal·lacions elèctriques quan el seu aprofitament afecti una altra comunitat o el transport d'energia surti del seu àmbit territorial així com per legislar, ordenar i concedir els recursos i aprofitaments hidràulics quan les aigües discorren per més d'una comunitat autònoma. S'aplica per tant un criteri de territorialitat en sentit ampli: no es té en compte únicament el lloc d'emplaçament de la instal·lació sinó que inclou el destí de l'electricitat produïda o transportada i el caràcter supraterritorial de les aigües utilitzades en l'aprofitament hidràulic. En la resta de casos, l'autorització de les instal·lacions i dels aprofitaments hidràulics correspondria a les comunitats autònomes que haguessin assumit la competència corresponent. En l'apartat relatiu a electricitat s'analitza el desenvolupament que en aquest àmbit ha fet la Llei del sector elèctric.

La jurisprudència constitucional ha interpretat l'abast dels títols competencials esmentats. En matèria d'hidrocarburs, que no compta amb títol competencial específic, la jurisprudència constitucional ha abordat també la competència sobre les instal·lacions. La STC 108/1996 estableix que els criteris determinants per delimitar les competències estatals i autonòmiques són el caràcter intra o extra comunitari de l'aprofitament i del transport, de manera que si l'aprofitament energètic afecta més d'una comunitat autònoma o el transport surt de l'àmbit territorial d'una comunitat autònoma, la competència sobre la instal·lació és estatal i, en cas contrari, autonòmica.

A la Generalitat de Catalunya, segons l'article 133 de l'Estatut d'Autonomia (EAC), li correspon la competència compartida en matèria d'energia, que, atès l'article 111 EAC, comprèn la potestat legislativa, la potestat reglamentària i la funció executiva, en el marc de les bases que fixi l'Estat. En exercici d'aquestes competències, la Generalitat pot establir polítiques pròpies que el Parlament ha de desplegar i concretar per mitjà d'una llei.

L'EAC especifica que la competència en matèria d'energia inclou:

- § La regulació de les activitats de producció, emmagatzematge i transport d'energia, l'atorgament de les autoritzacions de les instal·lacions que transcorrin íntegrament pel territori de Catalunya i l'exercici de les activitats d'inspecció i control de totes les instal·lacions existents a Catalunya.

- § La regulació de l'activitat de distribució d'energia que s'acompleixi a Catalunya, l'atorgament de les autoritzacions de les instal·lacions corresponents i l'exercici de les activitats d'inspecció i control de totes les instal·lacions existents a Catalunya.
- § El desplegament de les normes complementàries de qualitat dels serveis de subministrament d'energia.
- § El foment i la gestió de les energies renovables i de l'eficiència energètica.
- § Participar, per mitjà de l'emissió d'un informe previ, en el procediment d'atorgament de l'autorització de les instal·lacions de producció i transport d'energia que ultrapassen el territori de Catalunya o si l'energia és objecte d'aprofitament fora d'aquest territori. Atesa la Sentència del Tribunal Constitucional núm. 31/2010 (Fonament jurídic 79), aquest informe és preceptiu però no vinculant i per tant no qüestiona ni limita la competència estatal regulada a l'article 149.1.22 CE que atribueix a l'Estat «l'autorització de les instal·lacions elèctriques quan el seu aprofitament afecti una altra Comunitat o el transport d'energia surti del seu àmbit territorial». Aquest informe és per tant un instrument de cooperació entre ambdues administracions per al millor exercici de les seves competències respectives.
- § Participar en la regulació i la planificació d'àmbit estatal del sector de l'energia que afecti el territori de Catalunya. Atesa la Sentència del Tribunal Constitucional núm. 31/2010 (Fonament jurídic 79) res no s'oposa a què l'Estatut d'Autonomia, norma institucional bàsica de la comunitat autònoma, estableixi la seva participació en els termes de generalitat amb que es formula. A l'Estat, que és el titular de la competència en matèria de planificació, li correspon concretar l'abast i el mode de la participació autonòmica que no es pot substanciar respecte als òrgans decisoris de l'Estat ni impedir o menyscar el lliure i ple exercici de les competències estatals i que ha de limitar-se a la típica facultat d'estímul i incentivació de l'exercici d'una determinada competència per part de qui n'és l'exclusiu titular jurídic.

En desenvolupament de les competències que li atribueix l'EAC, a Catalunya es va aprovar la Llei 18/2008 de garantia i qualitat del subministrament elèctric.⁵¹

Així mateix, cal tenir en compte la competència autonòmica en matèria d'ordenació del territori i urbanisme; de desenvolupament i execució de la legislació bàsica en matèria de protecció del medi ambient i en matèria de protecció dels consumidors i usuaris.

D'altra banda, cal tenir en compte l'inici de la tramitació de la Llei de canvi climàtic,⁵² que té per objectiu contribuir a l'assoliment d'una societat competitiva, innovadora i sostenible, amb baixes emissions de carboni i millor adaptada als impactes del canvi climàtic. En l'Avantprojecte es constata que cal disposar d'un marc legal propi adaptat a la realitat política, social, econòmica, ambiental i cultural de Catalunya que permeti clarificar i desenvolupar de forma plena tots aquells aspectes que en matèria de política climàtica han de guiar les accions de les institucions i de la societat catalanes per dotar de més solidesa l'actuació i per vetllar per la coherència amb els seus objectius en els àmbits amb concurrència de competències amb l'Administració General de l'Estat, sobretot en camps com l'energia.

L'Avantprojecte parteix de la base que és una norma substancialment ambiental; s'ha de reconèixer que incideix també en d'altres àmbits sectorials, entre els quals, l'energia. En aquest àmbit recorda la competència compartida en matèria d'energia, que inclou en tot cas el foment i la gestió de les energies renovables i de l'eficiència energètica. L'Avantprojecte constata que per abordar la lluita contra les causes de l'escalfament global són clau les polítiques energètiques i totes aquelles altres polítiques que incideixen bé sigui sobre l'oferta d'aquesta energia com, molt especialment, sobre la seva demanda, afavorint uns models de consum eficients i responsables en àmbits com el transport, la mobilitat, l'urbanisme, l'habitatge, etc.

Els objectius de l'Avantprojecte són, segons la seva exposició de motius: aconseguir que Catalunya redueixi tant les emissions de gasos amb efecte d'hivernacle com la vulnerabilitat als impactes del canvi climàtic, tot i afavorint la transició cap a un model baix d'emissions en GEH i, alhora, estimulants l'estalvi i l'eficiència en l'ús dels recursos (energia, aigua, sòl, materials, residus); reforçar les diverses estratègies i plans que s'han elaborat durant els darrers anys en l'àmbit del canvi climàtic; promoure i garantir la coordinació de tots els instruments de planifica-

⁵¹ Llei 18/2008 de garantia i qualitat del subministrament elèctric. DOGC núm. 5288, de 31.12.2008. Aquesta norma s'ha d'interpretar segons els termes de l'Acord de la Subcomissió de Seguiment Normatiu, Prevenció i Solució de Conflictes de la Comissió Bilateral Generalitat-Estat. BOE núm. 262, de 30.10.2009.

⁵² Edicte de 25 de maig de 2015 pel que es posa a informació pública l'Avantprojecte de Llei de canvi climàtic. DOGC núm. 6878, de 25.05.2015.

ció sectorial relacionats amb el canvi climàtic i la coordinació de totes les administracions públiques catalanes, així com el foment de la participació de la ciutadania, dels agents socials i dels agents econòmics; esdevenir un país avançat en la investigació i implementació de noves tecnologies; i finalment, visualitzar el paper de Catalunya al món, tant en els projectes de cooperació com en la participació als fòrums globals de debat sobre el canvi climàtic.

A continuació es fa l'anàlisi dels principals trets del marc normatiu de les infraestructures relatives a l'electricitat, el petroli i el gas.

3.2.2. ELECTRICITAT

La norma fonamental en aquest àmbit és la Llei 24/2013 del sector elèctric (LSE).⁵³ Aquesta norma manté els principis generals de la Llei 54/1997, que va modificar el marc regulador del sistema elèctric amb l'objectiu de liberalitzar el sector en compliment de la Directiva 96/92/CE sobre normes comunes per al mercat interior de l'electricitat. El Govern de la Generalitat de Catalunya i el Parlament de Catalunya van interposar recurs d'inconstitucionalitat contra l'LSE, pendents de resoldre's en el moment de redactar aquest Informe.⁵⁴

L'LSE s'aprova, segons la seva exposició de motius, pels canvis en el sector elèctric posteriors a la Llei 54/1997, per la impossibilitat de garantir l'equilibri financer del sistema i per la dispersió normativa existent, atesa l'aprovació de nombroses normes en aquest àmbit els darrers cinc anys. Els canvis que l'LSE identifica com a causants i que expliquen en part la necessitat de modificar la Llei 54/1997 són: alt nivell d'inversió en xarxes de transport i distribució; elevada penetració de les tecnologies de generació elèctrica renovables; evolució del mercat majorista amb l'aparició de nous agents i més complexitat de les ofertes i excés de capacitat de les centrals tèrmiques de cicle combinat de gas. Pel que fa a la impossibilitat de garantir l'equilibri financer del sistema, l'LSE considera que existeix un dèficit estructural, agreujat per la manca del creixement de la demanda, com a conseqüència de l'acumulació de desequilibris anuals entre ingressos i costos del sistema elèctric, atès el creixement excessiu de determinats costos sense que es garantís el correlatiu ingrés.

Ambdós factors, l'evolució del sector i la insostenibilitat econòmica, van portar a nombroses modificacions de la Llei 54/1997, la majoria a través de l'aprovació de mesures urgents per reial decret llei. Entre aquestes destaquen:

§ Reial decret llei 6/2009: manté l'objectiu de no aparició de nou dèficit en el sistema elèctric a partir de 2013.⁵⁵

§ Reial decret llei 14/2010: eleva els límits màxims de dèficit que s'havien establert per als anys 2010, 2011 i 2012 en el Reial decret llei 6/2009. A més, aprova altres mesures puntuals de protecció al consumidor i de reducció de determinades partides dels costos i dels ingressos del sistema. Entre altres, es limita a les instal·lacions fotovoltaïques la quantitat de producció amb dret a rebre compensació i per tant, es limita la quantitat de primes que podien rebre. S'establia l'obligació dels productors d'energia de fer front a un peatge de generació, atesa la incidència d'aquesta activitat en el desenvolupament de les xarxes de transport i distribució.⁵⁶

⁵³ Llei 24/2013, de 26 de desembre, del sector elèctric. BOE núm. 310, de 27.12.2013.

⁵⁴ El Govern de la Generalitat formula recurs d'inconstitucionalitat núm. 1908/2014 contra els articles 3.13.a (referit a autoritzacions de determinades instal·lacions per part de l'Estat); 9 (que regula l'autoconsum d'electricitat i estableix un registre estatal per a aquest sector), 15, 33.5 (que preveu un informe de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència, sobre discrepàncies en relació amb l'atorgament o denegació de permisos de connexió a les xarxes, que serà vinculant en determinats supòsits), 38.8 ; 40 (en què s'estipulen les obligacions i drets de les empreses distribuïdores); 43.5 (que habilita els usuaris finals que siguin persones físiques a sotmetre les seves controvèrsies amb les empreses del sector al Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, que regularà el procediment que s'ha de seguir); 46 (dedicat a les obligacions i drets de les empreses comercialitzadores en relació amb el subministrament); 51 (sobre qualitat del subministrament elèctric, en relació amb el 15, que estableix els criteris de xarxes i criteris de funcionament de les instal·lacions de producció subjectes a retribució regulada), i 52 (sobre suspensió del subministrament), i la disposició final segona (en què es precisen els preceptes que són considerats bàsics i els que són d'aplicació general, especificant els respectius títols competencials). El Parlament formula el recurs 1820/2014 contra els articles 9, 40, 43.5, 46, 51, 52.4 i disposició final segona.

⁵⁵ Reial decret llei 6/2009, de 30 d'abril, pel qual s'adopten determinades mesures en el sector energètic i s'aprova el bo social. BOE núm. 111, de 07.05.2009.

⁵⁶ Reial decret llei 14/2010, de 23 de desembre, pel qual s'estableixen mesures urgents per a la correcció del dèficit tarifari del sector elèctric. BOE núm. 312, de 24.12.2010. Convalidat per Acord del Congrés de 26.01.2011. BOE núm. 29, de 03.02.2011. Contra aquesta norma es van formular diversos recursos i qüestions d'inconstitucionalitat. Dels tres recursos d'inconstitucionalitat, dos han estat desestimats per STC 96/2014 (recurs 1603/2011 de Múrcia) i STC 109/2014 (recurs 1750/2011 de València) i resta pendent de resoldre el recurs 5150/2011 formulat per Extremadura.

- § Reial decret llei 1/2012: suspèn els procediments de preassignació de retribució i suprimeix els incentius econòmics per a noves instal·lacions de producció d'energia elèctrica a partir de cogeneració, fonts d'energia renovables i residus, a fi d'evitar la incorporació de nous costos al sistema elèctric.⁵⁷
- § Reial decret llei 13/2012: fixa uns nous criteris per a la regulació de la retribució de les activitats de distribució i transport, amb l'ajust de la retribució corresponent a l'any 2012 i la disminució de l'import que s'havia de satisfer a les empreses de generació d'electricitat, entre d'altres, pel concepte de garantia de potència. També s'aproven mesures per corregir la retribució de l'activitat de generació en els sistemes elèctrics insulars i extrapeninsulars, a través del cost que es reconeixia per l'adquisició de combustible i vinculant el pagament per garantia de potència a la disponibilitat real de les plantes.⁵⁸
- § Reial decret llei 20/2012: incorpora altres mesures addicionals relatives al règim retributiu de les centrals de generació en règim ordinari en els sistemes elèctrics insulars i extrapeninsulars, i va modificar, a més, la retribució de l'activitat de transport, amb l'establiment que la retribució en concepte d'inversió es reconeix per a actius en servei no amortitzats, prenent com a base per a la seva retribució financera el valor net d'aquests.⁵⁹
- § Reial decret llei 29/2012: disposa que els desajustos temporals de liquidacions del sistema elèctric produïts el 2012 tinguessin la consideració de dèficit d'ingressos del sistema de liquidacions elèctric per a aquest any i que generaria drets de cobrament que poden ser cedits pels titulars al Fons de Titulització del Dèficit del Sistema Elèctric, i això amb caràcter addicional als 1.500 milions d'euros de dèficit ja reconegut en la disposició addicional vint-i-unena de la Llei 54/1997, de 27 de novembre, del sector elèctric. D'altra banda, per garantir l'objectiu final per al qual es va establir el mecanisme de preassignació de retribució per a les instal·lacions de règim especial, és a dir, assegurar un règim econòmic amb el pressupost i la condició de la completa execució de la instal·lació en un termini concret, es va introduir una habilitació per a la supressió o la correcció del règim econòmic primat en cas de constatació de l'incompliment de les obligacions que constitueixen pressupost essencial de l'adquisició definitiva d'aquest règim econòmic.⁶⁰
- § Llei 15/2012: reconeix com a objectiu l'harmonització del sistema fiscal amb un ús més eficient i respectuós amb el medi ambient i la sostenibilitat, en línia amb els principis bàsics que regeixen la política fiscal, energètica i ambiental de la Unió Europea. Les principals mesures de la Llei són la creació de tres nous impostos (sobre el valor de la producció d'energia elèctrica; sobre la producció de combustible nuclear gastat i residus radioactius resultants de la generació d'energia nucleoeelèctrica; sobre l'emmagatzemament de combustible nuclear gastat i residus radioactius en instal·lacions centralitzades), es crea el cànon per utilització d'aigües continentals per a la producció d'energia elèctrica;⁶¹ es modifiquen els tipus impositius per la utilització del gas natural; se suprimeixen les exempcions previstes per als productes energètics utilitzats en la producció d'energia elèctrica i en la cogeneració d'electricitat i calor útil; es modifica l'LSE per eliminar el dret a la percepció d'un règim econòmic primat per la venda d'energia generada imputable a la utilització de combustibles en instal·lacions que utilitzin com a energia primària alguna de les energies renovables no consumibles, excepte instal·lacions híbrides entre fonts d'energia renovables consumible i no consumible. A partir de l'entrada en vigor de la Llei la retribució de les activitats regulades i la resta de costos del sistema elèctric se satisfaran

⁵⁷ Reial decret llei 1/2012, de 27 de gener, pel qual es procedeix a la suspensió dels procediments de preassignació de retribució i a la supressió dels incentius econòmics per a noves instal·lacions de producció d'energia elèctrica a partir de cogeneració, fonts d'energia renovables i residus. BOE núm. 24, de 28.01.2012. Convalidat per Acord publicat per Resolució de 09.02.2012. S'han formulat tres recursos d'inconstitucionalitat, pendents de resoldre's en el moment d'aprovar aquest informe: 6084/2012 (Canàries), 6066/2012 (Extremadura) i 6045/2012 (Galícia).

⁵⁸ Reial decret llei 13/2012, de 30 de març, pel qual es transposen directives en matèria de mercats interiors d'electricitat i gas i en matèria de comunicacions electròniques, i pel qual s'adopten mesures per a la correcció de les desviacions per desajustos entre els costos i els ingressos dels sectors elèctric i gasista. BOE núm. 78, de 31.03.2012. Convalidat per Resolució de 25.04.2012.

⁵⁹ Reial decret llei 20/2012, de 13 de juliol, de mesures per garantir l'estabilitat pressupostària i de foment de la competitivitat. BOE núm. 168, de 14.07.2012. Convalidat per Resolució de 19.07.2012. Ha estat modificat en diverses ocasions: Reial decret llei 23/2012, Llei 10/2012, Llei 13/2012, Llei 17/2012, Llei 16/2013, Llei orgànica 9/2013, Llei 24/2013 i Reial decret llei 1/2015. Contra aquesta norma s'han formulat 8 recursos d'inconstitucionalitat i 55 qüestions d'inconstitucionalitat, tots pendents de resoldre's en el moment d'elaborar aquest informe. El Govern de la Generalitat va formular el recurs 1983-2013 contra els articles 1, 2, 8, 22, 27 i 28; les disposicions addicionals 7, 9, 11; disposicions transitòries primera, vuitena, novena, desena, onzena, dotzena i catorzena i les disposicions finals primera, segona, tercera i quarta.

⁶⁰ Reial decret llei 29/2012, de 28 de desembre, de millora de gestió i protecció social en el sistema especial per a treballadors de llar i altres mesures de caràcter econòmic i social. BOE núm. 314, de 31.12.2012. Convalidat per Resolució de 30.01.2013. Per STC 183/2014 es resol el recurs d'inconstitucionalitat 1780/2013 formulat per Andalusia conjuntament contra el Reial decret llei 29/2012, la Llei 15/2012 i el Reial decret llei 2/2013.

⁶¹ Desenvolupat per Reial decret 198/2015, de 23 de març, pel qual es desenvolupa l'article 112 bis del text refós de la Llei d'aigües i es regula el cànon per utilització de les aigües continentals per a la producció d'energia elèctrica en les demarcacions intercomunitàries. BOE núm. 72, de 25.03.2015.

no només amb les tarifes d'accés sinó també amb partides provinents dels pressupostos generals de l'Estat. La Llei preveu compensacions pel cas que algun dels nous tributs recaigui sobre fets imposables gravats per alguna comunitat autònoma i això produeixi una disminució dels seus ingressos.⁶²

- § Llei 17/2012: estableix, entre d'altres, i amb vigència exclusiva per a 2013, que no serien aplicables les limitacions a avals del Fons de Titulització del Dèficit del Sistema Elèctric que estableix la disposició addicional vint-i-unena de la Llei 54/1997, de 27 de novembre, del sector elèctric, relativa a la suficiència dels peatges d'accés i desajustos d'ingressos de les activitats regulades del sector elèctric. També, en coherència amb la Llei 15/2012, de 27 de desembre, va establir una sèrie d'aportacions per finançar els costos del sistema elèctric referits al foment d'energies renovables equivalents a la suma de l'estimació de la recaptació anual corresponent a l'Estat derivada dels tributs inclosos a la Llei de mesures fiscals per a la sostenibilitat energètica i el 90 per cent de l'ingrés estimat per la subhasta dels drets d'emissió de gasos d'efecte d'hivernacle, amb un màxim de 450 milions d'euros.⁶³
- § Reial decret llei 2/2013: introdueix noves mesures per corregir els desajustos entre els costos del sector elèctric i els ingressos obtinguts a partir dels preus regulats, per intentar d'evitar l'assumpció d'un nou esforç per part dels consumidors. Per a això, es va modificar l'índex d'actualització dels costos del sector elèctric, amb la finalitat d'utilitzar una referència més estable que no estigués afectada per la volatilitat dels preus d'aliments no elaborats ni dels combustibles d'ús domèstic, i es van introduir dues opcions de venda de l'energia produïda en instal·lacions de règim especial: la cessió de l'electricitat al sistema amb la percepció d'una tarifa regulada o la venda de l'electricitat al mercat de producció d'energia elèctrica, sense complement de prima.⁶⁴
- § Llei 15/2013: s'estableix el finançament per a l'any 2013 amb càrrec als pressupostos generals de l'Estat de determinats costos del sistema elèctric, ocasionats pels incentius econòmics per al foment a la producció d'energia elèctrica a partir de fonts d'energies renovables i es concedeix un crèdit extraordinari per import de 2.200.000.000 d'euros en el pressupost del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.⁶⁵
- § Reial decret llei 9/2013: entre altres aspectes, estableix un nou règim retributiu per a les instal·lacions de generació d'energia renovable, cogeneració i residus, i una sèrie de principis retributius addicionals per al transport i la distribució d'energia elèctrica, i fixa el concepte de rendibilitat raonable, en línia amb la doctrina jurisprudencial sobre aquest particular sorgida en els últims anys, en una rendibilitat de projecte, que gira, abans d'impostos, sobre el rendiment mitjà en el mercat secundari de les obligacions de l'Estat a deu anys aplicant el diferencial adequat.⁶⁶

L'LSE té per objecte establir la regulació del sector elèctric amb la finalitat de garantir el subministrament d'energia elèctrica i d'adequar-lo a les necessitats dels consumidors en termes de seguretat, eficiència, objectivitat, transparència i al mínim cost. Manté els principis bàsics que ja va establir la Llei 54/1997:

- § El sector elèctric es qualifica com a servei d'interès econòmic general.⁶⁷ En conseqüència, d'acord amb el criteri de la Comissió Europea, es considera una activitat econòmica que produeix resultats en favor del bé públic general i que, sense una intervenció pública, el mercat no faria o faria en condicions diferents pel que fa a qualitat objectiva, seguretat, assequibilitat, igualtat de tracte i accés universal. Per tant, està sotmesa a obligacions específiques que garanteixin que el servei es presta en condicions que li permetin desenvolupar la seva missió.

⁶² Llei 15/2012, de 27 de desembre, de mesures fiscals per a la sostenibilitat energètica. BOE núm. 312, de 28.12.2012. La STC 183/2014 desestima el recurs 1780/2013 interposat per Andalusia en relació amb els articles 4, 5 i 8.

⁶³ Llei 17/2012, de 27 de desembre, de pressupostos generals de l'Estat per a l'any 2013. BOE núm. 312, de 28.12.2013.

⁶⁴ Reial decret llei 2/2013, d'1 de febrer, de mesures urgents en el sistema elèctric i en el sector financer. BOE núm. 29, de 02.02.2013. Convalidat per Resolució de 14.02.2013. La STC 183/2014, que resol el recurs 1780/2013 interposat per Andalusia, declara la pèrdua sobrevinguda del seu objecte respecte dels articles 1, 2 (apartats 1, 2, 5, i 7 a 10), 3 i la disposició addicional única.

⁶⁵ Llei 15/2013, de 17 d'octubre, per la qual s'estableix el finançament amb càrrec als pressupostos generals de l'Estat de determinats costos del sistema elèctric, ocasionats pels incentius econòmics per al foment a la producció d'energia elèctrica a partir de fonts d'energies renovables, i es concedeix un crèdit extraordinari per import de 2.200.000.000 d'euros en el pressupost del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme. BOE núm. 250, de 18.10.2013. Derogada per l'LSE.

⁶⁶ Reial decret llei 9/2013, de 12 de juliol, pel qual s'adopten mesures urgents per garantir l'estabilitat financera del sistema elèctric. BOE núm. 167, de 13.07.2013.

⁶⁷ En la regulació anterior es qualificava com a "servei essencial". El concepte de servei d'interès econòmic general apareix als articles 14 i 106 del TFUE i al Protocol 26 annex en el context de les limitacions derivades del dret de la competència. Ha estat la Comissió Europea qui n'ha aclarit l'abast. Comunicació *Un marc de qualitat per als serveis d'interès general a Europa*, COM (2011) 900 final, de 20.12.2011.

- § La gestió del sistema s'atribueix a dues societats mercantils privades: l'operador del sistema que s'encarrega de la gestió tècnica i l'operador del mercat que s'encarrega de la gestió econòmica. L'operador del mercat és OMI-POLO ESPAÑOL, SA (OMIE), i Red Eléctrica de España, SA és l'operador del sistema.
- § Separació entre activitats regulades (transport i distribució) i les que es poden desenvolupar en règim de lliure competència (generació i comercialització). La separació d'activitats implica també el sotmetiment dels operadors elèctrics a determinades mesures (separació jurídica, funcional i patrimonial) per garantir la independència d'interessos.
- § Llibertat d'accés a les xarxes de transport i distribució previ pagament de peatges.
- § Liberalització de la contractació i elecció del subministrador dels consumidors finals.
- § Existència d'un organisme independent regulador del sector: la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència.⁶⁸
- § L'LSE estableix el seu caràcter bàsic invocant els articles 149.1.13 CE (bases i coordinació de la planificació general de l'activitat econòmica) i 149.1.25 CE (bases del règim miner i energètic). D'aquest caràcter bàsic només se n'exclou la regulació dels procediments administratius, que correspon regular a l'Administració competent.

A continuació s'analitzen les novetats principals introduïdes per l'LSE que, directament o indirecta, afecten les infraestructures elèctriques.

Sostenibilitat econòmica i financera

El principi de sostenibilitat econòmica i financera és un principi rector de l'LSE. D'una banda, implica la capacitat del sistema elèctric per satisfer la totalitat dels seus costos de manera que els ingressos siguin suficients per afrontar-los. D'altra banda, implica que tota mesura que suposi un increment de costos o una reducció d'ingressos per al sistema hagi d'incorporar un increment equivalent d'ingressos o una reducció equivalent d'altres partides de costos que n'asseguri l'equilibri.

Així mateix, per reforçar el principi de sostenibilitat, l'LSE limita els desajustos per dèficit d'ingressos al 2% dels ingressos estimats de cada exercici i del deute acumulat al 5%. Aquests llindars permeten una mínima desviació provocada per circumstàncies conjunturals que poden ser revertits al següent període sense necessitat de modificar els peatges i càrrecs. Si aquests llindars se superen, s'estableix un mecanisme correctiu que consisteix en l'obligació de revisió automàtica dels peatges i càrrecs.

Els desajustos que es produeixen a partir de l'entrada en vigor de l'LSE, sense sobrepassar els llindars esmentats, es finançaran per tots els subjectes del sistema de liquidació de forma proporcional a la retribució que els correspongui per l'activitat que facin, és a dir, no només pels grans operadors. Aquests subjectes tindran dret a recupear les seves aportacions a les liquidacions corresponents als cinc anys següents a l'exercici en què s'haguessin produït i es reconeixerà el tipus d'interès de mercat. Els drets de cobrament no podran cedir-se al Fons de Titulització del Dèficit del Sistema Elèctric.⁶⁹

Anualment, per ordre del ministre d'Indústria, Energia i Turisme amb l'acord previ de la Comissió Delegada del Govern per a Assumptes Econòmics, i amb l'informe previ de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència, s'ha d'aprovar una previsió de l'evolució de les diferents partides d'ingressos i costos del sistema elèctric per als sis anys següents.

⁶⁸ La CNMC, creada per la Llei 3/2013, assumeix les competències de la Comissió Nacional de l'Energia. En referència al sector elèctric assumeix funcions normatives, consultives i de proposta o informe, de resolució de conflictes, d'inspecció i supervisió. La UE ha obert un procediment formal d'infracció contra Espanya (Procediment d'infracció 20142186) per incorrecta transposició de la Directiva 2009/72/EC i 2009/73/EC, atès que la tasca de l'organisme regulador sovint es veu obstaculitzada per la manca d'independència respecte dels governs, així com per la insuficiència del poder i del seu marge discrecional. El Govern té dos mesos, a partir de 27.02.2015, per presentar observacions sobre els incompliments que la Comissió li ha notificat a través de la carta d'emplaçament.

⁶⁹ L'LSE reconeix un dèficit per al 2013 de 3.600 milions d'euros sense perjudici dels desajustos temporals que puguin produir-se, que genera drets de cobrament els 15 anys següents. Per Reial decret 1054/2014 (BOE núm. 301, de 13.12.2014) es regula el procediment de cessió dels drets de cobrament del dèficit del sistema elèctric de l'any 2013 i es desenvolupa la metodologia de càlcul del tipus d'interès que meritaran els drets de cobrament d'aquest dèficit i, si escau, els desajustos temporals negatius posteriors.

Ingressos del sistema elèctric. El finançament dels costos del sistema correspon als consumidors, a través del pagament dels peatges d'accés i resta de càrrecs. Excepcionalment, però, per als supòsits específicament previstos, els costos del sistema es financen també a través de partides provinents dels pressupostos generals de l'Estat.⁷⁰

La distinció entre peatges d'accés a les xarxes (pagaments per cobrir els costos de les xarxes de transport i distribució) i càrrecs (pagaments relacionats amb altres aspectes regulats del sistema: règim retributiu específic de l'activitat de generació a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració d'alta eficiència i residus; retribució de l'extracost de l'activitat de producció en els sistemes elèctrics de territoris no peninsulars amb règim retributiu addicional; retribució associada a l'aplicació de mecanismes de capacitat; anualitats corresponents als dèficits del sistema, inclosos els ajustos i interessos que corresponguin) és una novetat de l'LSE per ajustar-se a la normativa comunitària. El ministre d'Indústria, Energia i Turisme, amb l'acord previ de la Comissió Delegada del Govern per a Afers Econòmics, ha de dictar les disposicions necessàries per a l'establiment dels preus dels peatges d'accés i dels càrrecs. Els preus dels peatges d'accés s'han d'establir d'acord amb la metodologia establerta per la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència considerant a aquests efectes el cost de la retribució d'aquestes activitats.⁷¹ El Govern establirà l'estructura i les condicions d'aplicació dels peatges d'accés a les xarxes de transport i distribució tenint en compte: les especialitats per nivells de tensió i les característiques dels consums per períodes horaris i potència per als consumidors i, l'energia abocada a les xarxes, per als productors.

Pel que fa als càrrecs, el Govern, amb l'informe previ de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència, ha d'establir la metodologia de càlcul, que pot tenir en compte l'estructura de peatges d'accés existents.

Els peatges i els càrrecs així calculats són únics i no han d'incloure cap tipus d'impostos. No obstant això, en cas que les comunitats autònomes gravin les activitats destinades al subministrament d'energia elèctrica es pot incloure un suplement en el peatge d'accés o càrrec que cobreixi la totalitat del sobrecost i l'han d'abonar els consumidors ubicats en l'àmbit territorial de la comunitat autònoma respectiva. També es pot incloure el suplement territorial en cas que els tributs siguin de caràcter local.⁷²

Aquests càrrecs i peatges d'accés es poden revisar també quan es produeixin circumstàncies que afectin de manera rellevant els costos regulats o els paràmetres utilitzats per al seu càlcul. De tota manera, els càrrecs no es poden revisar a la baixa mentre existeixin dèficits d'anys anteriors.

Per a 2015, els peatges d'accés i els càrrecs es regulen per l'Ordre IET/2444/2014.⁷³

Costos del sistema elèctric. D'acord amb l'LSE, els costos del sistema elèctric són els següents:

- § Retribució de les activitats de transport i distribució.
- § Règim retributiu específic de l'activitat de generació a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració d'alta eficiència i residus.
- § Retribució de l'extracost de l'activitat de producció en els sistemes elèctrics en els territoris no peninsulars amb règim retributiu addicional.⁷⁴
- § Retribució associada a l'aplicació de mecanismes de capacitat, si escau.⁷⁵

⁷⁰ Entre les partides provinents dels pressupostos generals i altres instruments financers s'ha de fer referència a la [Llei 15/2012 de mesures fiscals per a la sostenibilitat energètica](#) (BOE núm. 140, de 10.06.2012) estableix que els ingressos obtinguts dels impostos i cànon que regula (impost sobre la producció elèctrica; impost sobre la producció de combustible nuclear gastat i residus radioactius resultants de la generació d'energia nucleoeelèctrica; cànon per la utilització de les aigües continentals per a la producció d'energia elèctrica) es destinaran a finançar les activitats regulades del sistema elèctric.

⁷¹ Circular 3/2014, de 2 de juliol, de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència, per la qual s'estableix la metodologia per al càlcul dels peatges de transport i distribució de l'electricitat. BOE núm. 175, de 19.07.2014.

⁷² Per ordre del titular del Ministeri de Presidència, a proposta conjunta dels titulars dels ministeris d'Indústria, Energia i Turisme i d'Hisenda i Administracions Públiques cal determinar, amb l'acord previ de la Comissió Delegada del Govern per a Assumptes Econòmics, els tributs i els recàrrecs concrets que s'han de considerar als efectes de l'aplicació dels suplementos territorials esmentats, així com els mecanismes necessaris per a la gestió i la liquidació d'aquests suplementos.

⁷³ [Ordre IET/2444/2014, de 19 de desembre per la que es determinen els peatges d'accés d'energia elèctrica per a 2015](#). BOE núm. 312, de 26.12.2014. L'Associació Espanyola de la Indústria Elèctrica (UNESA) ha formulat recurs contenciós administratiu contra aquesta Ordre, que ha estat admès a tràmit per resolució del Tribunal Suprem de 06.03.2014.

⁷⁴ Article 8 de l'Ordre IET/2444/2014. El Govern pot determinar un concepte retributiu addicional per cobrir la diferència entre els costos d'inversió i explotació de l'activitat de producció d'energia elèctrica desenvolupada als sistemes elèctrics no peninsulars i els ingressos d'aquesta activitat. Aquesta retribució addicional s'ha de basar exclusivament en els sobrecostos derivats de la seva ubicació territorial.

- § Retribució associada als mecanismes que es desenvolupin per aconseguir el funcionament de les unitats de producció d'energia elèctrica que utilitzin fonts de combustió d'energia primària autòctones.⁷⁶
- § Compensació associada a la moratòria nuclear d'acord amb la disposició addicional vuitena de la Llei 40/1994, de 30 de desembre, d'ordenació del sistema elèctric nacional.⁷⁷
- § Dotació del Fons per al Finançament del Pla general de residus radioactius. L'any 2006 es va crear un Fons per a la Gestió dels Residus Nuclears que abasta el seu tractament fins al 2070. Amb anterioritat, aquest cost s'afegia a la factura elèctrica.
- § Taxa de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència i del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.⁷⁸
- § Imputació de la diferència de pèrdues associada al tancament d'energia en el mercat de producció, si escau.⁷⁹
- § Anualitats corresponents al dèficit del sistema elèctric, amb els corresponents interessos i ajustos.⁸⁰

⁷⁵ El mecanisme de capacitat (abans anomenats ajuts per garantia de potència) és un instrument regulatori que s'utilitza als mercats elèctrics de diferents països com a complement del mercat de només energia per incentivar la inversió i la disponibilitat de generació per cobrir la demanda en hores punta del sistema a preus raonables. A l'espera del desenvolupament reglamentari de l'LSE, cal tenir en compte l'Ordre ITC/2794/2007 que establí un sistema de pagaments per capacitat estructurat al voltant de dos incentius: el d'inversió orientat a promoure l'entrada de nova capacitat al sistema a llarg termini i el de disponibilitat, orientat a promoure la disponibilitat existent (a mig termini). La disponibilitat a mig termini ha estat desenvolupada per l'Ordre ITC/3127/2011, que ha estat prorrogada un any per la disposició addicional primera de l'Ordre IET/2444/2014. Aquest període pot adaptar-se si es desenvolupa reglamentàriament el mecanisme de capacitat, tal com preveu l'article 14.5.c LSE. El servei de disponibilitat a mig termini afecta instal·lacions tèrmiques del règim ordinari i altres que contribueixin ràpidament a la cobertura de les puntes de règim ordinari en el sistema i que, a falta de pagament per aquest concepte, podrien deixar d'estar disponibles. Afecta centrals de fuel-oil, centrals de cicle combinat, de carbó, hidràuliques de bombeig pur, bombeig mixt i embassament.

⁷⁶ L'LSE preveu que el Govern pot establir els procediments, compatibles amb el mercat de lliure competència en producció, per aconseguir el funcionament de les unitats de producció d'energia elèctrica que utilitzin fonts de combustió d'energia primària autòctones, fins a un límit del 15% de la quantitat total d'energia primària necessària per produir l'electricitat demandada pel mercat nacional, considerada en períodes anuals, adoptant les mesures necessàries adreçades a evitar l'alteració del preu de mercat.

Sota aquesta premissa, a través del Reial decret 134/2010, modificat per Reial decret 1221/2010, es va establir, amb caràcter transitori com a màxim fins a finals de 2014, un servei d'ajust del sistema anomenat "procediment de resolució de restriccions per garantia de subministrament". L'exposició de motius constata que la garantia de subministrament posa de manifest la importància de mantenir oberta l'opció dels combustibles d'origen autòcton. Constata també la fiabilitat de les centrals elèctriques que utilitzen carbó com a combustible així com el caràcter estratègic de la producció amb carbó autòcton. S'obligava 9 centrals a participar en el mecanisme presentant a la CNE cartes de compromís d'adquisició de carbó autòcton. A través de resolució s'establia la quantitat que calia comprar anualment a cada subministrador. El mecanisme pel qual, en determinats supòsits, es retira la producció de determinades unitats i se substitueix per la d'altres unitats que fan servir carbó autòcton com a combustible. A canvi, els Mw produïts amb aquest carbó entren al mercat amb un preu fix.

A partir de l'1 de gener de 2015 les elèctriques són lliures de comprar el carbó on vulguin. De moment no s'ha establert alternativa a aquesta obligació, i a partir de gener de 2015 les elèctriques són lliures de comprar el carbó on vulguin, si bé el Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme ha encarregat a Red Eléctrica de España que elabori un procediment que permeti la creació d'un forat tèrmic i faciliti el consum de carbó autòcton fins al 7,5% de generació elèctrica. En el moment d'elaborar aquest Informe, hi ha en tramitació una ordre que, partint de la possibilitat de donar suport a les fonts autòctones i també dels pagaments de capacitat a canvi que les centrals estiguin disponibles, estableix un nou incentiu al consum de carbó espanyol, que consisteix en una retribució en funció de la potència instal·lada (en euros/MW) lligada a les inversions en millores medioambientals (desnitricació o reducció d'emissions d'òxid nitrogen a les quals obliga la normativa europea sobre emissions a les centrals que vulguin seguir en funcionament més enllà de la seva vida útil) per a aquelles centrals que utilitzin mineral autòcton com a combustible principal. El Projecte d'ordre es notificarà a la Comissió Europea com a ajut d'Estat. La Comissió valorarà si li dona el seu vistiplau.

⁷⁷ Article 8 de l'Ordre IET/2444/2014. L'any 2015 se salden els últims imports pendents dels 5.717,91 milions abonats des de 1996 per la paralització de 5 projectes de construcció de centrals nuclears avalats per l'Estat (Lemóniz I i II, Valdecaballeros I i II i Trillo I).

El Pla energètic nacional de 1983 va incloure la desacceleració del programa de construcció de centrals nuclears a Espanya. El Pla de 1991 va convertir la moratòria en obligatòria en apostar per la generació elèctrica amb gas. En contrapartida de la moratòria es va reconèixer una compensació de 3.800 milions. La Llei d'ordenació del sistema elèctric nacional de 1994 va establir que la compensació es faria amb un recàrrec a la factura dels consumidors d'electricitat per un termini màxim de 25 anys. S'admetia la possibilitat de cedir el dret de compensació a tercers, que es va aplicar el 1996 a través del fons de titulització d'actius resultants de la moratòria nuclear, que es liquidarà el 2015, abans del termini màxim previst, com a conseqüència d'haver pagat el deute amb antelació. La moratòria va finalitzar el 1997 amb l'aprovació de la Llei 54/1997, i des de llavors es poden construir aquests tipus de central prèvia autorització.

⁷⁸ Article 8. de l'Ordre IET/2444/2014.

⁷⁹ A les xarxes de transport i distribució es produeixen una sèrie de pèrdues que es carreguen als consumidors. Aquestes pèrdues es quantifiquen mesurant en generació, subestacions i punts de subministrament. Les pèrdues globals són la diferència entre l'energia generada pels productors, mesurada en barres de central, que és la que s'ofereix al mercat i l'energia mesurada en els punts de consum. La regulació de la quantificació d'aquestes pèrdues és a la disposició addicional quarta i a la disposició transitòria del Reial decret 216/2014. El saldo resultant es considera ingrés o cost liquidable del sistema i com a tal s'ha d'incloure a les liquidacions de les activitats regulades d'acord amb el previst pel Reial decret 2017/1997 pel qual s'organitza i regula el procediment de liquidació dels costos de transport, distribució i comercialització a tarifa dels costos permanents del sistema i dels costos de diversificació i seguretat d'abastiment. BOE núm. 310, de 27.12.1997.

⁸⁰ Article 8 de l'Ordre IET/2444/2014.

- § Mesures de gestió de la demanda. L'LSE (article 49), com feia també la L54/1997, recull la potestat de l'Administració per adoptar mesures que incentivin la millora del servei als usuaris i l'eficiència i l'estalvi energètics i admet que el compliment dels objectius d'aquestes mesures doni lloc al reconeixement dels costos en que s'incurri. Entre aquestes mesures s'ha de fer referència al servei d'interrompibilitat que consisteix en la reducció de la potència activa per part dels grans consumidors d'energia elèctrica en resposta a l'ordre de reducció donada per l'operador del sistema (REE). A canvi d'aquest servei es percep una retribució. S'estableix un mecanisme de subhasta, gestionat per REE, amb el qual s'assignaran blocs de reducció de demanda de 5 MW i 90 MW mentre que anteriorment era suficient una autorització del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme. La regulació del servei d'interrompibilitat es troba a l'Ordre IET/2013/2013 i al seu desenvolupament reglamentari.⁸¹
- § Gestió tècnica i econòmica del sistema en cas de desajust entre els ingressos i la retribució d'aquestes activitats de conformitat, i l'import recaptat a través dels preus regulats que cobren als agents.
- § Qualsevol altre cost atribuït expressament per una norma amb rang legal la finalitat del qual respongui exclusivament a la normativa del sector elèctric.

El principi de sostenibilitat econòmica i financera té el seu reflex en el règim retributiu de les activitats destinades al subministrament de l'energia elèctrica que s'analitzarà en cadascun dels apartats corresponents. L'LSE incorpora els canvis importants que s'han anat introduint en el règim retributiu de les activitats regulades sobretot des de 2010.

Per a les activitats amb retribució regulada, l'LSE estableix que s'han de considerar els costos necessaris per tal que d'una **empresa eficient i ben gestionada** dugui a terme l'activitat, mitjançant l'aplicació de criteris homogenis en tot el territori espanyol. Aquests règims econòmics han de permetre l'obtenció de rendibilitats adequades en relació amb el risc de l'activitat.

S'admet l'establiment d'un règim singular per als sistemes elèctrics no peninsulars (anteriorment denominats territoris insulars i extrapeninsulars) per al qual es tenen en consideració exclusivament els extracostos d'aquests sistemes elèctrics associats al seu caràcter aïllat.

La gestió tècnica i econòmica del sistema incorpora en la retribució de l'operador del sistema incentius a la reducció de costos del sistema derivats de l'operació.

Pel que fa a la producció, deixa de distingir-se entre règim ordinari i especial, que corresponia a la producció a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració i residus, sense perjudici de les consideracions singulars que sigui necessari establir. En aquesta línia, s'estableixen singularitats per al règim retributiu de les energies renovables, cogeneració i residus, que es basa en la participació necessària en el mercat i es complementa amb una retribució regulada específica que permeti que aquestes tecnologies competeixin en nivell d'igualtat amb la resta de tecnologies en el mercat. Més endavant s'exposen les peculiaritats d'aquesta retribució específica.

L'LSE introdueix el concepte de període regulador en la determinació dels règims retributius i introdueix eines de flexibilitat amb la finalitat d'adaptar les retribucions a la situació cíclica de l'economia i a les necessitats del sistema, conjugant la necessitat d'estabilitat i previsibilitat per als agents amb l'exigència d'adaptació dels règims retributius.

Planificació

La planificació elèctrica té per objecte preveure les necessitats del sistema elèctric per garantir el subministrament d'energia a llarg termini, així com definir les necessitats d'inversió en noves instal·lacions de transport d'energia elèctrica, tot això amb els principis de transparència i de mínim cost per al conjunt del sistema.

⁸¹ L'Ordre IET/2013/2013 és desenvolupada per resolucions de la Secretaria d'Estat d'Energia. En concret per dues resolucions d'1 d'agost de 2014 que aproven les regles del procediment competitiu de subhastes per l'assignació del servei de gestió de la demanda d'interrompibilitat, el model d'adhesió al marc legal establert per la participació de les subhastes i els procediments d'operació del sistema elèctric 14.11 "Liquidació i facturació del servei de gestió de la demanda d'interrompibilitat" i 15.2 "Servei de gestió de la demanda d'interrompibilitat". Així mateix, per Resolució de 10.10.2014 s'aproven les característiques del procediment competitiu de subhastes per l'assignació del servei de gestió de la demanda d'interrompibilitat i per Resolució de 29.10.2014 s'aprova el procediment del sistema de comunicació, execució i control del servei d'interrompibilitat.

Caràcter indicatiu/caràcter vinculant. Com a manifestació del principi de lliure iniciativa empresarial, la planificació és merament indicativa, excepte pel que fa a la xarxa de transport, que és vinculant. No obstant això, a través de la Llei 32/2014 de metrologia es modifica l'LSE per introduir un mecanisme de flexibilitat per al procediment de planificació. Atès que els procediments de tramitació d'algunes infraestructures de la xarxa de transport d'electricitat superen els sis anys que es determina com a període de planificació, s'estableix que es pot incloure un annex no vinculant amb les instal·lacions de la xarxa de transport que es consideri necessari posar en servei durant els anys posteriors a l'horitzó de la planificació. La inclusió de la instal·lació té efectes únicament per iniciar els tràmits administratius pertinents. Es garanteix en qualsevol cas que no es generin drets per als interessats com autorització d'accés i/o connexió a la xarxa de transport, declaració d'impacte ambiental o autorització administrativa, entre d'altres. Abans de dictar les resolucions que correspongui, podrà acordar-se'n la suspensió fins que les instal·lacions s'incloguin a la planificació elèctrica vinculant.

Competència. La planificació elèctrica l'ha de fer l'Administració general de l'Estat, amb la participació de les comunitats autònomes i ciutats de Ceuta i Melilla. Requereix informe de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència i tràmit d'audiència. Ha de ser sotmesa al Congrés dels Diputats, d'acord amb el que preveu el seu Reglament, amb caràcter previ a la seva aprovació pel Govern

Període de planificació. La planificació elèctrica ha d'abastar períodes de sis anys.

Contingut de la planificació. L'LSE estableix el contingut següent de la planificació:

- § Amb caràcter indicatiu, diversos escenaris sobre l'evolució futura de la demanda elèctrica incloent-hi una anàlisi de sensibilitat en relació amb la possible evolució de la demanda davant canvis en els principals paràmetres i variables que la determinen i una anàlisi dels criteris que condueixen a la selecció d'un escenari com el més probable. Sobre l'escenari seleccionat s'han d'analitzar els recursos necessaris per satisfer-la i sobre les necessitats de nova potència, tot això en termes que fomentin un equilibri adequat entre l'eficiència del sistema, la seguretat de subministrament i la protecció del medi ambient.
- § Estimació de la capacitat mínima que ha de ser instal·lada per cobrir la demanda prevista amb criteris de seguretat del subministrament i competitivitat, diversificació energètica, millora de l'eficiència i protecció del medi ambient.
- § Previsions relatives a les instal·lacions de transport i distribució d'acord amb la previsió de la demanda d'energia elèctrica, que siguin òptimes de conformitat amb l'anàlisi de cost i el benefici de les diferents opcions o nivells d'adequació del sistema per atendre la demanda, tot garantint la seguretat del subministrament.
- § L'establiment de les línies d'actuació en matèria de qualitat del servei, tendents a la consecució dels objectius de qualitat.
- § Les actuacions sobre la demanda que optimitzin la gestió dels recursos i fomentin la millora del servei prestat als usuaris, com també l'eficiència i l'estalvi energètics.
- § L'evolució de les condicions del mercat de producció per a la consecució de la garantia de subministrament.
- § Els criteris de protecció mediambiental que han de condicionar les activitats de subministrament d'energia elèctrica, amb la finalitat de minimitzar l'impacte ambiental produït per aquestes activitats.

Plans de desenvolupament de la xarxa de transport. Els plans de desenvolupament de la xarxa de transport han d'incloure les línies de transport i subestacions previstes, abastar períodes de sis anys i incloure criteris i mecanismes de flexibilitat quant a la implementació temporal per adaptar-se a l'evolució real de la demanda d'electricitat, sense perjudici de la seva revisió periòdica quan els paràmetres i les variables que van servir de base per a la seva elaboració hagin variat. Excepcionalment, per acord del Consell de Ministres, previ tràmit d'audiència i informes de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència i de les comunitats autònomes i ciutats de Ceuta i Melilla afectades i escoltat l'operador del sistema, es pot procedir a la modificació d'aspectes puntuals dels plans de desenvolupament quan es produeixi alguna de les situacions següents:⁸²

⁸² Per exemple, es modifica el Pla de desenvolupament de la xarxa de transport d'electricitat inclòs a la planificació dels sectors d'electricitat i gas 2008-2016 a través de l'Ordre IET/1131/2014, de 24 de juny i de l'Ordre IET 1132/2014 de 24 de juny, ambdues publicades al BOE núm. 159, d'01.07.2014.

- § Fet imprevist que pugui afectar de manera significativa la garantia i la seguretat de subministrament.
- § Nous subministraments l'alimentació dels quals, per motius tècnics, únicament es pugui fer des de la xarxa de transport i aquesta no es pugui realitzar amb la planificació de la xarxa de transport vigent.
- § Raons d'eficiència econòmica del sistema.

Aquestes actuacions poden ser proposades per l'operador del sistema i gestor de la xarxa de transport i motivar el seu caràcter excepcional.

El ministre d'Indústria, Energia i Turisme, a proposta de l'operador del sistema i amb l'informe previ de la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència, pot aprovar programes d'execució anual de les instal·lacions per a la realització dels plans de desenvolupament inclosos en la planificació elèctrica, en els quals es poden preveure les adaptacions de caràcter tècnic necessàries per a la seva execució.

Sostenibilitat econòmica i financera. La planificació de la xarxa de transport d'energia elèctrica, incloent-hi les eventuais revisions que se'n puguin fer, s'ha de portar a terme d'acord amb el principi de sostenibilitat econòmica i financera del sistema elèctric i, en tot cas, tenint en compte els límits d'inversió anual que s'estableixin per reglament.

Plans indicatius fonts renovables i eficiència energètica. El Govern pot aprovar, amb caràcter indicatiu, plans relatius a l'aprofitament energètic de les fonts d'energia renovables i d'eficiència energètica en el sector elèctric, per tal d'afavorir el compliment dels objectius que es puguin establir per a Espanya en aquestes matèries, derivats de la pertinença a la Unió Europea.

Coordinació amb plans urbanístics. L'LSE estableix els criteris per garantir la coordinació entre la planificació elèctrica i l'ordenació del territori i la planificació urbanística.

Planificació vigent. La planificació vigent en el moment de redactar el present Informe s'aprova el 30.05.2008 per acord del Consell de Ministres (Planificació dels sectors d'electricitat i gas 2008-2016). Aquesta planificació, d'acord amb el que preveu el Reial decret 1955/2000, ha estat modificada per l'Ordre ITC/2906/2010 i per la Resolució de 27.12.2012 de la Direcció General de Política Energètica i Mines. En el moment de redactar aquest Informe es troba obert un nou procés de planificació de les xarxes de transport d'electricitat iniciat per l'Ordre IET/2598/2012, de 29 de novembre.⁸³

Tal i com s'ha vist en l'apartat relatiu a la distribució competencial en matèria d'energia, l'EAC atribueix a la Generalitat de Catalunya competència per participar en la regulació i la planificació d'àmbit estatal del sector de l'energia que afecti el territori de Catalunya. D'altra banda, en desenvolupament de les competències en matèria d'energia, s'aprova el Pla de l'energia i canvi climàtic de Catalunya 2012-2020,⁸⁴ que es troba en revisió en el moment d'elaborar aquest Informe i s'analitza en el capítol 4.

Autorització administrativa

La construcció, l'explotació, la modificació, la transmissió i el tancament, ja sigui temporal o definitiu, de les instal·lacions de producció, transport i distribució d'energia elèctrica requereixen autorització administrativa prèvia.

Competència. La Constitució atribueix a l'Estat competència exclusiva sobre l'autorització de les instal·lacions elèctriques si l'aprofitament afecta més d'una comunitat autònoma o si l'energia és transportada fora del seu àmbit territorial (article 149.1.22 CE).⁸⁵ L'LSE atribueix a l'Administració general de l'Estat la competència per autoritzar les instal·lacions elèctriques següents:

⁸³ Ateses dues sentències de l'Audiència Nacional de 31.10.2012 que van anul·lar la part de l'Ordre ITC/2906/2010 pel que afecta a les instal·lacions de gas natural, en la primera proposta de planificació que està en tramitació s'acorda diferir la planificació de les xarxes de transport de gas natural fins que es desenvolupi reglamentàriament el procediment de planificació del sector gasista. El maig de 2015 es fa públic l'Informe de sostenibilitat ambiental de la planificació del sector elèctric 2015-2020.

⁸⁴ El PECAC s'aprova per Acord de Govern de 9 d'octubre de 2012. DOGC núm. 6231, d'11.10.2012.

⁸⁵ Vegeu nota a peu de pàgina núm. 53. El Tribunal Constitucional (en jurisprudència constant des de la inicial STC 12/1984, de 2 febrer, FJ 1, fins a la darrera STC 181/2013, de 23 d'octubre, FJ 4) parteix de la base que, per tal que l'Estat pugui autoritzar les instal·lacions elèctriques, és suficient que concorri una de les dues condicions previstes per la norma constitucional: que l'aprofitament afecti una altra comunitat autònoma, o que el transport de l'energia surti del seu respectiu àmbit territorial. Per tal de determinar si té lloc una afectació de l'aprofitament a més d'una comunitat autònoma, la doctrina jurisprudencial més recent (STC 181/2013, FJ 7) accepta, en principi, l'ús pel le-

- § Instal·lacions peninsulars de producció d'energia elèctrica, incloent-hi les infraestructures d'evacuació, de potència elèctrica instal·lada superior a 50 MW elèctrics, instal·lacions de transport primari peninsular i connexions de servei de tensió igual o superior a 380 kV.
- § Instal·lacions de producció incloent-hi les infraestructures d'evacuació, transport secundari, distribució, connexions de servei i línies directes que excedeixin l'àmbit territorial d'una comunitat autònoma, com també les línies directes connectades a instal·lacions de generació de competència estatal.
- § Instal·lacions de producció ubicades al mar territorial.
- § Instal·lacions de producció de potència elèctrica instal·lada superior a 50 MW elèctrics ubicades en els territoris no peninsulars, quan els sistemes elèctrics estiguin efectivament integrats amb el sistema peninsular.
- § Instal·lacions de transport primari i connexions de servei de tensió nominal igual o superior a 380 kV ubicades en els territoris no peninsulars, quan aquests estiguin connectats elèctricament amb el sistema peninsular.

Per tant, atesa l'LSE, correspon a la Generalitat l'autorització de les instal·lacions de producció d'energia elèctrica, incloent-hi les infraestructures d'evacuació, de potència elèctrica instal·lada igual o inferior a 50 MW elèctrics i connexions de servei de tensió inferior a 380 kV quan no excedeixin de l'àmbit territorial de Catalunya. També correspon a la Generalitat l'autorització d'instal·lacions de producció incloent-hi les infraestructures d'evacuació, transport secundari, distribució, connexions de servei i línies directes quan no excedeixin de l'àmbit territorial de Catalunya. En el recurs d'inconstitucionalitat formulat pel Govern de la Generalitat i el Parlament contra, entre d'altres, l'atribució competencial que fa l'LSE, aquests consideren que es difícil sostenir el caràcter supraautonòmic d'aquest tipus d'instal·lacions perquè no forçosament l'energia produïda per aquestes centrals i traslladada en aquestes línies s'integra en el mercat de l'energia elèctrica i es distribueix a tot l'Estat. D'acord amb el Dictamen 7/2014 del Consell de Garanties Estatutàries, previ a la interposició del recurs d'inconstitucionalitat, les instal·lacions de producció d'energia elèctrica de potència elèctrica instal·lada superior a 50 MW elèctrics que no generin un aprofitament fora de l'àmbit territorial de Catalunya són objecte d'autorització per part de la Generalitat.⁸⁶

Pel que fa a les línies de transport primari peninsular i connexions de servei de tensió igual o superior a 380 kV, el Dictamen esmentat considera que, per les seves característiques tècniques (tensió nominal igual o superior a 380 kV), aquestes línies ultrapassen l'àmbit territorial de la comunitat autònoma, però fins i tot les que no l'ultrapassessin no tindrien cap mena de sentit sense la seva interconnexió a la xarxa elèctrica estatal tant en termes d'explotació com d'influència.

Posada en funcionament i modificació. L'LSE distingeix els tipus següents d'autorització administrativa per a la posada en funcionament i modificació:

- § Autorització administrativa prèvia: atorga a l'empresa autoritzada el dret a fer una instal·lació concreta en determinades condicions. Es tramita amb l'avantprojecte de la instal·lació com a document tècnic i, si escau, conjuntament amb l'avaluació d'impacte ambiental.⁸⁷ Quan afecti instal·lacions de generació, el titular ha d'haver obtingut prèviament els permisos d'accés i connexió a les xarxes de transport o distribució corresponents.

Excepcions: Les administracions públiques competents poden eximir determinades modificacions no substancials de sol·licitar l'autorització prèvia. Reglamentàriament s'ha d'establir què es considera modificació substancial. Així mateix, reglamentàriament es podrà eximir determinades instal·lacions de producció de petita potència.

- § Autorització administrativa de construcció: permet al titular construir la instal·lació complint els requisits tècnics exigibles. La sol·licitud ha d'anar acompanyada d'un projecte d'execució i d'una declaració responsable que acrediti el compliment de la normativa que li sigui d'aplicació. La tramitació i resolució de les autoritzacions prèvies i de construcció pot ser consecutiva, coetània o conjunta.

gislador d'un conjunt de criteris que no són estrictament jurídics, sinó tècnics, en estar vinculats a les pròpies característiques tècniques de la instal·lació, com ara el nivell de tensió, la potència elèctrica instal·lada o la seva interconnexió amb la xarxa elèctrica estatal (Dictamen 7/2014, del Consell de Garanties Estatutàries).

⁸⁶ Vegeu també la nota a peu de pàgina 104.

⁸⁷ L'LSE remet al Reial decret legislatiu 1/2008, però cal tenir en compte que aquesta norma ha estat derogada per la [Llei 21/2013, d'avaluació ambiental](#). BOE núm. 296, d'11.12.2013.

Excepcions: Les administracions públiques competents poden eximir determinades modificacions no substancials de sol·licitar l'autorització de construcció. Reglamentàriament es podrà eximir determinades instal·lacions de producció de petita potència.

§ Autorització d'explotació: una vegada executat el projecte, permet posar en tensió les instal·lacions i explotar-les. En qualsevol cas, l'autorització requereix que el promotor acrediti suficientment: les condicions tècniques i de seguretat de les instal·lacions i de l'equip associat; el compliment adequat de les condicions de protecció del medi ambient; les característiques de l'emplaçament de la instal·lació i la seva capacitat legal, tècnica i econòmicofinancera per a la realització del projecte.

L'LSE regula un règim específic dels aprofitaments hidràulics necessaris per a la producció d'energia elèctrica. A tal efecte, remet al Text refós de la Llei d'aigües quan l'establiment d'unitats de producció elèctrica requereixi autorització o concessió administrativa. Així mateix, preveu la possibilitat de regular un procediment simplificat amb un sol expedient i resolució única que reculli l'autorització de les unitats de producció i la concessió de l'ús de les aigües que aquelles han d'utilitzar.

Transmissió i tancament. L'LSE requereix autorització administrativa prèvia per a la transmissió i per al tancament temporal o definitiu de les instal·lacions de transport, distribució, producció i línies directes. El tancament temporal de les instal·lacions de producció, novetat introduïda per l'LSE, requereix autorització administrativa. En relació amb aquesta possibilitat, l'operador del sistema ha de fer una previsió de la capacitat màxima el tancament temporal de la qual pot ser autoritzat i, si escau, ha d'informar de les necessitats d'incorporació de potència amb autorització de tancament temporal per raons de garantia de subministrament. En el moment d'elaborar aquest Informe no s'ha aprovat encara el reglament que regula el tancament temporal.⁸⁸

El tancament definitiu de les instal·lacions de producció requereix també informe de l'operador del sistema sobre les possibles afeccions del tancament a la seguretat del subministrament en el qual s'ha de pronunciar motivadament si aquest és possible sense posar en risc la seguretat de subministrament.

Després del cessament definitiu, el titular de la instal·lació té l'obligació de desmantellar-la, excepte que l'autorització de tancament definitiu li permeti no fer-ho.

Normes comunes del règim d'autorització a l'LSE. Els procediments administratius d'autorització tenen caràcter reglat i han de respectar els principis d'objectivitat, proporcionalitat, transparència, igualtat i no discriminació, sense que, en cap cas, es pugui supeditar l'atorgament de l'autorització al pagament de costos o al compliment de requisits no vinculats a l'exercici de cada activitat. L'Administració pública competent únicament pot denegar l'autorització quan no es compleixin els requisits que prevegi la normativa aplicable o quan tingui una incidència negativa en el funcionament del sistema.

Pel que fa al procediment cal destacar que les autoritzacions administratives han de ser atorgades sense perjudici de les concessions i autoritzacions que siguin necessàries, en especial les relatives a l'ordenació del territori i el medi ambient.

Amb caràcter general, el termini per resoldre a l'Administració general de l'Estat és d'un any, transcorregut el qual sense resolució es pot entendre que la sol·licitud ha estat desestimada per silenci administratiu d'acord amb l'article 43.1 de la Llei 30/1992, de 26 de novembre. No obstant això, en cas de sol·licitud de tancament, la resolució ha de ser dictada i notificada en el termini de sis mesos. Transcorreguts aquests sis mesos i tres mesos des de l'informe favorable de l'operador del sistema, el sol·licitant pot tancar la instal·lació, sense perjudici de les posteriors obligacions de desmantellament que l'Administració pugui imposar.

Les instal·lacions de producció, transport, distribució d'energia elèctrica i línies directes, les destinades a la seva recepció pels usuaris, els equips de consum, així com els elements tècnics i materials per a les instal·lacions elèctriques s'han d'ajustar a les corresponents normes tècniques de seguretat i qualitat industrials, de conformitat amb el que preveuen la Llei 21/1992, de 16 de juliol, d'indústria, i altra normativa que hi és aplicable.

⁸⁸ El Gobierno se plantea la hibernación de 10 centrales de gas. CincoDias.com, de 05/01/2015. Consulta a http://cincodias.com/cincodias/2015/01/02/empresas/1420221070_067097.html.

La disposició transitòria primera de l'LSE estableix que, mentre no es dictin les normes de desenvolupament necessàries per aplicar-la, es continuaran aplicant les disposicions dictades en desenvolupament de la Llei 54/1997, entre les quals cal tenir en compte el Reial decret 1955/2000.⁸⁹

Catalunya. La Llei 18/2008 de garantia i de qualitat del subministrament⁹⁰ regula les especificitats del règim d'autorització de les instal·lacions de distribució i transport a Catalunya de les quals cal destacar els aspectes següents:

- § La posada en funcionament i modificació d'instal·lacions de distribució d'energia elèctrica de tensió igual o inferior a 66 kV requereix només la comunicació a l'òrgan competent de l'Administració, que ha de comprovar la suficiència i la veracitat de la informació subministrada i el compliment de la normativa aplicable. La Instrucció 1/2012, d'1 de febrer, de la Direcció General d'Energia, Mines i Seguretat Industrial defineix el procediment per a la tramitació telemàtica dels expedients d'autorització administrativa d'aquestes instal·lacions.
- § L'autorització de les instal·lacions de distribució elèctrica de tensió superior a 66 kV i les instal·lacions de transport requereix el tràmit d'informació pública i d'audiència al conjunt d'administracions i organismes afectats. Els projectes d'instal·lacions de transport i distribució d'energia elèctrica s'han de sotmetre a l'avaluació d'impacte ambiental, si així ho exigeix la legislació aplicable en aquesta matèria.
- § Les línies elèctriques de tensió igual o superior a 220 kV i d'una longitud superior a quinze quilòmetres resten subjectes al tràmit de declaració d'impacte ambiental.
- § Autorització d'instal·lacions d'interès general: Els projectes d'instal·lacions de transport secundari tensió nominal igual o superior a 220 kV i inferior a 380 kV, de subestacions o de distribució d'energia elèctrica que siguin necessàries per garantir la prestació del subministrament elèctric amb caràcter d'urgència poden ésser declarats d'interès general pel conseller o consellera del departament competent en matèria d'energia.
- § Es poden autoritzar provisionalment instal·lacions elèctriques per fer obres d'interès general o per reforçar el subministrament elèctric en determinades zones durant el temps estrictament necessari, que en tot cas no pot ésser superior a un any. Les autoritzacions provisionals han d'ésser comunicades als municipis amb relació als quals s'estengui llur eficàcia. La instal·lació de grups electrògens de potència superior a 500 kW requereix la comunicació a l'ajuntament corresponent per tal que pugui controlar el procés de col·locació i els seus efectes.
- § Modificació del traçat d'instal·lacions de transport o de distribució. La variant de traçat d'instal·lacions de transport o de distribució elèctrica només requereix l'aprovació del projecte executiu, la qual s'ha de tramitar d'acord amb el procediment que correspongui segons la tensió de la instal·lació.

Pel que fa als procediments administratius, a Catalunya cal tenir en compte també el Decret 351/1987.⁹¹ En matèria d'energies renovables, cal tenir en compte el Decret 308/1996, que regula el procediment administratiu per a l'autorització de les instal·lacions de producció d'energia elèctrica en règim especial; el Decret 352/2001 sobre procediment administratiu aplicable a les instal·lacions d'energia solar fotovoltaica connectades a la xarxa elèctrica; el Decret 174/2002 regulador de la implantació de l'energia eòlica a Catalunya i el Decret 147/2009 pel qual es regulen els procediments administratius aplicables a la implantació de parcs eòlics i instal·lacions fotovoltaïques a Catalunya.

La nota informativa sobre el règim d'autorització i registre aplicable a les instal·lacions generadores d'energia elèctrica connectades en xarxa interior del Departament d'Empresa i Ocupació⁹² aclareix que els requisits per a la tramitació són els següents:

⁸⁹ Reial decret 1955/2000, d'1 de desembre, pel que es regulen les activitats de transport, distribució, comercialització, subministrament i procediments d'autorització d'instal·lacions d'energia elèctrica. BOE núm. 310, de 27.12.2000.

D'altra banda, també s'ha de tenir en compte, per a les instal·lacions nuclears, el Reial decret 1836/1999 pel que s'aprova el Reglament sobre instal·lacions nuclears i radioactives. BOE núm. 313, de 31.12.1999.

⁹⁰ Llei 18/2008 del 23 de desembre, de garantia i qualitat del subministrament elèctric. DOGC núm. 5288, de 31.12.2008.

⁹¹ Decret 351/1987, de 23 de novembre, pel qual es determinen els procediments administratius aplicables a les instal·lacions elèctriques. DOGC núm. 932, de 28.12.1987.

⁹² Característiques i condicions de les instal·lacions generadores d'energia elèctrica connectades en xarxa interior. Canal Empresa, 16.07/2014. Generalitat de Catalunya. Consulta a <http://canalempresaweb.gencat.cat/ca/detall/2014-07-31-Characteristiques-i-condicions-de-les-instal·lacions-generadores-denergia-electrica-connectades-en-xarxa-interior>.

- § Instal·lacions aïllades; assistides i interconnectades sense abocament a la xarxa: es tramiten de conformitat amb les ITC-BT 4 i ITC-BT 5 del Reglament electrotècnic per a baixa tensió (REBT) (Reial Decret 842/2002), com també la Instrucció 7/2003, de 9 de setembre, de la Direcció General d'Energia i Mines. En cas de les instal·lacions assistides i de les interconnectades, el titular de la instal·lació està obligat a presentar un projecte a l'empresa distribuïdora d'energia elèctrica d'aquelles parts que afectin les condicions d'acoblament i seguretat del subministrament elèctric, a fi que aquesta pugui verificar que les instal·lacions d'interconnexió i altres elements que afectin la regularitat del subministrament estiguin realitzades d'acord amb els reglaments en vigor. Les instal·lacions assistides s'han d'inscriure en el Registre Administratiu d'Autoconsum d'Energia Elèctrica del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.
- § Instal·lacions interconnectades amb abocament a la xarxa elèctrica de distribució. La sol·licitud i tramitació de l'autorització administrativa, la posada en marxa i la sol·licitud d'inscripció en el Registre d'Instal·lacions de Producció Elèctrica segueix el procediment establert pel Reial Decret 413/2014, el Reial Decret 1699/2011, el Decret 308/1996, el Decret 147/2009, de 22 de setembre pel que fa referència a les instal·lacions eòliques de qualsevulla potència i fotovoltaiques sobre terra de més de 100 kW i els procediments de la Direcció General d'Energia, Mines i Seguretat Industrial.
- § La instal·lació s'ha d'inscriure en el Registre d'Instal·lacions de Producció d'Energia Elèctrica de Catalunya (RI-PRE) i, d'acord amb l'article 9 de la Llei 24/2013, de 26 de desembre del sector elèctric, s'haurà d'inscriure en el Registre Administratiu d'Autoconsum d'Energia Elèctrica del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Accés i connexió

L'accés dels subjectes a les xarxes de transport i distribució és un dels pilars del funcionament del sistema elèctric, fonamental per a la garantia del subministrament i de competència efectiva del mercat. Atès que les xarxes de transport i distribució són monopolis naturals, l'LSE estableix el dret d'accés de tercers a les xarxes, de manera que els productors, comercialitzadors i consumidors poden utilitzar les xarxes a canvi del pagament d'unes tarifes d'accés (peatges i càrrecs) que fixa i actualitza el Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Els gestors de les xarxes estan obligats a acceptar les sol·licituds d'accés, excepte en els casos en que no hi hagi capacitat suficient a les xarxes per suportar el trànsit d'electricitat pretès. El règim d'atorgament i denegació s'estableix sota criteris exclusivament tècnics.

Sense perjudici de la seguretat de subministrament i del desenvolupament eficient del sistema, els productors d'energia elèctrica procedent de fonts d'energia renovables i de cogeneracions d'alta eficiència tenen prioritat d'accés i de connexió a la xarxa en els termes que es determinin per reglament, sobre la base de criteris objectius, transparents i no discriminatoris.

Accés. El dret d'accés és el dret d'ús de la xarxa en unes condicions legalment o reglamentàriament determinades. El permís d'accés és el que s'atorga per a l'ús de la xarxa a la qual es connecta la instal·lació. La seva concessió es basa en el compliment dels criteris tècnics de seguretat, regularitat, qualitat del subministrament i de sostenibilitat i eficiència econòmica del sistema elèctric establerts pel Govern per reglament. L'aplicació d'aquests criteris determina l'existència o no de capacitat d'accés. En tot cas, el permís d'accés només pot ser denegat motivadament per la manca de capacitat d'accés.

El permís d'accés l'atorga el gestor de la xarxa de transport quan el punt de connexió a la xarxa estigui en la xarxa de transport o el gestor de la xarxa de distribució quan el punt de connexió a la xarxa estigui a la xarxa de distribució. Aquest permís ha de detallar les condicions concretes d'ús de la xarxa d'acord amb el contingut del reglament abans assenyalat.

El dret d'accés pot ser restringit temporalment de manera motivada.

La resolució de les peticions pels possibles conflictes que es puguin plantejar en relació amb el permís d'accés a les xarxes de transport i distribució és competència de la CNMC, que té dos mesos per resoldre i notificar. Aquest termini es pot ampliar a dos mesos addicionals si es requereix informació addicional a la sol·licitud, o si així ho manifesta el sol·licitant. Les sol·licituds de resolució d'aquests conflictes s'han de presentar davant la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència en el termini màxim d'un mes comptat des del coneixement per part del sol·licitant del fet que motiva la sol·licitud de resolució de conflicte.

Connexió. El dret de connexió a un punt de la xarxa és el dret d'un subjecte a acoblar-se elèctricament a un punt concret de la xarxa de transport existent o planificada amb caràcter vinculant o de distribució existent o inclosa en els plans d'inversió aprovats per l'Administració general de l'Estat en unes condicions determinades. El permís de connexió a un punt de la xarxa és el que s'atorga per poder connectar una instal·lació de producció d'energia elèctrica o consum a un punt concret de la xarxa de transport o, si escau, de distribució. El permís de connexió a un punt determinat de la xarxa ha de definir les condicions tècniques, econòmiques, de seguretat i posada en marxa de les instal·lacions que sigui necessari construir, ampliar i reformar en la xarxa de transport i distribució per fer la connexió. Els criteris per a la determinació d'aquestes condicions han de ser establerts per reglament pel Govern.

El permís de connexió l'atorga l'empresa transportista o distribuïdora titular de la xarxa en què es trobi el punt per al qual se sol·licita el permís de connexió. Per a la concessió d'un permís de connexió en un punt el titular de la xarxa ha de disposar de l'espai físic adequat per ubicar-hi les instal·lacions necessàries.

En tot cas, el permís de connexió només pot ser denegat per impossibilitat tècnica, per qüestions de seguretat de les persones, perquè no hi ha la instal·lació de xarxa on se sol·licita el punt de connexió i no està prevista la instal·lació en la planificació vigent de la xarxa de transport o en els plans d'inversió de les empreses distribuïdores aprovats per l'Administració general de l'Estat, o per manca de l'espai físic adequat per ubicar-hi les instal·lacions necessàries. Aquesta denegació ha de ser motivada.

La CNMC ha de resoldre les discrepàncies que se suscitin en relació amb l'atorgament o denegació del permís de connexió a les instal·lacions de transport o distribució competència de l'Administració general de l'Estat. Les discrepàncies que se suscitin en relació amb l'atorgament o la denegació del permís de connexió a les xarxes l'autorització de les quals sigui de competència autonòmica les ha de resoldre l'òrgan competent de la comunitat autònoma corresponent, amb l'informe previ de la CNMC. Aquest Informe té caràcter vinculant⁹³ pel que fa a les condicions econòmiques i les condicions temporals relatives als calendaris d'execució de les instal·lacions dels titulars de xarxes recollides en la planificació de la xarxa de transport i en els plans d'inversió de les empreses distribuïdores aprovats per l'Administració General de l'Estat.

Les sol·licituds de resolució d'aquests conflictes s'han de presentar davant l'òrgan competent corresponent en el termini màxim d'un mes comptador des del coneixement per part del sol·licitant del fet que motiva la seva sol·licitud de resolució de conflicte.

Caducitat dels permisos d'accés i connexió. Els permisos d'accés i connexió caduquen al cap de cinc anys des de la seva obtenció per a les instal·lacions que no hagin obtingut acta de posada en servei en aquest termini. De la mateixa manera aquests permisos caduquen per a les instal·lacions que, estant ja construïdes i en servei, cessin en l'abocament d'energia a la xarxa per un període superior a tres anys per causes imputables al titular, diferents del tancament temporal.

Desenvolupament reglamentari. Mentre no es desenvolupi reglamentàriament l'LSE són d'aplicació el Reial decret 1955/2000 i el Reial decret 1699/2011 per a la connexió a la xarxa d'instal·lacions de producció d'energia elèctrica de petita potència.⁹⁴

Producció elèctrica

La producció d'energia elèctrica es desenvolupa en règim de lliure competència. L'LSE fa una regulació unificada de la producció d'electricitat i abandona la distinció entre règim ordinari i especial vigent des de la Llei 54/1997 fins al Reial decret llei 9/2013⁹⁵ que, amb l'objectiu de corregir el dèficit tarifari, establí un nou règim retributiu per a les instal·lacions de generació d'energia renovable, cogeneració i residus, i una sèrie de principis retributius addicionals per al transport i la distribució d'energia elèctrica. En línia amb la doctrina jurisprudencial dels últims anys, el Reial decret llei 9/2013 fixa el concepte de rendibilitat raonable, entesa com a rendibilitat de projecte, que gira, abans d'impostos, sobre el rendiment mitjà en el mercat secundari de les obligacions de l'Estat a deu anys aplicant el diferencial adequat.

⁹³ El caràcter vinculant d'aquest Informe ha estat impugnat pel Govern de la Generalitat i el Parlament entenent que aquesta previsió suposa una invasió de la competència compartida que té atribuïda la Generalitat ja que, quan la connexió se sol·licita a una xarxa de competència autonòmica, la competència per resoldre sobre les discrepàncies que es plantegin sobre els termes en què aquesta connexió s'ha d'efectuar també és autonòmica.

⁹⁴ Reial decret 1699/2011, de 18 de novembre, pel que es regula la connexió a la xarxa d'instal·lacions de producció d'energia elèctrica de petita potència. BOE núm. 295, de 08.12.2011.

⁹⁵ Reial decret llei 9/2013, de 12 de juliol, pel que s'adopten mesures urgents per garantir l'estabilitat financera del sistema elèctric. BOE núm. 167, de 13.07.2013.

Autorització. La construcció, l'explotació, la modificació, la transmissió i el tancament, ja sigui temporal o definitiu, de les instal·lacions de producció d'energia elèctrica requereixen autorització administrativa prèvia.⁹⁶

Concepte d'instal·lació. L'LSE especifica que formen part de la instal·lació de producció les seves infraestructures d'evacuació, que inclouen la connexió amb la xarxa de transport o de distribució, i si escau, la transformació d'energia elèctrica.

Registre. Les instal·lacions de producció d'energia elèctrica han d'estar inscrites en el Registre Administratiu d'Instal·lacions de Producció d'Energia Elèctrica del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, on s'han de reflectir les condicions de la instal·lació i, en especial, la seva potència respectiva. Les comunitats autònomes amb competències en la matèria poden crear i gestionar els registres territorials corresponents en els quals han d'estar inscrites totes les instal·lacions ubicades en el seu àmbit territorial. La inscripció en el Registre Administratiu d'Instal·lacions de Producció d'Energia Elèctrica és condició necessària per poder participar en el mercat de producció d'energia elèctrica en qualsevulla de les modalitats de contractació amb lliurament físic i per poder participar, si escau, en el despatx tècnic i econòmic dels sistemes dels territoris no peninsulars.

Règim retributiu. La retribució de l'activitat de producció ha d'incorporar els conceptes següents:

§ L'energia elèctrica negociada a través dels mercats diari i intradiari i a través dels mercats de contractació bilateral o física o a termini.

§ Els serveis d'ajustament dels sistema necessaris per garantir el subministrament adequat.⁹⁷

§ Retribució dels mecanismes de capacitat, establerts per ordre del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, que permeti dotar el sistema d'un marge de cobertura adequat i incentivi la disponibilitat de potència gestionable.⁹⁸

§ Retribució addicional en els sistemes elèctrics de territoris no peninsulars.⁹⁹

§ Retribució específica per la producció d'energia elèctrica a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració d'alta eficiència i residus. El foment de les energies renovables té el seu origen en la Llei 82/1980 sobre conservació de l'energia, que va establir mesures de suport, especialment a la producció elèctrica a partir de cogeneració i mitjançant centrals hidroelèctriques de baixa potència. El règim de foment consistia en el reconeixement d'un dret de venda de la totalitat de l'energia produïda i la percepció d'un preu adequat. Aquest règim es va estendre per Reial decret 2366/1994 a la producció a partir d'altres fonts d'energia primàries, com l'eòlica, la solar o la biomassa. La Llei 54/1997 va establir un nou règim de foment de la producció d'energia elèctrica a partir d'energies renovables que, als efectes de la retribució de l'activitat de producció, distingia entre règim ordinari i règim especial, aplicable a les instal·lacions de producció de potència inferior a 50 MW que utilitzessin energies renovables, cogeneració o residus. Aquest règim, desenvolupat reglamentàriament primer pel Reial decret 436/2004 i després pel Reial decret 661/2007, va ser derogat pel Reial decret llei 9/2013 esmentat, que suprimí la dualitat de règims.

L'LSE assumeix l'esquema establert pel Reial decret llei 9/2013 i reconeix també que el Govern pot establir un règim retributiu específic per fomentar la producció a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració d'alta eficiència i residus, quan hi hagi una obligació de compliment d'objectius energètics derivats de directives o altres normes de dret de la Unió Europea o quan la seva introducció representi una reducció del cost energètic i de la dependència energètica exterior.¹⁰⁰

⁹⁶ Vegeu apartat "Autoritzacions".

⁹⁷ Sota el concepte de serveis d'ajustament s'inclou un conjunt de mecanismes de caràcter competitiu gestionats per l'operador del sistema, que comprenen les restriccions tècniques i els serveis complementaris (regulació de la freqüència-potència; gestió de desviaments de generació i consum; control de la tensió de la xarxa de transport i la reposició del servei). En termes econòmics té incidència mínima en el cost del subministrament elèctric.

⁹⁸ En el moment de redactar aquest Informe no s'ha aprovat encara la regulació dels mecanismes de capacitat. Vegeu, però, la nota a peu de pàgina 75.

⁹⁹ Vegeu nota a peu de pàgina número 74.

¹⁰⁰ En conseqüència, poden beneficiar d'aquest règim totes les instal·lacions de producció a través d'energies renovables, amb independència de la seva potència, no només les de potència inferior a 50 MW.

L'LSE estableix les característiques bàsiques d'aquest règim específic, que ha estat desenvolupat per Reial decret 413/2014,¹⁰¹ per l'Ordre IET/1045/2014¹⁰² i, als territoris no peninsulars, per l'Ordre IET/1459/2014.¹⁰³ En el moment de redactar aquest Informe es tramita un Reial decret que modifica diverses disposicions,¹⁰⁴ entre les quals es troba el Reial decret 413/2014.

El Govern de la Generalitat va plantejar conflicte positiu de competència en relació amb determinats articles del Reial decret 413/2014 considerant que envaeix la competència autonòmica. El conflicte va ser admès a tràmit pel Tribunal Constitucional i està pendent de resoldre's en el moment de l'elaboració d'aquest Informe.¹⁰⁵ D'altra banda, contra aquest Reial decret han estat formulats també 350 recursos contenciosos administratius per part d'empreses, organitzacions sectorials, ajuntaments i comunitats autònomes, pendents de resoldre's en el moment d'elaborar el present Informe.¹⁰⁶ Així mateix, cal tenir en compte els set processos arbitrals internacionals contra l'Estat espanyol per la retallada de la retribució a les energies renovables formulats davant el Banc Mundial i altres càmeres especialitzades en la resolució d'aquest tipus de conflicte.¹⁰⁷

Per a les noves instal·lacions, les característiques bàsiques del règim retributiu específic addicional a la retribució per la venda de l'energia generada valorada al preu del mercat de producció són:

L'atorgament d'aquest règim retributiu específic s'ha d'establir mitjançant procediments de concurrència competitiva.¹⁰⁸

L'atorgament i el seguiment adequat de la retribució específica atorgada a les instal·lacions de producció a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració i residus requereixen la inscripció al Registre de Règim Retributiu específic del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, que ha d'incloure els paràmetres retributius. Les instal·lacions que no estiguin inscrites en el Registre esmentat perceben, exclusivament, el preu del mercat.¹⁰⁹

El règim retributiu addicional està compost per un terme per unitat de potència instal·lada que cobreixi, quan sigui procedent, els costos d'inversió per a cada instal·lació tipus que no poden ser recuperats per la venda de l'energia al mercat, i un terme a l'operació que cobreixi, si s'escau, la diferència entre els costos d'explotació i els ingressos per la participació en el mercat de producció de la instal·lació tipus.

¹⁰¹ Reial decret 413/2014, de 6 de juny, pel qual es regula l'activitat de producció d'energia elèctrica a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració i residus. BOE núm. 140, de 10.06.2014.

¹⁰² Ordre IET/1045/2014, de 16 de juny, per la que s'aproven els paràmetres retributius de les instal·lacions tipus aplicables a determinades instal·lacions de producció d'energia elèctrica a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració i residus. BOE núm. 150, de 20.06.2014.

¹⁰³ Ordre IET/1459/2014, d'1 d'agost, per la que s'aproven els paràmetres retributius i s'estableix el mecanisme d'assignació del règim retributiu específic per a noves instal·lacions eòliques i fotovoltaïques als sistemes elèctrics dels territoris no peninsulars. BOE núm. 189, de 05.08.2014.

¹⁰⁴ Propuesta de Real decreto por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 15.01.2015. Consulta a http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Participacion/Documents/Proyecto_real_decreto_disposiciones_sector_electrico/2-2015_01_16_RD-MODIF-DISPOSIC-SIST-ELEC_enviado-audiencia.pdf.

¹⁰⁵ Conflicte positiu de competència núm. 5958-2014, contra els articles 8.1 i 2, 30 i 35.1.a).i) i la disposició final primera del Reial decret 413/2014. El conflicte es formula respecte de l'article 8 (remissió de documentació al Ministeri d'Indústria) i l'article 30 (competència de l'Administració general de l'Estat per inspeccionar les instal·lacions de producció amb règim retributiu específic) perquè es considera que afecten la competència executiva de la Generalitat. Respecte de l'article 35.1.a (competència de l'Administració general de l'Estat per autoritzar la posada en funcionament de les instal·lacions), el conflicte es formula perquè es qüestiona la validesa del criteri de potència instal·lada com a criteri únic d'atribuir la potestat prescindint del criteri d'aprofitament intra o extra comunitari que resulta de la interpretació dels articles 149.1.22 CE i 133 EAC. D'acord amb el Dictamen 12/2014 del Consell de Garanties Estatutàries, els articles 30 i 35.1.a vulneren la competència reconeguda a l'article 133.1 EAC. Així com el Dictamen 7/2014 en relació amb l'LSE considera constitucional l'article 3.1 LSE que fa servir el criteri de la potència instal·lada per atribuir competència a l'Estat sempre que s'interpreti conforme a la Constitució, en el Dictamen 20/2014 el CGE considera que l'article 35.1.a del Reial decret 413/2014 hauria d'haver incorporat en la seva redacció els elements que conformen la interpretació del bloc de la constitucionalitat i per tant s'hauria d'haver incorporat la regla de la potència instal·lada com a criteri complementari i no substitutiu, de manera que pogués ser utilitzada en els casos en què tècnicament no es pot determinar amb seguretat si l'energia produïda per la instal·lació és aprofitada o no fora del territori de la comunitat autònoma on està situada. En lloc d'això, ha mantingut aquest criteri de forma exclusiva i exclouent.

¹⁰⁶ El 29.04.2015 l'Advocacia de l'Estat comunica al Tribunal Suprem que la Unió Europea ha obert el 13.02.2015 una investigació sobre els decrets de 2007, 2008, 2010 i 2014 que regulen les primes a les renovables per determinar si es tracta d'una ajuda d'Estat prohibida i li sol·licita que no decideixi sobre els judicis pendents, que afecten la normativa dictada el 2014, però també l'anterior, fins que la Comissió Europea resolgui. En el moment d'elaborar aquest Informe està pendent la decisió del Tribunal Suprem.

¹⁰⁷ 350 recursos contra el recorte a las energias renovables en España. ElMundo.es, 08.10.2014. Consulta a <http://www.elmundo.es/economia/2014/10/08/54343f66ca4741f71f8b456e.html>.

¹⁰⁸ En el moment de redactar el present Informe es tramita un reial decret i l'ordre de desenvolupament pels quals es regula una convocatòria per atorgar el règim retributiu específic a noves instal·lacions de biomassa a la Península (200 MW) i instal·lacions eòliques per a tot el territori espanyol (500 MW).

¹⁰⁹ A aquests efectes cal tenir en compte l'Ordre IET/1168/2014, de 3 de juliol, per la qual es determina la data d'inscripció automàtica de determinades instal·lacions en el Registre de Règim Retributiu específic previst al Títol V del Reial decret 413/2014, de 6 de juny, pel que es regula l'activitat de producció d'energia elèctrica a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració i residus. BOE núm. 164, de 07.07.2014.

Aquest règim retributiu és compatible amb la sostenibilitat econòmica del sistema elèctric i està limitat, en tot cas, als objectius de potència que s'estableixin en la planificació en matèria d'energies renovables i d'estalvi i eficiència.

Per al càlcul de la retribució específica s'han de tenir en compte, per a una instal·lació tipus, al llarg de la seva vida útil reguladora i en referència a l'activitat efectuada per una empresa eficient i ben gestionada, els valors que resultin de considerar: els ingressos estàndard per la venda de l'energia generada valorada al preu del mercat de producció; els costos estàndard d'explotació; el valor estàndard de la inversió inicial. En cap cas s'han de tenir en compte els costos o les inversions que estiguin determinats per normes o actes administratius que no siguin aplicables en tot el territori espanyol. De la mateixa manera, només s'han de tenir en compte els costos i les inversions que responguin exclusivament a l'activitat de producció d'energia elèctrica. Es poden definir excepcionalment instal·lacions tipus específiques per a cadascun dels sistemes elèctrics dels territoris no peninsulars.

El règim retributiu no ha de sobrepassar el nivell mínim necessari per cobrir els costos que permetin competir les instal·lacions de producció a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració d'alta eficiència i residus en nivell d'igualtat amb la resta de tecnologies en el mercat i que permetin obtenir una rendibilitat raonable referida a la instal·lació tipus aplicable en cada cas. Aquesta rendibilitat raonable s'ha de basar, abans d'impostos, sobre el rendiment mitjà en el mercat secundari de les obligacions de l'Estat a deu anys aplicant el diferencial adequat.

Excepcionalment el règim retributiu pot incorporar a més un incentiu a la inversió i a l'execució en un termini determinat quan la seva instal·lació suposi una reducció significativa dels costos en els sistemes dels territoris no peninsulars.

El valor de la inversió inicial es determina mitjançant el procediment de concurrència competitiva per atorgar el règim retributiu addicional a cada instal·lació.

La retribució addicional a la del mercat, que pugui correspondre a cada instal·lació ha de ser la que resulti d'aplicar el que disposen els apartats anteriors considerant com a valor estàndard de la inversió inicial el que resulti en el procediment de concurrència competitiva.

L'energia elèctrica imputable a la utilització d'un combustible en una instal·lació de generació que utilitzi com a energia primària alguna de les energies renovables no consumibles no ha de ser objecte de règim retributiu específic, excepte en el cas d'instal·lacions híbrides entre fonts d'energia renovables no consumibles i consumibles, cas en què l'energia elèctrica imputable a la utilització de la font d'energia renovable consumible sí que pot ser objecte de règim retributiu específic. La metodologia per al càlcul de l'energia elèctrica imputable als combustibles utilitzats es regula per l'Ordre IET/1882/2014 en relació amb les instal·lacions solars termoelèctriques.¹¹⁰

Els períodes regulatoris són de 6 anys i en cadascun es poden establir tots els paràmetres retributius, excepte la vida útil i el valor estàndard de la inversió inicial. Les estimacions per venda d'energia al mercat es revisarà cada 3 anys per a la resta del període regulatori. Com a mínim anualment s'actualitzaran els valors de retribució a l'operació per tecnologies amb costos d'explotació que depenguin del preu del combustible.

Per a les instal·lacions existents, l'LSE estableix previsions sobre l'activitat de producció a partir de fonts d'energia renovables, cogeneració i residus que comptaven amb un règim econòmic primat en la data d'entrada en vigor del Reial decret llei 9/2013. Entre d'altres, es referencia la rendibilitat raonable al llarg de tota la vida regulatòria, abans d'impostos, sobre el rendiment mig del mercat secundari dels 10 anys anteriors a l'entrada en vigor del Reial decret llei 9/2013 de les obligacions de l'Estat a deu anys incrementat en 300 punts bàsics. La retribució complementària corresponent es troba al Reial decret 413/2014.¹¹¹

Autoconsum. L'LSE incorpora una regulació específica de l'autoconsum, que fins a aquest moment no havia comptat amb una regulació unitària. El marc jurídic actual, a l'espera del desenvolupament reglamentari de l'LSE,

¹¹⁰ Ordre IET/1882/2014, de 14 d'octubre, per la qual s'estableix la metodologia per al càlcul de l'energia elèctrica imputable a la utilització de combustibles a les instal·lacions solars termoelèctriques. BOE núm. 251, de 16.10.2014.

¹¹¹ L'LSE conté altres previsions relatives al règim retributiu de les instal·lacions existents: disposició final tercera, disposició transitòria cinquena, disposició transitòria sisena.

es troba a la pròpia LSE, al Reial decret 1699/2011, que regula la connexió a la xarxa d'instal·lacions de petita potència i al Reglament electrotècnic de baixa tensió.¹¹²

L'LSE no regula l'autoconsum en el marc de la producció d'electricitat sinó en el de l'ordenació del subministrament. Defineix l'autoconsum com el consum d'energia elèctrica provinent d'instal·lacions de generació connectades a l'interior d'una xarxa d'un consumidor o a través d'una línia directa d'energia elèctrica associades a un consumidor. L'autoconsum es vincula per tant al consum d'energia que no prové de la xarxa de distribució. Amb tot, l'existència o no de connexió amb la xarxa és rellevant per a determinar el règim jurídic aplicable.

L'LSE distingeix quatre modalitats d'autoconsum:

- § Subministrament amb autoconsum. Consumidor que disposa d'una instal·lació de generació, destinada al consum propi, connectada a l'interior de la xarxa del seu punt de subministrament, i no donada d'alta al corresponent registre com instal·lació de producció. Hi ha un únic subjecte, el consumidor.
- § Producció amb autoconsum. Consumidor associat a una instal·lació de producció inscrita al Registre Administratiu d'Instal·lacions de Producció d'Energia Elèctrica i connectada a l'interior de la seva xarxa. Hi ha dos subjectes: consumidor i productor.
- § Producció amb autoconsum. Consumidor connectat a través d'una línia directa a una instal·lació de producció inscrita al Registre Administratiu d'Instal·lacions de Producció. Hi ha dos subjectes: consumidor i productor. L'usuari adquireix l'electricitat directament de la planta d'un tercer a la qual s'estigui connectat a través d'una línia directa.¹¹³
- § Qualsevulla altra modalitat de consum d'energia elèctrica provinent d'una instal·lació de generació d'energia elèctrica associada a un consumidor.

Si la instal·lació de producció d'energia elèctrica o de consum està connectada totalment o parcial al sistema elèctric, el titular resta subjecte al règim de drets i obligacions que preveu l'LSE.

Els consumidors acollits a les modalitats d'autoconsum d'energia elèctrica tenen l'obligació d'inscriure's en el Registre Administratiu d'Autoconsum d'Energia Elèctrica, creat a aquest efecte en el Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme i que està pendent de desenvolupament reglamentari.¹¹⁴

El Govern de l'Estat ha d'establir les condicions administratives i tècniques per a la connexió a la xarxa de les instal·lacions amb autoconsum, així com les condicions econòmiques perquè les instal·lacions acollides a la modalitat de producció amb autoconsum vinguin al sistema l'energia no consumida. En el moment d'elaborar aquest Informe està pendent d'aprovar el reial decret que reguli les condicions administratives, tècniques i econòmiques de l'autoconsum.¹¹⁵ Pel que fa a les condicions administratives i tècniques, mentre no s'aprovi el desenvolupament reglamentari de l'LSE, s'ha d'estar a allò que preveu el Reglament electrotècnic de baixa tensió i el Reial decret 1699/2011, que regula la connexió a la xarxa d'instal·lacions de producció d'energia elèctrica de baixa potència.

Els consumidors sotmesos a qualsevulla modalitat d'autoconsum estaran obligats a contribuir als costos i serveis del sistema per l'energia autoconsumida quan les instal·lacions de generació o consum estiguin connectades totalment o parcial al sistema elèctric. L'LSE especifica que resten obligats a pagar els mateixos peatges d'accés a

¹¹² En la normativa anterior a la LSE es reconeixia la possibilitat que les instal·lacions produeixin energia que es destini a l'autoconsum, ja sigui total o parcial. Així, entre d'altres: l'article 9 de la Llei 54/1997 establia la possibilitat que un productor destinés la seva producció a consum propi; Reial decret 1955/2000; Reial decret 661/2007; Reglament electrotècnic de baixa tensió, aprovat per Reial decret 842/2002; Reial decret 314/2006 pel qual s'aprova el Codi tècnic de l'edificació. També hi ha referències en la normativa reguladora de la connexió a la xarxa, en concret al Reial decret 1699/2011. Caldrà veure la compatibilitat d'aquesta normativa amb el desenvolupament reglamentari de l'article 9 LSE.

D'altra banda, des de 25.02.2014 es tramita al Congrés dels Diputats una Proposta de Llei d'autoconsum d'energia presentada per Izquierda Plural que modifica l'article 9 LSE per introduir l'autoconsum amb balanç net.

¹¹³ Cal veure l'encaix d'aquesta modalitat amb el Reial decret 1699/2011, que especifica (article 13.2) que el titular de la xarxa interior ha de ser el mateix per a tots els equips de consum i instal·lacions de generació que tingués connectats a la seva xarxa.

¹¹⁴ El Dictamen 7/2014 del Consell de Garanties Estatutàries qüestiona l'existència d'aquest Registre en tant que es refereix a activitats que, per la seva pròpia naturalesa, es fan dins les comunitats autònomes, i per tant d'aquestes hauria de ser la competència.

¹¹⁵ La darrera proposta de [Projecte de decret de regulació de l'autoconsum](#) elaborat d'acord amb el mandat inclòs al Reial decret Llei 3/2012 que s'ha pogut consultar explica a l'exposició de motius l'aparició de nous conceptes, desenvolupaments i sistemes de generació i control que permetran el canvi de model de producció elèctrica centralitzat a un model de generació distribuïda a través d'instal·lacions de petita potència. Aquesta proposta va ser durament criticada per l'[Informe 19/2013 de la Comissió Nacional de l'Energia](#).

les xarxes, càrrecs associats als costos del sistema i costos per la provisió dels serveis de suport del sistema que corresponguin a un consumidor no subjecte a cap de les modalitats d'autoconsum.¹¹⁶ El Govern pot establir reduccions d'aquests peatges, càrrecs i costos als sistemes no peninsulars quan les modalitats d'autoconsum suposin una reducció d'aquests costos. El desenvolupament reglamentari de l'anomenat "peatge de suport", pendent d'aprovar en el moment d'elaborar aquest Informe, és una de les qüestions que més reaccions ha generat en relació amb la regulació de l'autoconsum.

L'LSE, en regular les facultats d'inspecció, faculta els funcionaris públics del Ministeri d'Indústria, Turisme i Energia, amb el suport dels cossos i forces de seguretat de l'Estat, per fer les inspeccions que siguin necessàries per al compliment de la Llei, permetent l'accés a qualsevol local, instal·lació, terreny i mitjà de transport de les empreses, associacions d'empreses i persones físiques que desenvolupin alguna de les activitats previstes per l'LSE, així com al domicili particular dels empresaris, administradors i altres membres del personal de les empreses.

L'incompliment de l'obligació de registre així com l'aplicació de les modalitats o règims econòmics no previstos per l'LSE o la normativa de desenvolupament, com també l'incompliment d'algun dels requisits tècnics d'aplicació a les diferents modalitats d'autoconsum quan es produeixin perturbacions que afectin la qualitat del subministrament en l'àmbit de la xarxa en la qual estan connectats, serà causa d'infracció molt greu, sancionable amb multa per import no inferior a 6.000.001 euros ni superior a 60.000.000 euros. La sanció no pot superar el 10% de l'import net anual de la xifra de negoci de l'infractor, o el 10% de l'import net anual de la xifra de negocis consolidada de la societat matriu del grup al que pertanyi l'empresa. En aquesta limitació no es té en compte, per tant, els consumidors particulars.

El Govern de la Generalitat i el Parlament de Catalunya formulen recurs d'inconstitucionalitat contra aquesta regulació en considerar que es vulnera la competència autonòmica. Es considera que la regulació legal és exhaustiva i vulnera les competències de la Generalitat en matèria d'energia perquè el mateix nom utilitzat per la Llei, autoconsum d'energia elèctrica, indica que aquest es produeix en el lloc on està emplaçada la instal·lació i, per tant, és inqüestionable que l'aprofitament de l'energia produïda en aquest cas no supera l'àmbit territorial de la comunitat autònoma.¹¹⁷

Transport de l'electricitat

L'activitat de transport d'energia elèctrica té caràcter de monopoli natural i es considera activitat regulada, de manera que no es desenvolupa en règim de lliure competència.

Xarxa de transport. L' LSE estableix que la xarxa de transport d'energia elèctrica està constituïda per la xarxa de transport primari¹¹⁸ i la xarxa de transport secundari.¹¹⁹ Així mateix, es consideren elements constitutius de la xarxa de transport tots els actius de comunicacions, proteccions, control, serveis auxiliars, terrenys, edificacions i altres elements auxiliars, elèctrics o no, necessaris per al funcionament adequat de les instal·lacions específiques de la xarxa de transport. No formen part de la xarxa de transport els transformadors de grups de generació, els elements de connexió dels esmentats grups a les xarxes de transport, les instal·lacions de consumidors per al seu ús exclusiu, ni les línies directes.

Transportista únic. Red Eléctrica de España (REE) és el transportista únic i operador del sistema elèctric.¹²⁰ REE és la responsable del desenvolupament, l'ampliació i el manteniment de la xarxa. Com a operador del sistema té la funció de garantir la continuïtat i la seguretat del subministrament elèctric i la correcta coordinació del sistema de producció i transport. És responsable d'establir les previsions de la demanda d'energia i operar en temps real

¹¹⁶ La disposició transitòria novena de la LSE eximeix fins al 2019 d'aquesta obligació les instal·lacions de cogeneració inscrites amb caràcter definitiu en el moment d'entrada en vigor de la LSE en el Registre d'Instal·lacions de Producció d'Energia Elèctrica i els consumidors connectats en alta tensió autoritzats pel Ministeri a abocar electricitat a la xarxa d'acord amb la disposició addicional dotzena del Reial decret 1955/2000 (fa referència a consumidors que implantin sistemes d'estalvi i eficiència).

¹¹⁷ En aquesta mateixa línia, vegeu el Dictamen 7/2014 del CGE.

¹¹⁸ La xarxa de transport primari està constituïda per les línies, parcs, transformadors i altres elements elèctrics amb tensions nominals iguals o superiors a 380 kV i les altres instal·lacions d'interconnexió internacional i, si s'escau, les interconnexions amb els sistemes elèctrics dels territoris no peninsulars.

¹¹⁹ La xarxa de transport secundari està constituïda per les línies, els parcs, els transformadors i altres elements elèctrics amb tensions nominals iguals o superiors a 220 kV no incloses en el paràgraf anterior i per les altres instal·lacions de tensions nominals inferiors a 220 kV, que compleixin funcions de transport. En els sistemes elèctrics dels territoris no peninsulars tenen consideració de xarxa de transport secundari totes les instal·lacions de tensió igual o superior a 66 kV, així com les interconnexions entre illes que, pel seu nivell de tensió, no siguin considerades de transport primari.

¹²⁰ Ordre IET/2209 /2014, de 20 de novembre, per la qual s'autoritza i designa Red Eléctrica de España, SAU com a gestor de la xarxa de transport d'energia elèctrica. BOE núm. 287, de 27.11.2014.

les instal·lacions de generació i transport elèctric, aconseguint que la producció programada per les centrals elèctriques coincideixi en cada cas amb la demanda del sistema.

REE ha de sotmetre anualment els seus plans d'inversions anuals i plurianuals a l'aprovació del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme. L'LSE regula un mecanisme de control i seguiment de les inversions: s'estableix el límit del 0,065% a la inversió anual en la xarxa de transport en funció del PIB del país. REE ha de presentar els seus plans d'inversió anual tenint en compte les eventuais penalitzacions en cas de desviar-se'n. Al febrer de 2015 està en tramitació un reial decret que, entre d'altres, modifica el Reial decret 1047/2013 i estableix que el valor màxim de la inversió sotmesa a retribució podrà modificar-se a l'alça o a la baixa mitjançant una Ordre ministerial en cas de creixements anuals de la demanda durant 3 anys consecutius superiors al 100% del previst a la planificació o inferiors al 50% durant 2 anys; augments elevats en el preu del mercat a causa de restriccions en la xarxa de transport; creixement del PIB per més de dos anys per damunt o per sota del 50% del previst pel Govern, i altres raons lligades al subministrament.

No obstant el que s'ha assenyalat, per a la millor gestió de la xarxa de distribució, s'habilita el Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme per autoritzar expressament i individualitzadament, prèvia consulta a la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència i a la comunitat autònoma en la qual radiqui la instal·lació, que determinades instal·lacions de transport secundari, per les seves característiques i funcions, siguin titularitat del distribuïdor de la zona que es determini. En aquests casos, els distribuïdors han d'assumir les obligacions del transportista únic relatives a la construcció, la maniobra i el manteniment d'aquestes instal·lacions de transport. A aquest efecte, el Govern ha d'establir els criteris exclusivament tècnics que han de regir aquestes excepcions.

Autorització. La posada en funcionament, modificació, transmissió i tancament definitiu de les instal·lacions de transport està sotmesa a autorització prèvia.¹²¹

Règim retributiu. Les metodologies de retribució de les activitats de transport i distribució s'establiran reglamentàriament atenent els costos necessaris per construir, operar i mantenir les instal·lacions, d'acord amb el principi de realització de l'activitat al menor cost per al sistema elèctric. En concret s'estableix que:

- § La meritació i el cobrament de la retribució generada per instal·lacions de transport i distribució posades en servei l'any n s'iniciarà a partir d'1 de gener de l'any n+2.
- § La retribució en concepte d'inversió es fa per aquells actius en servei no amortitzats prenent com a base per a la seva retribució financera el seu valor net.
- § La taxa de retribució financera de l'actiu amb dret a retribució a càrrec del sistema elèctric de les empreses de transport i distribució es referencia al rendiment de les obligacions de l'Estat a deu anys en el mercat secundari incrementat amb un diferencial adequat.

El desenvolupament reglamentari del règim retributiu del transport es fa pel Reial decret 1047/2013,¹²² que estableix que la metodologia de retribució haurà de preveure incentius econòmics, que podran tenir signe positiu o negatiu, per la millora de la disponibilitat de les instal·lacions i altres objectius.

El primer període regulatori de l'activitat de transport, data en la qual s'aplicarà la metodologia retributiva que regula, començarà l'1 de gener de l'any posterior a aquell en què s'aprovi l'Ordre de valors unitaris d'inversió i d'operació i manteniment de la xarxa de transport. Atès que encara no s'ha aprovat l'Ordre de valors unitaris, s'aplica el Reial decret llei 9/2013, pel que s'adopten mesures urgents per garantir l'estabilitat financera del sistema elèctric. L'article 4.2 preveu la metodologia de càlcul per calcular la retribució que s'ha de percebre per l'activitat de transport des de l'01.01.2014 fins que s'iniciï el primer període regulatori.

En el moment de redactar aquest Informe es tramita un Reial decret que modifica diverses disposicions,¹²³ entre les quals, el Reial decret 1047/2013, per tal de possibilitar un increment significatiu de les inversions en interconnexions en línia amb l'objectiu del Consell Europeu. Així mateix, s'aclearixen les inversions que poden dur-se a terme amb càrrec a tercers i es precisa que el volum màxim d'inversió previst en planificació es calcularà excep-

¹²¹ Vegeu l'apartat "Autoritzacions".

¹²² Reial decret 1047/2013, de 27 de desembre, pel qual s'estableix la metodologia per al càlcul de la retribució de l'activitat de transport d'energia elèctrica. BOE núm. 312, de 30.12.2013.

¹²³ Proposta de Reial decret pel qual es modifiquen diferents disposicions en el sector elèctric. Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, 15/01/2015. Consulta a http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Participacion/Documents/Proyecto_real_decreto_disposiciones_sector_electrico/2-2015_01_16_RD-MODIF-DISPOSIC-SIST-ELEC_enviado-audiencia.pdf.

tuant aquestes instal·lacions d'interconnexió. Així mateix, es redueix el termini entre la resolució que atorga caràcter singular i l'obtenció d'una autorització administrativa.

Accés a la xarxa de transport. Les instal·lacions de transport poden ser utilitzades pels subjectes autoritzats,¹²⁴ que han d'abonar el preu corresponent. Per a 2015, els peatges d'accés es determinen per l'Ordre IET/2444/2014, de 19 de desembre.¹²⁵

Distribució de l'electricitat

L'activitat de distribució d'energia elèctrica té caràcter de monopoli natural i es considera activitat regulada, de manera que no es desenvolupa en règim de lliure competència.

L'activitat de distribució d'energia elèctrica és aquella que té per objecte la transmissió d'energia elèctrica des de les xarxes de transport o, si escau, des d'altres xarxes de distribució o des de la generació connectada a la mateixa xarxa de distribució, fins als punts de consum o altres xarxes de distribució en les condicions adequades de qualitat amb la finalitat última de subministrar-la als consumidors.

Els distribuïdors han de ser els gestors de les xarxes de distribució que operin. En les comunitats autònomes on hi hagi més d'un gestor de la xarxa de distribució, la comunitat autònoma, en l'àmbit de les seves competències, pot exercir funcions de coordinació de l'activitat que desenvolupin els diferents gestors.

Concepte d'instal·lacions de distribució. Tenen la consideració d'instal·lacions de distribució totes les línies, els parcs i els elements de transformació i altres elements elèctrics de tensió inferior a 220 kV, llevat d'aquelles que es considerin integrades en la xarxa de transport. Així mateix, es consideren elements constitutius de la xarxa de distribució tots els actius de la xarxa de comunicacions, proteccions, control, serveis auxiliars, terrenys, edificacions i altres elements auxiliars, elèctrics o no, necessaris per al funcionament adequat de les xarxes de distribució, inclosos els centres de control en totes les parts i els elements que afectin les instal·lacions de distribució.

No formen part de les xarxes de distribució els transformadors de grups de generació, els elements de connexió dels grups esmentats a les xarxes de distribució, les instal·lacions de consumidors per al seu ús exclusiu, ni les línies directes.

Zones elèctriques. Els criteris de regulació de la distribució d'energia elèctrica s'han d'establir atenent zones elèctriques amb característiques comunes i vinculades amb la configuració de la xarxa de transport i d'aquesta amb les unitats de producció. Per tal que aquests criteris siguin homogenis en tot el territori espanyol i hi hagi l'adequada coordinació en el desenvolupament de les activitats de distribució, aquests els ha de fixar el Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, amb l'informe previ de les comunitats autònomes afectades o ciutats de Ceuta i Melilla.

Registre administratiu. Els distribuïdors d'energia elèctrica han d'estar inscrits en el Registre Administratiu de Distribuïdors del Ministeri d'Indústria. Les comunitats autònomes amb competències en la matèria poden crear i gestionar els registres territorials corresponents en els quals han d'estar inscrites totes les instal·lacions ubicades en el seu àmbit territorial.

Autorització. La posada en funcionament, la modificació, la transmissió i el tancament definitiu de les instal·lacions de transport està sotmesa a autorització prèvia.¹²⁶ Sense perjudici del règim general de l'autorització que s'ha analitzat, l'LSE estableix característiques concretes de l'autorització d'empreses distribuïdores de les quals cal destacar que l'autorització, que no concedeix drets exclusius d'ús, s'atorga atenent tant el caràcter del sistema de xarxa única i monopoli natural, propi de la distribució elèctrica, com el criteri del mínim cost possible per al conjunt del sistema, propi de qualsevulla activitat amb retribució regulada, i evitant el perjudici als titulars de xarxes ja establertes obligades a atendre els nous subministraments que se sol·licitin.

Retribució. En tant que activitat regulada, el règim retributiu de l'activitat de distribució s'estableix normativament a partir de determinats principis i paràmetres que assegurin que l'activitat es duu a terme amb els nivells de qualitat adequats i amb el mínim cost possible. Vegeu les característiques generals descrites en la retribució de l'activitat de transport. El desenvolupament reglamentari del règim retributiu de la distribució es fa pel Reial de-

¹²⁴ Vegeu l'apartat "Accés i connexió".

¹²⁵ Ordre IET/2444/2014, de 19 de desembre, per la que es determinen els peatges d'accés d'energia elèctrica per al 2015. BOE núm. 312, de 26.12.2014.

¹²⁶ Vegeu l'apartat "Autoritzacions".

cret 1048/2013.¹²⁷ En tramitació hi ha un conflicte positiu de competència formulat per la Generalitat de Catalunya contra determinats articles d'aquest Reial decret.¹²⁸

El Reial decret esmentat estableix que la metodologia de retribució que s'aprovi haurà d'incloure la formulació per remunerar aquelles altres funcions regulades fetes per les empreses distribuïdores, així com els incentius que corresponguin, que podran tenir signe positiu o negatiu, per la millora de la qualitat del subministrament, la reducció de les pèrdues, la lluita contra el frau, la innovació tecnològica i altres objectius

El primer període regulatori de l'activitat de distribució, data en la qual s'aplicarà la metodologia retributiva que regula, començarà l'1 de gener de l'any posterior a aquell en què s'aprovi l'Ordre de valors unitaris d'inversió i d'operació i manteniment de la xarxa de distribució. Atès que encara no s'ha aprovat l'Ordre de valors unitaris, s'aplica el Reial decret llei 9/2013 pel qual s'adopten mesures urgents per garantir l'estabilitat financera del sistema elèctric. L'article 5.2 preveu la metodologia de càlcul per calcular la retribució que s'ha de percebre per l'activitat de distribució des de l'01.01.2014 fins que s'iniciï el primer període regulatori.

En el moment de redactar aquest Informe es tramita un Reial decret que modifica diverses disposicions,¹²⁹ entre les quals es troba el Reial decret 1048/2013, amb l'objectiu de suprimir el caràcter plurianual dels plans d'inversió de les empreses distribuïdores d'energia elèctrica amb menys de 100.000 clients connectats a les seves xarxes, per passar a ser de caràcter anual.

3.2.3. HIDROCARBURS

La norma fonamental en aquest àmbit és la Llei 34/1998 (LSH),¹³⁰ que conté les bases del règim jurídic de les activitats relatives als hidrocarburs líquids i gasosos.

L'LSH, a més d'agrupar la normativa sobre hidrocarburs anteriorment dispersa, tenia per objectiu impulsar la lliure iniciativa empresarial i limitar la intervenció directa de l'Estat en el mercat, atribuint-li exclusivament un paper regulador que té diferent abast, tal com s'analitza a continuació.

Els jaciments d'hidrocarburs i els emmagatzemaments subterranis existents al territori de l'Estat i en el subsòl del mar territorial i dels fons marins sota la sobirania d'Espanya es consideren béns de domini públic estatal. S'elimina la reserva demanial en favor de l'Estat i s'estableix que aquestes activitats estan sotmeses a autorització administrativa prèvia.

La resta d'activitats del cicle d'hidrocarburs¹³¹ es qualifiquen com a activitats d'interès econòmic general que s'han d'exercir garantint el subministrament als consumidors demandants dins el territori espanyol. En conseqüència, si bé es reconeix la lliure iniciativa empresarial, l'Estat hi desenvolupa una acció regulatòria de diversos graus.

En el sector petroler se substitueixen la majoria de les autoritzacions d'exercici de l'activitat¹³² per autoritzacions de les instal·lacions afectes a aquestes activitats. En el sector gasístic, el subministrament de gas deixa de ser qualificat de servei públic i comença a introduir-se la normativa comunitària sobre mercat interior.¹³³

En la línia d'adaptació a la normativa comunitària, l'LSH es modifica fonamentalment a través de la Llei 12/2007, per introduir els canvis incorporats per la Directiva 2003/55/CE i a través del Reial decret llei 13/2012, per tal d'introduir el tercer paquet energètic. Més recentment ha estat modificada per la Llei 18/2014, procedent de la

¹²⁷ Reial decret 1048/2013, de 27 de desembre, pel qual s'estableix la metodologia per al càlcul de la retribució de l'activitat de distribució d'energia elèctrica. BOE núm. 312, de 30.12.2013.

¹²⁸ El requeriment es formula contra els articles 8.4; 21; 22; 25, apartats 3, 4 i 5 (paràgrafs 1 i 2) i 7; 26.3; 31; 32 i disposició final primera. Consulta a <http://www.boe.es/boe/dias/2014/05/31/pdfs/BOE-A-2014-5735.pdf>. Vegeu també el Dictamen del Consell de Garanties Estatutàries 12/2014, de 20 de març.

¹²⁹ Proposta de Reial decret pel qual es modifiquen diferents disposicions en el sector elèctric. Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, 15/01/2015. Consulta a http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Participacion/Documents/Proyecto_real_decreto_disposiciones_sector_electrico/2-2015_01_16_RD-MODIF-DISPOSIC-SIST-ELEC_enviado-audiencia.pdf.

¹³⁰ Llei 34/1998, de 7 d'octubre, del sector d'hidrocarburs. BOE núm. 241, de 08/10/1998. Consulta a <http://www.boe.es/buscar/pdf/1998/BOE-A-1998-23284-consolidado.pdf>.

¹³¹ Comerç exterior, refinament, transport, emmagatzemament i distribució de cru i productes petrolífers, inclosos els gasos líquids del petroli i adquisició, producció, líquefacció, regasificació, transport, emmagatzemament, distribució i comercialització de combustibles gasosos per canalització.

¹³² Es manté però, l'autorització de l'activitat dels operadors a l'engròs dels productes derivats del petroli.

¹³³ En aquesta línia l'LSH es modifica el 2007 i el 2012.

tramitació parlamentària del Reial decret llei 8/2014¹³⁴ i per la Llei 8/2015, que també regula determinades mesures tributàries i no tributàries en relació amb l'exploració, investigació i explotació d'hidrocarburs.¹³⁵ Les principals novetats normatives incideixen en la capacitat econòmica dels operadors a l'engròs, el subministrament de GLP canalitzat, la creació d'un mercat majorista organitzat del gas i la introducció de noves figures fiscals. Les modificacions que s'introdueixen en aquesta norma en tramitació s'analitzen en els apartats corresponents.

L'LSH atribueix a l'Estat l'obligació de vetllar per la seguretat i la continuïtat de l'abastiment d'hidrocarburs. Com a conseqüència, s'imposa l'obligació de manteniment d'existències mínimes de seguretat de productes petrolífers i de gas natural, així com de diversificar els subministraments de gas.¹³⁶ Aquestes exigències han estat desenvolupades per Reial decret 1716/2004,¹³⁷ pel qual es regula l'obligació de manteniment d'existències mínimes de seguretat, la diversificació d'abastiments de gas natural i la incorporació de reserves estratègiques de productes petrolífers. La recent reforma LSH, feta per la Llei 8/2015, incorpora mesures relatives a les existències mínimes de seguretat de gas natural i habilita el Govern a distingir dins les existències mínimes de seguretat entre existències de caràcter estratègic i les de caràcter operatiu. S'habilita també la Corporació de Reserves Estratègiques de Productes Petrolífers (CORES), a constituir, mantenir i gestionar existències de caràcter estratègic de gas natural i de gas natural líquat (GNL), facilitant així el compliment de les obligacions relatives a la seguretat de subministrament.

Planificació

La planificació en matèria d'hidrocarburs té caràcter indicatiu, amb caràcter general. En virtut de la garantia de subministrament, però, la planificació és obligatòria en relació amb les instal·lacions de la xarxa bàsica de gas natural, la xarxa de transport secundari, la determinació de la capacitat de regasificació total de gas natural líquat necessària per proveir el sistema gasista, les instal·lacions d'emmagatzemament de reserves estratègiques d'hidrocarburs líquids i d'emmagatzemament bàsic de gas natural, les instal·lacions de transport secundari i els criteris generals per determinar un nombre mínim d'instal·lacions de subministrament de productes petrolífers a la menuda.

La inclusió en la planificació obligatòria és un requisit indispensable per al reconeixement de la retribució d'instal·lacions de gas natural.

La competència en matèria de planificació s'atribueix al Govern de l'Estat, amb la participació de les comunitats autònomes. La planificació s'ha de presentar al Congrés dels Diputats.

L'LSH determina el contingut mínim de la planificació, d'entre el qual cal destacar, als efectes d'aquest Informe:

- § Previsions relatives a les instal·lacions de transport i emmagatzemament de productes petrolífers d'acord amb la previsió de la demanda, amb especial atenció de les instal·lacions d'emmagatzemament de reserves estratègiques.
- § Previsions de desenvolupament de la xarxa bàsica de transport de gas natural i de la capacitat de regasificació total de gas natural líquat necessària per abastir el sistema gasista, amb la finalitat d'atendre la demanda amb criteris d'optimització de la infraestructura gasista.
- § Definició de les zones de gasificació prioritària, expansió de les xarxes i etapes d'execució, amb la finalitat d'assegurar un desenvolupament homogeni del sistema gasista.
- § Previsions relatives a instal·lacions de transport i emmagatzemament de combustibles gasosos, així com de les plantes de recepció i regasificació de gas natural líquat, amb la finalitat de garantir l'estabilitat del sistema gasista i la regularitat i continuïtat dels subministraments de gasos combustibles.

¹³⁴ Reial decret llei 8/2014, de 4 de juliol, d'aprovació de mesures urgents per al creixement, la competitivitat i l'eficiència. BOE núm. 163, de 05.07.2014. Tramitat com a Llei 18/2014, d'aprovació de mesures urgents per al creixement, la competitivitat i l'eficiència. BOE núm. 252, de 17.10.2014.

¹³⁵ Llei 8/2015, de 21 de maig, per la qual es modifica la Llei 34/1998, de 7 d'octubre, del sector d'hidrocarburs, i per la que es regulen determinades mesures tributàries i no tributàries en relació amb l'exploració, la investigació i l'explotació d'hidrocarburs. BOE núm. 122, de 22.05.2015.

¹³⁶ Articles 50, 51, 98 i 99 LSH.

¹³⁷ Reial decret 1716/2004 pel qual es regula l'obligació de manteniment d'existències mínimes de seguretat, la diversificació d'abastiments de gas natural i la incorporació de reserves estratègiques de productes petrolífers. BOE núm. 206, de 26.08.2004.

§ Criteris generals per determinar un nombre mínim d'instal·lacions de subministrament de productes petrolífers a la menuda en funció de la densitat, la distribució i les característiques de la població i, si escau, de la densitat de circulació de vehicles.¹³⁸

§ L'LSH estableix els criteris que cal tenir en compte per a la coordinació amb plans urbanístics i d'infraestructures viàries.

La planificació vigent en el moment d'elaborar aquest Informe, aprovada el 30.05.2008 per acord del Consell de Ministres, està en procés de revisió.

D'altra banda, cal tenir en compte que a través de dues sentències de l'Audiència Nacional de 31.10.2012 es declara nul·la l'Ordre ITC/2906/2010 pel que fa a les instal·lacions de transport de gas natural partint de la impossibilitat d'aplicació analògica del Reial decret 1955/2000 en matèria elèctrica a la planificació del sistema gasista. En conseqüència, està pendent el desenvolupament reglamentari del procediment de planificació per a les xarxes de gas natural. En aquest sentit, cal assenyalar que en el moment d'elaborar aquest Informe es troba també en revisió el Reial decret 1434/2002,¹³⁹ que regula les activitats de transport, distribució, comercialització, subministrament i procediments d'autorització d'instal·lacions de gas natural.

També cal tenir en compte que el Reial decret Llei 13/2012, de 30 de març, pel qual es transposen directives en matèria de mercats interiors d'electricitat i gas i en matèria de comunicacions electròniques, i pel qual s'adopten mesures per a la correcció de les desviacions per desajustos entre els costos i els ingressos dels sectors elèctric i gasista, va adoptar un conjunt de mesures que es configuren com un primer pas per aconseguir la suficiència dels ingressos per tal de cobrir els costos, entre les quals destaca la limitació de la construcció de noves infraestructures de gas a només les necessàries per mantenir els compromisos internacionals vinculants derivats de la construcció d'interconnexions gasistes, així com per atendre nous consumidors de gas sempre que això no comportés costos afegits al sistema, i va paralitzar l'autorització i la posada en servei de noves plantes de regasificació en territori peninsular amb la finalitat de no posar en perill l'equilibri tècnic de les plantes de regasificació en operació.

3.2.3.1. EXPLORACIÓ, INVESTIGACIÓ I EXPLOTACIÓ D'HIDROCARBURS

L'LSH elimina la reserva estatal en relació amb els jaciments d'hidrocarburs existent des de la Llei 21/1974 que encomanava a l'Estat, en general, la investigació i explotació dels jaciments d'hidrocarburs.¹⁴⁰

No obstant això, estableix un control administratiu a través del previ atorgament d'un títol habilitant a partir dels principis d'objectivitat, transparència i no discriminació per explorar, investigar i explotar jaciments d'hidrocarburs. L'exploració superficial terrestre de mer caràcter geològic pot efectuar-se lliurement.

L'autorització per explorar faculta per dur a terme treballs d'exploració no profunda en àrees lliures, és a dir, sobre les quals no existeixi ni permís d'investigació ni concessió d'explotació en vigor. La competència correspon al Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme o a la comunitat autònoma si l'exploració afecta al seu àmbit territorial. Correspon al Ministeri en zones de subsòl marí i quan comprengui alhora subsòl marí i terrestre. L'LSH especifica que aquestes exploracions no s'autoritzaran amb caràcter de monopoli ni crearan drets exclusius.

El permís d'investigació autoritza per fer tasques de prospecció d'hidrocarburs per tal de localitzar-los. Atorguen al seu titular el dret exclusiu d'investigar les àrees corresponents durant 6 anys, prorrogables excepcionalment per 3 anys a petició de l'interessat. En cas de pròrroga es redueix la superfície original del permís en un 50%. L'atorgament del permís confereix al titular el dret a obtenir concessions d'explotació sobre la mateixa àrea.

L'atorgament del permís d'investigació correspon al Govern estatal o autonòmic quan afecti només el seu àmbit. El procediment d'obtenció del permís és concurrencial i l'Estat pot promoure d'ofici concursos per atorgar permisos d'investigació sobre àrees determinades no concedides.

¹³⁸ Al Govern li correspon fixar el nombre mínim d'instal·lacions de venda o distribució tenint en compte entre altres paràmetres, la densitat, distribució i característiques de la població i la densitat de circulació del tràfic. Aquests criteris s'han d'elaborar amb la participació de les comunitats autònomes, presentats al Congrés i, una vegada aprovats, han de ser tinguts en compte als instruments urbanístics i d'ordenació del territori, així com en la planificació d'infraestructures i carreteres.

¹³⁹ Reial decret 1434/2002, de 27 de desembre, pel qual es regulen les activitats de transport, distribució, comercialització, subministrament i procediments d'autorització d'instal·lacions de gas natural. BOE núm. 313, de 31.12.2002.

¹⁴⁰ En el que no s'oposà a l'LSH, continua vigent el Reial decret 2362/1976, de 30 de juliol, pel que s'aprova el Reglament de la Llei sobre investigació i explotació d'hidrocarburs de 27 de juny de 1974. BOE núm. 247, de 14.10.1976.

Dels diversos permisos d'investigació sol·licitats a Catalunya, cal fer esment a l'anomenat "Les Pinasses" concedit per la Generalitat el 30.10.2009 a Petroleum & Oil per dur a terme activitats d'investigació geològica en una àrea de 13.000 Ha durant 6 anys en cavitats salines a l'àrea propera a Balsareny. Es tracta d'un projecte d'emmagatzemament de gas que, en el moment de redactar aquest Informe, després de l'extinció parcial per renúncia del titular, continua vigent respecte 5.136,80 has.¹⁴¹ Així mateix, sobre aquest àmbit està en procés de tramitació la sol·licitud de concessió d'explotació, que correspon atorgar a l'Estat, tal com s'analitza a continuació.

L'explotació consisteix en la recuperació d'hidrocarburs a partir de l'extracció del jaciment. Aquesta activitat requereix la concessió administrativa perquè afecta béns de domini públic. L'LSH distingeix la **concessió d'explotació de jaciments d'hidrocarburs i la d'emmagatzemament subterrani**. La concessió d'explotació de jaciments atorga el dret a explotar en exclusiva el jaciment per 30 anys, prorrogable per dos períodes successius de 10. La concessió d'emmagatzemament subterrani autoritza a emmagatzemar hidrocarburs de producció pròpia o propietat de tercers al subsòl de l'àrea atorgada per un període de 30 anys prorrogable per dos períodes successius de 10 anys. S'autoritza l'extracció dels hidrocarburs si per raons tècniques es requereix. La concessió d'explotació s'atorga per Reial decret del Govern, prèvia audiència de la comunitat autònoma. Estableix les bases de l'explotació, l'exigència d'una assegurança de responsabilitat civil i les previsions econòmiques de desmantellament. Anul·lada o extingida una concessió s'ha de procedir al desmantellament de les instal·lacions i les instal·lacions permanents existents reverteixen a l'Estat.

Els titulars dels permisos d'investigació i de concessions d'explotació estan obligats al pagament del cànon de superfície establert per l'LSH.

L'Administració atorgant ha d'autoritzar també la transmissió total o parcial dels permisos d'investigació i concessions d'explotació, així com els convenis de col·laboració.¹⁴²

Les autoritzacions, permisos i concessions s'extingeixen per incompliment de les condicions del seu atorgament, per caducitat al venciment del termini, per renúncia total o parcial del titular, per dissolució o liquidació de l'empresa titular i per qualsevulla altra causa establerta legalment. L'extinció comporta la devolució de la garantia o de la part que correspongui en cas d'extinció parcial.

Quan per causa imputable al sol·licitant es paralitzi la tramitació d'un expedient, l'autoritat competent ha d'advertir que transcorreguts tres mesos es produeix la caducitat i la pèrdua de la fiança, en cas de permís d'investigació o concessió d'explotació. Quan la paralització es produeix per causa no imputable a al titular, el permís o concessió es prolonga pel termini de durada de la suspensió o paralització. Durant aquest termini de suspensió no és exigible el cànon ni cap taxa, ni el manteniment del pla d'inversions previst.¹⁴³

¹⁴¹ Resolució EMO/1322/2013, de 13 de juny, per la qual es dona publicitat a la part dispositiva de les resolucions que han declarat l'extinció parcial per renúncia del titular del permís d'investigació d'hidrocarburs anomenat Les Pinasses, atorgat a la societat Petroleum Oil & Gas España, SA. DOGC núm. 6403, de 25.06.2013.

Aquest projecte no s'inclou entre les infraestructures estratègiques previstes en la planificació dels sectors de l'electricitat i del gas 2008-2016 ni en l'esborrany 2012-2020.

El 29 de gener de 2014, el Parlament aprova una resolució en la Comissió de Territori i Sostenibilitat en què es demana al Govern "un estudi sísmic i geològic que assegurí que no hi haurà cap risc de moviments a la zona" i que no autoritzi el projecte si no preveu "un sistema segur d'evacuació de les salmorres" i si no es construeixen les cavitats amb "aigua residual o reutilitzada", descartant així la possibilitat de captar l'aigua de la sèquia.

¹⁴² Per exemple, en relació amb el projecte Les Pinasses, s'ha subscrit un conveni de col·laboració amb ICL-Iberpotash, atès que aquesta posseeix una concessió prèvia d'explotació minera en aquests terrenys.

¹⁴³ El Reial decret 855/2008, de 16 de maig va atorgar a Escal UGS, SL la concessió d'explotació per a l'emmagatzemament subterrani de gas natural anomenat Castor, ubicat a l'antic jaciment petrolífer marí d'Amposta. A través del [Reial decret llei 13/2014, de 3 d'octubre, pel qual s'adopten mesures urgents en relació amb el sistema gasista i la titularitat de les centrals nuclears](#) (BOE núm. 241, de 04.10.2014. Convalidat pel Congrés dels Diputats per acord de 16 d'octubre de 2014) s'acorda hibernar les instal·lacions, extingir la concessió d'explotació d'emmagatzematge subterrani de gas natural per renúncia del titular i que ENAGÁS li aboní com a valor net de la inversió 1.350.729 milers d'euros, sense perjudici dels drets retributius meritats per ESCAL UGS, SL, en el període comprès entre l'acta de posada en servei provisional i la data d'entrada en vigor del Reial decret llei 13/2014, que comprenen una retribució financera, l'abonament dels costos d'operació i manteniment en què s'hagi incorregut i inclosos els costos de manteniment des de la suspensió de l'operació.

El Parlament i el Govern de la Generalitat de Catalunya i el Grup Parlamentari Socialista al Congrés han formulat recurs d'inconstitucionalitat contra diversos articles d'aquesta norma. Recurs 7874/2014 del Govern de la Generalitat. Recurs 7848/2014 del Parlament de Catalunya contra els articles 2, 4.1 i 4.3 i Recurs 21/2015 del Grup Parlamentari Socialista. Els tres recursos han estat admesos a tràmit per providència del Tribunal Constitucional de 03.02.2015. En el Dictamen 25/2014, d'11 de desembre, sobre el Reial decret llei 13/2014, de 3 d'octubre, pel qual s'adopten mesures urgents en relació amb el sistema gasista i la titularitat de les centrals nuclears, el Consell de Garanties Estatutàries considera que els articles 2 i 4.1 i 3 excedeixen dels límits constitucionals de la llei singular i, per tant, vulneren el dret a la tutela judicial efectiva

L'LSH fa una crida al reglament per a l'establiment del procediment d'adaptació de les concessions d'explotació de recursos naturals o d'un jaciment d'hidrocarburs a una concessió d'explotació d'emmagatzemament subterrani.¹⁴⁴

La Llei 21/2013 d'avaluació ambiental sotmet els projectes d'explotació de recursos no convencionals a través de fractura hidràulica (*fracking*) a l'exigència d'avaluació ambiental.

A Catalunya, la Llei d'urbanisme estableix que en l'explotació de recursos naturals en sòl no urbanitzable, en el cas d'aprofitament d'hidrocarburs, no és permès d'utilitzar la tecnologia de la fracturació hidràulica quan pugui tenir efectes negatius sobre les característiques geològiques, ambientals, paisatgístiques o socioeconòmiques de la zona, o amb relació a altres àmbits competencials de la Generalitat.¹⁴⁵ Recentment el Tribunal Constitucional ha aixecat la suspensió cautelar sobre aquesta previsió, a l'espera de sentència sobre el fons de la qüestió.

En la recent modificació de l'LSH aprovada per la Llei 8/2015, s'estableixen una sèrie de disposicions tributàries i no tributàries amb l'objectiu d'harmonitzar el risc i la rendibilitat de la investigació i l'explotació dels jaciments d'hidrocarburs amb l'interès general d'aquestes activitats, de manera que les rendes econòmiques derivades del descobriment de nous jaciments reverteixi també en el conjunt de la societat. Amb aquest objectiu es crea l'impost sobre el valor de l'extracció de gas, petroli i condensats com a impost directe i de naturalesa real que grava el valor dels productes del domini públic, gas, petroli i condensats extrets en territori espanyol. Es modifica també el cànon de superfície. S'introdueix l'obligació d'un compromís social amb les comunitats locals en les quals es desenvolupen les activitats d'exploració, investigació i explotació d'hidrocarburs. S'estableixen, finalment, incentius per a les comunitats autònomes i entitats locals.

3.2.3.2. PETROLI I DERIVATS

La regulació del mercat de productes derivats del petroli que conté l'LSH elimina l'anterior règim general d'autorització prèvia per al desenvolupament de les activitats petrolíferes i manté l'autorització de les instal·lacions afectes al desenvolupament d'aquestes activitats.¹⁴⁶ L'LSH modifica també el dret d'accés de tercers a les instal·lacions d'emmagatzemament i transport de productes petrolífers i la regulació del preu dels productes derivats del petroli, que és lliure (excepte per als gasos líquids del petroli, respecte dels quals el Govern pot establir preus màxims de venda). La planificació en aquest àmbit, com s'ha analitzat, és indicativa, excepte pel que fa a les instal·lacions d'emmagatzemament d'hidrocarburs líquids, la xarxa de transport i els criteris generals d'establiment d'instal·lacions de distribució a la menuda.

L'LSH distingeix entre els hidrocarburs líquids i els gasos líquids del petroli.

Hidrocarburs líquids

L'LSH regula el règim de les instal·lacions de refinament, d'emmagatzemament i de transport; l'activitat dels operadors a l'engròs i l'activitat de distribució a la menuda.

Instal·lacions. L'LSH estableix que cal autorització prèvia per construir, explotar i tancar instal·lacions de refinament, transport i d'emmagatzemament de productes petrolífers que tinguin per objecte prestar servei a operadors a l'engròs.

La sol·licitud d'aquestes autoritzacions requereix acreditar les condicions tècniques i de seguretat de les instal·lacions proposades; el compliment de la protecció del medi ambient i l'adequació de l'emplaçament al règim d'ordenació del territori.

Aquestes autoritzacions tenen caràcter reglat i són atorgades pel Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme en el cas de les instal·lacions de refinament. En la resta de casos la competència correspon a l'Estat o la comunitat autònoma segons el criteri de distribució competencial analitzat.

¹⁴⁴ Així mateix, a través de la Llei 12/2007 es va fer aquesta adaptació respecte de cinc emmagatzemaments.

¹⁴⁵ Article 47.10 del Text refós de la Llei d'urbanisme introduït per l'article 167.1 de la Llei 2/2014, del 27 de gener, de mesures fiscals, administratives, financeres i del sector públic. Aquest article va ser objecte de recurs d'inconstitucionalitat núm. 6513-2014, atès que el Govern de l'Estat considerà que aquesta norma disfressa una prohibició total i absoluta del *fracking*. El recurs està pendent de resolució en el moment d'aprovar el present informe.

¹⁴⁶ L'LSH mantenia, però, l'exigència d'autorització per als operadors a l'engròs de productes petrolífers, els operadors a l'engròs de gasos líquids del petroli i els operadors a la menuda de gasos líquids del petroli a granel. Aquesta exigència va ser substituïda per un sistema de declaració responsable i comunicació prèvia per la Llei 25/2009.

Les autoritzacions tenen caràcter reglat i s'atorguen d'acord amb els principis d'objectivitat, transparència i no discriminació. S'han de tenir en compte els criteris de planificació d'hidrocarburs en cas de les instal·lacions de transport i emmagatzemament.

En cas de tancament pot imposar-se al titular l'obligació de desmantellament.

La transmissió o modificació d'aquestes instal·lacions ha de ser comunicada a l'autoritat que va concedir l'autorització inicial.

Per garantir l'efectivitat de la lliure competència empresarial, l'LSH reconeix el dret d'accés de tercers a les instal·lacions fixes d'emmagatzemament i transport. A diferència del sector elèctric i del gas, on es regula el preu i les condicions d'accés, en el sector d'hidrocarburs l'accés és negociat i s'ha de permetre en condicions tècniques i econòmiques no discriminatòries, transparents i objectives, aplicant preus que s'han de fer públics. En territoris insulars i zones on no hi hagi suficients infraestructures alternatives de transport i emmagatzemament, el Govern de l'Estat pot establir peatges i condicions d'accés.

El dret d'accés correspon als operadors a l'engròs, als consumidors i comercialitzadors de productes petrolífers que es determinin reglamentàriament.

L'accés es pot denegar només per falta de capacitat disponible, en cas de pagaments pendents del sol·licitant d'accés o de manca de reciprocitat internacional al país d'origen de la companyia sol·licitant. L'LSH prohibeix acords d'accés per damunt del nivell de consum anual per evitar el bloqueig de la capacitat excedent del transport i emmagatzemament a tercers competidors. La resolució dels conflictes sobre l'accés de tercers correspon a la CNMC.

Operació a l'engròs. L'activitat de comercialització a l'engròs requereix comunicació, que ha d'anar acompanyada d'una declaració responsable sobre el compliment de les condicions exigides per a l'exercici d'aquesta activitat, regulades al Reial decret 2487/1994.¹⁴⁷ La comunicació es fa al Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, que ho comunica a la Corporació de Reserves Estratègiques de Productes Petrolífers (CORES) i a la CNMC.

Distribució a la menuda. La distribució a la menuda de productes petrolífers¹⁴⁸ pot ser exercida lliurement per qualsevulla persona física o jurídica. No obstant això, l'LSH exigeix que les instal·lacions que s'utilitzin per a l'exercici d'aquestes activitats tinguin les autoritzacions administratives preceptives per a cada tipus d'instal·lació, d'acord amb les instruccions tècniques complementàries que estableixin les condicions tècniques i de seguretat.

L'LSH exigeix la inscripció al Registre d'Instal·lacions de Distribució a la Menuda, que ha d'existir a totes les comunitats autònomes, la informació dels quals ha de ser incorporada al registre corresponent del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

D'entre les diferents activitats de subministrament a la menuda destaca el subministrament de combustibles d'automoció, que compta amb un desenvolupament reglamentari específic.¹⁴⁹ En aquest àmbit s'ha de fer esment al Reial decret llei 4/2013, de mesures de suport a l'emprenedor i d'estímul del creixement i de la creació d'ocupació (tramitat com a Llei 11/2013),¹⁵⁰ que parteix de la consideració que encara té lloc una reduïda competència efectiva en el sector de la distribució de carburants d'automoció, tant a nivell majorista com detallista, i modifica l'LSH per incorporar una sèrie de mesures dirigides a l'àmbit de la distribució a la menuda per eliminar barreres administratives, simplificar els tràmits a l'obertura de noves instal·lacions de subministrament i fomentar l'entrada de nous operadors. Així, es preveu que les administracions autonòmiques estableixin un procediment únic que inclogui tots els actes de control preceptius que hauran de complir les instal·lacions on es distribueixen carburants a la menuda; que aquest procediment tingui un termini màxim de vuit mesos per notificar la resolució i l'efecte estimatori del silenci en cas de no fer-ho; que els instruments de planificació territorial o urbanística no

¹⁴⁷ Reial decret 2487/1994, de 23 de desembre, pel que s'aprova l'Estatut regulador de les activitats de distribució a l'engròs i de distribució a la menuda a través de subministraments directes a instal·lacions fixes, de carburants i combustibles petrolífers. BOE núm. 18, de 21.01.1995.

¹⁴⁸ Inclou el subministrament de combustibles i carburants a vehicles en instal·lacions habilitades a l'efecte; el subministrament a instal·lacions fixes per a consum a la pròpia instal·lació; el subministrament de querosè destinat a l'aviació; el subministrament de combustibles a embarcacions i qualsevol altre subministrament que tingui per finalitat el consum de productes petrolífers.

¹⁴⁹ Reial decret 1905/1995, de 24 de novembre, pel que s'aprova el Reglament per la distribució a la menuda de carburants i combustibles petrolífers en instal·lacions de venda al públic i es desenvolupa la disposició addicional primera de la Llei 34/1992, d'ordenació del sector petrolífer. BOE núm. 304, de 21.12.1995.

¹⁵⁰ Reial decret llei 4/2013, de 22 de febrer, de mesures de suport a l'emprenedor i d'estímul del creixement i de la creació d'ocupació. BOE núm. 47, de 23.02.2013. Llei 11/2013, de 26 de juliol, de mesures de suport a l'emprenedor i d'estímul del creixement i de la creació d'ocupació. BOE núm. 179, de 27.07.2013.

puguin regular aspectes tècnics de les estacions de servei; que els usos del sòl aptes per a diverses activitats comercials i industrials i d'inspecció tècnica de vehicles o per a activitats amb nivells de perillositat, residus o impacte ambiental similars al d'una estació de servei, siguin compatibles amb la instal·lació de gasolineres i que tot això s'entén sense perjudici del que estableix la legislació de carreteres.

El Reial decret llei 4/2013 va modificar també el Reial decret llei 6/2000, que va establir que els grans establiments comercials incorporarien entre els seus equipaments, com a mínim, una instal·lació de subministrament de productes petrolers a vehicles. El Reial decret llei 4/2013 n'amplia l'àmbit subjectiu afegint les agrupacions d'establiments comercials, els centres comercials, els parcs comercials, els establiments d'inspecció tècnica de vehicles i les zones o polígons industrials, als establiments comercials individuals que eren els autoritzats per incloure estacions de subministrament de productes petrolers. També afegeix d'una banda la prohibició als òrgans municipals que, per la mera absència de sòl qualificat específicament per estacions de servei o unitats de subministrament de carburants a vehicles, deneguin la seva instal·lació en els establiments i zones esmentats i, de l'altra banda, que als efectes de la normativa sectorial comercial, la superfície de l'estació de servei no computi com a superfície útil d'exposició i venda al públic de l'establiment en què s'integri.

La Generalitat de Catalunya va formular recurs d'inconstitucionalitat contra les modificacions introduïdes pel Reial decret llei 4/2013, admès a tràmit amb el núm. 3071/2013, i pendent de resoldre's en el moment d'elaborar aquest Informe.

Gasos líquids del petroli (GLP)

En aquest àmbit l'LSH regula l'activitat dels operadors a l'engròs, dels comercialitzadors de GLP a granel i dels comercialitzadors de GLP envasats.

Operadors a l'engròs. Són operadors a l'engròs les societats mercantils que facin activitats d'emmagatzemament, mescla, envasat, transport i comercialització a l'engròs de GLP.

L'inici i el cessament de l'activitat d'operació a l'engròs requereix, excepte per a les activitats que tinguin per objecte envasos de capacitat no superior a 8kg, comunicació prèvia al Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, que ho comunica a la CNMC i a CORES. La comunicació ha d'anar acompanyada d'una declaració responsable sobre el compliment de les condicions reglamentàries exigides.

Els operadors han d'exigir als comercialitzadors a la menuda de GLP envasat i als titulars de les instal·lacions de GLP a granel la documentació acreditativa que llurs instal·lacions compleixen les condicions tècniques i de seguretat exigibles reglamentàriament.

Comercialitzadors a la menuda de GLP a granel. Són comercialitzadors a la menuda de GLP a granel les societats mercantils que facin activitats d'emmagatzemament, mescla, transport i comercialització a la menuda de GLP a granel. Es requereix comunicació prèvia acompanyada de declaració responsable. No cal comunicació de l'activitat de subministrament a vehicles des d'instal·lacions fixes de distribució a la menuda.

L'LSH requereix autorització administrativa prèvia per la construcció, modificació, explotació i tancament de les instal·lacions d'emmagatzemament i distribució de GLP a granel i les canalitzacions necessàries per al subministrament fins als consumidors finals. La transmissió d'aquestes instal·lacions també ha de ser autoritzada.

No requereixen autorització administrativa les instal·lacions esmentades quan el seu objectiu sigui el consum propi o quan afectin un usuari o un mateix bloc d'habitatges. Tampoc requereixen autorització els projectes d'instal·lació necessàries per a la defensa nacional considerades d'interès militar.

L'autorització administrativa de tancament d'una instal·lació pot imposar al titular l'obligació de desmantellar-la.

Els sol·licitants han d'acreditar el compliment dels requisits relatius a les condicions tècniques i de seguretat de les instal·lacions; el compliment adequat de les condicions de protecció del medi ambient; l'adequació de l'emplaçament en funció de l'ordenació del territori i la capacitat legal, tècnica i econòmicofinancera.

Comercialització a la menuda de GLP envasats. La comercialització de GLP envasats es farà lliurement, si bé les instal·lacions d'emmagatzemament i comercialització han de complir les condicions tècniques i de seguretat reglamentàriament establertes.¹⁵¹

La recent modificació de l'LSH, aprovada per la Llei 8/2015, inclou diverses mesures que afecten els GLP. La principal modificació es refereix al subministrament del GLP canalitzat. Aquesta modalitat es defineix explícitament com a modalitat de subministrament a granel i s'estableix que li és d'aplicació el previst per al subministrament de gasos combustibles per canalització mentre no es faci el desenvolupament reglamentari necessari. Es revisa la regulació de les instal·lacions de subministrament de GLP per canalització amb un doble objectiu: D'una banda, evitar la duplicitat sota la consideració que, independentment que se subministri GLP o gas natural, les xarxes de distribució han de ser úniques quan es tracti d'abastir un mateix consumidor o grup de consumidors. D'altra banda, per fomentar-ne el desenvolupament a les zones on encara no és possible l'accés al subministrament de gas natural. Amb aquest objectiu s'estableix el dret preferent d'un comercialitzador a la menuda de GLP que compti amb una instal·lació de distribució de GLP per canalització per ser distribuïdor de gas natural dels consumidors connectats a la seva xarxa si compleix els requisits per subministrar aquest gas.

Es regula amb rang legal l'obligació, ja regulada a nivell reglamentari, de l'operador a l'engròs de GLP i comercialitzador a la menuda de GLP a granel de constituir i mantenir una assegurança de responsabilitat civil o altres garanties financeres en import suficient per cobrir els riscos de les activitats exercides. Per a aquests subjectes s'estableix l'obligació de comunicar el cessament de l'activitat i s'especifica que la CNMC els ha d'eliminar del corresponent llistat d'operadors a l'engròs de GLP i de comercialitzadors a la menuda de GLP a granel.

Atesa la substitució de l'autorització de realitzar subministrament de GLP a granel per la comunicació d'inici de l'activitat, acompanyada de la corresponent declaració responsable de què es compleixen els requisits regulats per al seu exercici, s'inclou que els comercialitzadors a la menuda de GLP a granel tenen l'obligació de subministrar GLP a tots els consumidors que ho sol·licitin dins la província en la qual actua el comercialitzador.

S'amplia l'exigència d'acreditació documental del fet que les instal·lacions compleixen la normativa a qualsevol comercialitzador a la menuda i als titulars de totes les instal·lacions (fins ara limitada als comercialitzadors a la menuda de GLP envasat i als titulars de les instal·lacions de GLP a granel).

3.2.3.3. GAS

L'LSH, partint del procés imposat per la Unió Europea, té per objectiu avançar en la liberalització del sector del gas.

Entre les mesures relatives al gas que s'inclouen a la recent modificació de l'LSH feta per la Llei 8/2015 cal destacar que, amb l'objectiu de salvaguardar la seguretat de les instal·lacions gasistes i d'oleoductes, es detalla l'afecció a finques particulars, que s'amplia a qualsevulla de les empreses instal·ladores de gas natural habilitades per a la realització de les inspeccions de les instal·lacions receptors de gas natural. Amb anterioritat, únicament podia fer-se a través dels distribuïdors.¹⁵²

L'LSH considera combustibles gasosos el gas natural (incloent gas natural líquid i gas natural comprimit) i els gasos combustibles manufacturats o sintètics distingint entre les mesclades de gas natural, butà o propà amb aire; el biogàs i altres gasos obtinguts a partir de la biomassa i qualsevol altre tipus de gas combustible manufacturat o sintètic o barreja de gas combustible amb aire.

Des del punt de vista de la distribució de competències, l'exposició de motius de l'LSH assenyala que, atès que el mercat d'hidrocarburs es considera com a únic, no s'aplica el criteri de territorialitat sinó que per determinar la competència estatal o autonòmica cal tenir en compte l'impacte de cada instal·lació sobre un mercat global.

¹⁵¹ Reial decret 919/2006 pel qual s'aprova el Reglament tècnic de distribució i utilització de combustibles gasosos i les seves instruccions tècniques complementàries ICG 01 a 11. BOE núm. 211, de 04.09.2006

¹⁵² Altres mesures que cal destacar és que es constitueix un mercat majorista organitzat i se'n designa l'operador. Aquest mercat, quan estigui plenament desenvolupat, reflectirà un senyal de preus transparent, facilitarà l'entrada de nous comercialitzadors dinamitzadors del mercat i, per tant, incrementarà la competència en el sector; es pretén la integració al mercat organitzat de gas de l'activitat desenvolupada en tota la Península Ibèrica, tant la part espanyola com la portuguesa.

Sistema de gas natural

La major part de la regulació de l'LSH en relació amb els combustibles gasosos fa referència específica al sistema de gas natural i es troba desenvolupada pel Reial decret 1434/2002,¹⁵³ que regula les activitats de transport, distribució, comercialització, subministrament i procediments d'autorització d'instal·lacions de gas natural.

El sistema de gas natural comprèn:

- § Xarxa bàsica de transport de gas natural, constituïda pels gasoductes de transport primari de gas natural a alta pressió (pressió màxima de disseny¹⁵⁴ igual o superior a 60 bars); les plantes de regasificació de gas natural líquid; les plantes de líquefacció de gas natural i els emmagatzemaments bàsics de gas natural.
- § Dins els gasoductes de transport primari es distingeix entre xarxa troncal i xarxa d'influència local. Integren la xarxa troncal els gasoductes de transport primari interconnectats essencials per al funcionament del sistema i la seguretat de subministrament, excloent-ne la part que s'utilitza fonamentalment per al subministrament local de gas natural (que formen part de l'esmentada xarxa d'influència local). S'inclouen també a la xarxa troncal les connexions internacionals del sistema gasista espanyol amb altres sistemes, les connexions amb jaciments de gas natural a l'interior o amb emmagatzemaments bàsics, les connexions amb les plantes de regasificació, les estacions de compressió i els elements auxiliars necessaris per al seu funcionament.¹⁵⁵
- § Xarxes de transport secundari: gasoductes de pressió màxima de disseny compresa entre 60 i 16 bars.
- § Xarxes de distribució: gasoductes amb pressió màxima de disseny igual o inferior a 16 bars i altres que, independentment de la pressió de disseny, tinguin per objecte conduir el gas a un únic consumidor partint d'un gasoducte de la xarxa bàsica o de transport secundari. Tenen també la condició d'instal·lacions de distribució les plantes satèl·lit de gas natural líquid que alimenten una xarxa de distribució.
- § Emmagatzemaments no bàsics i resta d'instal·lacions complementàries. Els emmagatzemaments no bàsics són estructures al subsòl i les instal·lacions de superfície requerides amb caràcter temporal o permanent per desenvolupar l'activitat d'explotació de l'emmagatzemament subterrani, inclosos els gasoductes de connexió amb la xarxa bàsica.

Règim de les activitats. L'LSH reconeix la lliure iniciativa empresarial per a l'exercici de les activitats de subministrament de gas natural per canalització (adquisició, producció, líquefacció, regasificació, transport, emmagatzemament, distribució i comercialització). Aquestes activitats s'han d'exercir d'acord amb els principis d'objectivitat, transparència i lliure competència. En aquesta línia, l'LSH va suprimir la consideració de servei públic en el sector del gas partint de la idea que no es requeria la presència i responsabilitat de l'Estat per al seu desenvolupament, que passava així de ser agent del mercat a regulador.

No obstant això, les activitats del sector del gas regulades per l'LSH tenen la consideració d'activitats d'interès econòmic general: l'Estat ha de garantir el subministrament de gas alhora que simultàniament ha de garantir la lliure iniciativa empresarial. En estreta relació, l'LSH constata el paral·lisme amb el sistema elèctric, atès que es tracta de subministraments que requereixen connexions físiques entre productors i consumidors i que, en no tenir sentit econòmic la duplicitat d'aquestes interconnexions, el propietari de la xarxa es configura com a monopolista del subministrament. En conseqüència, la regasificació, l'emmagatzemament bàsic, el transport, la distribució i la gestió econòmica i tècnica tenen caràcter d'activitat regulada i, per tant, el règim de funcionament i el règim econòmic són els establerts per l'LSH. La comercialització es realitza en règim de lliure competència i per tant el règim econòmic es determina pel que pactin les parts, sense perjudici del que s'especifica per al subministrament d'últim recurs.¹⁵⁶

Pel que fa a la producció, en general l'LSH es refereix a la producció de gas natural en el sentit d'extracció d'un jaciment, equivalent a explotació, i se sotmet al règim sobre exploració, investigació i explotació d'hidrocarburs ja analitzat. Pel que fa a la fabricació de combustibles manufacturats o sintètics i la mescla de gas natural, butà o propà amb aire quan es destinin al subministrament final a consumidors per canalització, l'LSH no es pronuncia

¹⁵³ Reial decret 1434/2002, de 27 de desembre, pel qual es regulen les activitats de transport, distribució, comercialització, subministrament i procediments d'autorització d'instal·lacions de gas natural. BOE núm. 313, de 31.12.2002.

¹⁵⁴ El criteri de pressió de disseny serveix per distingir entre gasoductes de transport primari, de transport secundari i de distribució.

¹⁵⁵ Les instal·lacions que s'inclouen dins la xarxa troncal es concreten a través de l'Ordre IET/2434/2012, de 7 de novembre, per la qual es determinen les instal·lacions de la xarxa bàsica de gas natural que pertanyen a la xarxa troncal de gas natural. BOE núm. 274, de 14.11.2012.

¹⁵⁶ Articles 54 i 60 LSH.

expressament sobre el règim aplicable, tot i que es remet al règim d'autorització d'instal·lacions de distribució de gas natural i disposa que s'ha d'ajustar als criteris de planificació i que les plantes de fabricació i els gasoductes necessaris per al subministrament fins als consumidors finals tenen la consideració d'instal·lacions de distribució i, per tant, regulades.

Pel que fa a la líquefacció, l'LSH tampoc no es pronuncia expressament sobre si es tracta d'una activitat regulada, però així pot considerar-se, atesa la proximitat amb la regasificació.

Transport de gas natural

L'LSH regula només el transport en estat gasós per canalització, atès que el transport marítim de gas natural líquat es regula per normativa específica.¹⁵⁷

L'LSH parteix d'un concepte ampli de transport, atès que des de la introducció del gas natural i fins al 2008, els transportistes tenien la responsabilitat de proveir el mercat, fet que implicava traslladar el gas des dels punts d'entrada a Espanya fins a les zones de consum, comprar-lo, regasificar-lo i emmagatzemar-lo. Així, l'LSH considera transportistes les societats mercantils autoritzades per a la construcció, l'operació i el manteniment d'instal·lacions de regasificació de gas natural líquat, de líquefacció, de transport i d'emmagatzematge bàsic de gas natural.

Pel que fa al transport en sentit estricte, l'LSH configura una xarxa constituïda, com s'ha vist, per una xarxa de transport primari (en la qual es distingeix entre xarxa troncal i xarxa d'influència local) i una xarxa de transport secundari.

Menció a part ha de fer-se del règim jurídic de l'emmagatzemament del gas natural, que resulta de la combinació del Títol II i del Títol IV de l'LSH. La distinció bàsica que pot fer-se és entre l'emmagatzemament en estat gasós en estructures subterrànies o bé en estat líquid (gas natural líquat) en tancs d'emmagatzemament associats a una planta de regasificació. Els emmagatzemaments subterranis requereixen concessió administrativa i es regeixen pel títol II de l'LSH, que regula el règim de l'exploració, investigació i explotació d'hidrocarburs que ja s'ha analitzat. Pel que fa al règim aplicable a l'emmagatzemament de gas natural líquat, l'LSH no és clara sobre si es sotmet a un règim jurídic diferent o bé al que correspongui a la planta de regasificació. D'altra banda, l'LSH fa referència a emmagatzemaments bàsics i no bàsics, que s'han d'entendre no com un tipus d'instal·lacions sinó un tipus de gas, relacionat amb les existències mínimes de seguretat.

Vegeu més endavant l'anàlisi del règim d'autorització administrativa de les instal·lacions, d'accés a les instal·lacions, com també del règim econòmic.

Distribució

El Reial decret 1434/2002 defineix la distribució com l'activitat que té per objecte la transmissió de gas natural des de les xarxes de transport fins als punts de subministrament.

Els distribuïdors són les societats mercantils autoritzades per construir, mantenir i operar les instal·lacions de distribució destinades a situar el gas en els punts de consum. Per tant, el subministrament no s'inclou dins el concepte de distribució.¹⁵⁸ Els distribuïdors també poden construir, mantenir i operar instal·lacions de la xarxa de transport secundari, havent de portar comptabilitat separada.

Les instal·lacions de distribució són gasoductes amb pressió màxima de disseny igual o inferior a 16 bars i aquells altres que, independentment de la pressió màxima de disseny, tenen per objecte conduir el gas a un únic consumidor, partint d'un gasoducte de la xarxa bàsica o de transport secundari. Les plantes satèl·lit de gas natural líquat que alimenten una xarxa de distribució també es consideren instal·lació de distribució.

En principi, tot i la dificultat, caldria distingir les instal·lacions de distribució per a un únic consumidor de les línies directes, gasoductes complementaris de la xarxa per al subministrament d'un consumidor, que l'LSH permet

¹⁵⁷El transport marítim de gas natural líquat en bucs metaners es regula mitjançant la Llei 27/1992, de ports de l'Estat i de la marina mercant i la normativa de desenvolupament i per la Llei 14/2014, de 24 de juliol, de navegació marítima. BOE núm. 180, de 24.07.2014.

¹⁵⁸Tanmateix, fins a la reforma de l'LSH operada per la Llei 12/2007, el distribuïdor de gas també tenia la funció de procedir al subministrament regular i continu als consumidors connectats a les seves xarxes, a una tarifa fixada administrativament, així com d'ampliar el subministrament a tot peticionari inclòs a la seva àrea. Conjuntament amb els distribuïdors, els comercialitzadors també podien subministrar. A partir de la modificació de 2007, només els comercialitzadors poden subministrar.

construir lliurement als consumidors i que, per tant, resten excloses del règim retributiu, del règim d'accés de tercers i de les disposicions en matèria d'expropiació i servituds aplicables a les instal·lacions de distribució.

Les empreses distribuïdores s'han d'inscriure al Registre Administratiu de Distribuïdors de Combustibles Gasosos per Canalització. La inscripció és de les empreses distribuïdores, no de les instal·lacions, i hi fan constar les àrees geogràfiques en les quals actuen, però no totes i cadascuna de les autoritzacions rebudes.

Vegeu més endavant l'anàlisi del règim d'autorització administrativa de les instal·lacions, d'accés a les instal·lacions, com també del règim econòmic.

Els distribuïdors estan obligats a connectar les instal·lacions de distribució amb les instal·lacions receptores dels consumidors. Les escomeses estan regulades pel Reial decret 1434/2002. Es consideren escomeses les canalitzacions i instal·lacions complementàries compreses entre la xarxa de distribució o de transport i la clau d'escomesa, incloent-hi aquesta.

Les empreses distribuïdores i les transportistes tenen l'obligació de realitzar les escomeses i la connexió de nous consumidors o d'ampliació dels existents que se'ls sol·liciti a les àrees geogràfiques compreses a les autoritzacions corresponents. Aquesta obligació es compensa amb el dret a rebre els drets d'escomesa.

Té la consideració de dret d'escomesa la contraprestació econòmica per la construcció de les instal·lacions necessàries per atendre un nou punt de subministrament de gas o per a l'ampliació de la capacitat d'un d'existent. Els ingressos per escomesa es consideren retribució de l'activitat de distribució, si bé no s'inclouen en els costos reconeguts per l'activitat de distribució, es facturen directament per les empreses distribuïdores i no es subjecten al règim de liquidacions. Correspon a la comunitat autònoma l'establiment dels drets d'escomesa, dins els límits establerts pel Ministeri.

La posada en servei de les instal·lacions receptores dels usuaris només pot ser feta pel distribuïdor i requereix acoblar la instal·lació receptora a la xarxa de distribució, la verificació de la instal·lació receptora del consumidor (en particular, l'estanquitat) i el precintat de l'equip de mesura. En contraprestació, el consumidor ha d'abonar al distribuïdor els drets d'alta.¹⁵⁹

Tot i que la regulació de l'LSH gira al voltant del gas natural, cal tenir en compte que també regula el subministrament d'altres gasos combustibles per canalització, en concret els gasos líquids del petroli, que tenen un règim diferenciat que ja s'ha analitzat, i altres gasos manufacturats o sintètics i la mescla de gas natural, propà o butà amb aire.

Els gasoductes necessaris per al subministrament des de les plantes de fabricació d'aquests gasos fins als consumidors es consideren instal·lacions de distribució. Com a especificitats, cal destacar que en l'atorgament de les autoritzacions s'ha de valorar la conveniència de dissenyar i construir les instal·lacions compatibles per a la distribució de gas natural. Els subjectes autoritzats tenen les obligacions i drets dels distribuïdors de gas natural, inclòs el sistema tarifari, però no estan sotmesos a les obligacions relatives a l'accés de tercers.

Les empreses titulars d'instal·lacions de distribució d'altres gasos combustibles per canalització tenen, prèvia autorització administrativa, dret a transformar-les, complint les condicions tècniques de seguretat exigibles, per utilitzar-les amb gas natural.

Gestor tècnic del sistema

El gestor tècnic, com a subjecte del sistema gasístic, és el responsable de la gestió tècnica, que s'ocupa de l'organització del funcionament adequat del subministrament de gas amb l'objectiu de garantir la continuïtat i la seguretat del subministrament de gas natural o la correcta coordinació entre els punts d'accés, els emmagatzemaments, el transport i la distribució.

ENAGÁS, SA té la consideració de gestor tècnic del sistema gasista, atès que és el transportista titular de la majoria de les instal·lacions de la xarxa bàsica de gas natural. És el transportista dominant però no l'únic.

Entre les funcions del gestor tècnic del sistema cal destacar les següents:

¹⁵⁹ Decret 72/2006, d'11 d'abril, pel qual es regula el règim econòmic dels drets d'alta que han d'aplicar les empreses distribuïdores de gas natural per canalització. DOGC núm. 4614, de 13.04.2006.

- § Gestionar les instal·lacions de la Xarxa Bàsica del Sistema Gasista i de Transport Secundari.
- § Determinar i controlar el nivell de garantia de proveïment de gas natural del sistema a curt i mig termini.
- § Preveure a curt i mig termini la utilització d'instal·lacions del sistema, així com de les reserves de gas natural, d'acord amb la previsió de la demanda.
- § Impartir les instruccions necessàries per a la correcta explotació del sistema de gas natural i el seu transport d'acord amb els criteris de fiabilitat i seguretat que s'estableixin.
- § Coordinar i modificar, si escau, els plans de manteniment d'instal·lacions de forma que se n'asseguri el funcionament i la disponibilitat per garantir la seguretat del sistema.
- § Impartir les instruccions d'operació a les instal·lacions de transport, incloses les interconnexions internacionals.
- § Proposar al Ministeri d'Economia el desenvolupament de la Xarxa Bàsica de Gas Natural i l'ampliació i/o extensió dels emmagatzemaments.
- § Donar les ordres oportunes per tal que les empreses titulars de les xarxes de transport i dels emmagatzemaments facin funcionar les seves instal·lacions de tal forma que s'asseguri l'entrega de gas en les condicions adequades en els punts de sortida del sistema.
- § El control dels emmagatzemaments.
- § El gestor tècnic del sistema té dret a ser retribuit per l'exercici de les funcions gestores, al marge de la retribució que li correspon com a transportista.
- § La retribució es determina pel Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme previ informe de la CNMC, tenint en compte els costos d'operació, de comunicació i de control, així com altres costos necessaris per al desenvolupament de la seva activitat. Les tarifes de subministrament de gas natural, els peatges i els cànonns inclouen una quota destinada a la retribució del gestor tècnic del sistema.
- § ENAGÁS, en la seva condició de gestor tècnic del sistema, està obligada a dur comptes separats d'aquesta funció respecte de les que desenvolupa com a transportista.

Autorització administrativa de les instal·lacions gasistes

Amb l'aprovació de l'LSH i l'abandonament de la consideració del subministrament de gas com un servei públic, se suprimiren les concessions per a activitats incloses en el servei públic de subministrament de gasos combustibles per canalització i se substituïren per autoritzacions administratives indefinides que habiliten el titular per a l'exercici de les activitats objecte de les concessions que es declaren extingides, a través de les corresponents instal·lacions.¹⁶⁰

L'LSH estableix que requereixen autorització administrativa prèvia les instal·lacions següents:

- § Plantes de regasificació i líquüefacció de gas natural i de fabricació de gasos combustibles manufacturats o sintètics o de commixió de gasos combustibles per aire.
- § Instal·lacions d'emmagatzemament, transport i distribució de gas natural.
- § Emmagatzemament de combustibles gasosos manufacturats, i sintètics i commixions de gasos i aire per a subministrament per canalització.

Poden realitzar-se lliurement, sense altres requisits que els relatius al compliment de les disposicions tècniques i de seguretat i mediambientals les instal·lacions següents:

¹⁶⁰ Disposició addicional sisena de l'LSH.

- § Les que requereixen autorització, quan el seu objecte sigui el consum propi, sense que puguin subministrar a tercers.
- § Les relatives a fabricació, commixió, emmagatzemament, distribució i subministrament de combustibles gasosos des d'un centre productor en el qual el gas sigui un subproducte.
- § Les d'emmagatzemament, distribució i subministrament de gas natural d'un usuari o dels usuaris d'un mateix bloc d'habitatges.
- § Les línies directes consistents en un gasoducte per gas natural l'objecte exclusiu de les quals sigui la connexió de les instal·lacions d'un consumidor qualificat amb el sistema gasista.

No requereixen tampoc autorització administrativa els projectes d'instal·lacions necessàries per a la defensa nacional considerades d'interès militar.

Tot i que l'autorització es refereix a la instal·lació, l'Administració autoritzant analitza també la capacitat legal, tècnica i economicofinancera del sol·licitant.

L'autorització administrativa prèvia de les instal·lacions s'ha de sol·licitar per a la construcció, la modificació, l'exploració, la transmissió i el tancament.

Les autoritzacions són indefinides, però l'incompliment de les condicions i requisits establerts a les autoritzacions o la variació substancial dels pressupòsits que en van determinar l'atorgament poden donar lloc a la seva revocació.

El procediment d'autorització es concreta pel Reial decret 1434/2002, que regula el procediment quan l'aprofitament de la instal·lació en qüestió afecti més d'una comunitat autònoma o quan el transport o distribució surti de l'àmbit territorial d'una d'aquestes.¹⁶¹ L'emmagatzemament bàsic de gas natural es regeix per la normativa sobre exploració, investigació i explotació de jaciments d'hidrocarburs.

L'Estat té la competència exclusiva per atorgar l'autorització de totes les instal·lacions que integren la xarxa bàsica, estiguin ubicades o no en el territori d'una sola comunitat autònoma, atès que el seu aprofitament n'afecta més d'una. També té competència exclusiva per autoritzar les instal·lacions de transport secundari que surtin de l'àmbit territorial d'una comunitat autònoma o l'aprofitament de la qual afecti una altra comunitat. En la resta de casos, la competència per autoritzar recau en la comunitat autònoma. Es reconeix a l'Administració general de l'Estat la competència per informar, amb caràcter vinculant, sobre les autoritzacions d'aquelles instal·lacions de la xarxa de transport secundari competència de les comunitats autònomes.¹⁶²

Els gasoductes de transport primari que formin part de la xarxa mallada seran adjudicats directament a l'empresa que tingui atribuïdes les funcions de gestor tècnic del sistema gasista (ENAGÁS). Potestativament poden adjudicar-se directament altres gasoductes competència de l'Estat als titulars de les instal·lacions a les quals es connectin. Els gasoductes de transport secundari s'han d'atorgar a través d'un procediment que asseguri la concurrència. Pel que fa a la resta d'instal·lacions de transport, preferentment s'ha d'autoritzar a través d'un procediment en concurrència si bé excepcionalment les empreses interessades en una instal·lació nova de la xarxa bàsica poden sol·licitar que se'ls atorgui directament.¹⁶³

Pel que fa a les instal·lacions de distribució, correspon autoritzar-les a la comunitat autònoma quan no superin el seu territori o el seu aprofitament no afecti una altra comunitat autònoma. En cas contrari, correspon a l'Estat. Sobre la zona de distribució de gas natural d'una autorització administrativa no poden concedir-se noves autoritzacions per a la construcció d'instal·lacions de distribució, sense perjudici de la possibilitat de construir línies di-

¹⁶¹ La regulació dels procediments que conté el Reial decret 1434/2002 no és bàsica; no obstant això, és aplicable en cas que la comunitat autònoma no hagi aprovat regulació en la matèria.

¹⁶² Vegeu l'apartat "Marc competencial" en l'àmbit de l'energia.

¹⁶³ En aquest cas, però, durant la tramitació hi ha d'haver un tràmit d'informació pública en el qual es poden presentar ofertes en competència.

rectes.¹⁶⁴ Tot i que l'empresa autoritzada gestiona un monopoli, l'autorització no concedeix drets exclusius d'ús i per tant ha de donar accés a altres subjectes a les seves instal·lacions.

Les autoritzacions de construcció i explotació d'instal·lacions de distribució han de ser atorgades, preferentment, a l'empresa distribuïdora de la zona i, si no existeix, s'ha de tenir en compte els principis de monopoli natural del transport i la distribució, xarxa única i de realització al menor cost per al sistema gasista.¹⁶⁵

Accés de tercers a les instal·lacions gasistes

L'accés de tercers a la xarxa és, conjuntament amb la separació d'activitats, l'instrument emprat per fomentar l'aparició de competència al mercat gasista. El règim jurídic bàsic de l'accés de tercers a les instal·lacions gasistes es troba a l'LSH i al Reial decret 949/2001.¹⁶⁶

Es garanteix el dret de tercers a accedir a les instal·lacions de la Xarxa Bàsica i a les instal·lacions de transport i distribució. Els titulars d'aquestes instal·lacions tenen obligació de permetre-hi l'accés de tercers. L'obligació de donar accés és una obligació d'interès general.

Els tercers autoritzats són els subjectes autoritzats per adquirir gas natural: els consumidors directes de mercat¹⁶⁷ i els comercialitzadors. Els transportistes gaudeixen d'aquest dret d'accés per al nivell mínim d'emplenament de tancs de gas natural líquid, gasoductes de transport, emmagatzemaments i xarxes de distribució així com per aquelles altres funcions que reglamentàriament s'estableixin i no tinguin com a finalitat última el subministrament. També es reconeix a Enagás el dret d'accés, tant en la seva qualitat de transportista com de gestor tècnic del sistema.

El procediment per sol·licitar l'accés a les instal·lacions consta de les fases següents: sol·licitud d'accés a través de petició formal de reserva de capacitat que serà avaluada, pel gestor tècnic del sistema, que pot ser denegada per manca de capacitat disponible; signatura de contractes d'accés amb els titulars de les instal·lacions i amb el gestor tècnic en cas dels emmagatzemaments subterranis; abonament dels peatges i cànon corresponents.

El preu per l'ús de les instal·lacions es determina pel peatge que aprovi el Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme previ acord de la Comissió Delegada per a Assumptes Econòmics. En canvi, l'accés de tercers als emmagatzemaments no bàsics segueix un sistema negociat, raó per la qual s'exclouen del règim retributiu del sistema gasista.

La resolució de les sol·licituds es fa conforme a un criteri cronològic de la sol·licitud (*first come first served*) en cas de l'accés a les plantes de regasificació i punts d'entrada al sistema de transport. Poden acordar-se criteris d'assignació de capacitat en determinades infraestructures que poden presentar congestions o a les connexions internacionals. Així, en el cas de l'emmagatzemament subterrani s'aplica el criteri de repartiment anual de la capacitat proporcional a les obligacions d'emmagatzemament estratègic de cada operador. La resta de capacitat d'emmagatzemament se subhasta.

L'LSH estableix les causes de denegació d'accés a les instal·lacions de transport: falta de capacitat; quan l'accés impedeixi complir les obligacions de subministrament imposades; per dificultats econòmiques i financeres greus que puguin derivar-se de l'execució de contractes de compra obligatòria i, finalment per aplicació del principi de reciprocitat.

¹⁶⁴ Disposició addicional vint-i-tresena de l'LSH. Aquesta prohibició es fonamenta en el reconeixement, a l'exposició de motius del Reial decret llei 5/2005, del caràcter de monopoli natural de la distribució de gas natural, sense perjudici del fet que s'habilitin mesures per garantir l'accés de tercers a la xarxa de distribució o la competència per a les autoritzacions que evitin comportaments oportunistes dels distribuïdors.

¹⁶⁵ Aquesta previsió, inclosa a l'article 73.7 LSH, és confusa, atesa la prohibició que existeixi més d'un distribuïdor en la mateixa zona que estableix la disposició addicional vint-i-tresena de l'LSH.

¹⁶⁶ Reial decret 949/2001, de 3 d'agost, pel qual es regula l'accés de tercers a les instal·lacions gasistes i s'estableix un sistema econòmic integrat del sector de gas natural. BOE núm. 215, de 07.09.2001.

¹⁶⁷ Consumidors que fan ús efectiu del dret d'accés.

Règim econòmic

El règim econòmic de les activitats regulades establert a l'LSH i al seu desenvolupament reglamentari pel Reial decret 949/2001 ha estat recentment reformat,¹⁶⁸ atesa la constatació de l'existència de desajustos entre els ingressos i els costos del sistema gasista.

El nou règim econòmic es fonamenta en el principi de la sostenibilitat econòmica del sistema gasista i l'equilibri econòmic a llarg termini, que tingui en consideració les fluctuacions de la demanda, el grau de desenvolupament de les infraestructures gasistes existents en l'actualitat sense detriment del principi de retribució adequada de les inversions en actius regulats ni de la seguretat de subministrament.

S'estableix el principi de sostenibilitat econòmica i financera del sistema gasista com a principi rector de les actuacions de les administracions públiques i altres subjectes del sistema gasista. En virtut d'aquest, qualsevulla mesura normativa amb relació al sector que suposi un increment de cost per al sistema gasista o una reducció d'ingressos ha d'incorporar una reducció equivalent d'altres partides de costos o un increment equivalent d'ingressos que assegurui l'equilibri del sistema. Es descarta definitivament la possibilitat d'acumulació de dèficit.

Aquest principi es reforça amb l'establiment de restriccions taxades a l'aparició de desajustos temporals anuals, i s'estableix com a mecanisme de correcció l'obligació de revisió automàtica dels peatges i cànon que corresponguin si se superen determinats llindars. Els desfasaments temporals que es produeixin des de l'entrada en vigor del nou sistema, sense sobrepassar els llindars esmentats, han de ser finançats per tots els subjectes del sistema de liquidació en funció dels drets de cobrament que generin.

En segon lloc, el principi de sostenibilitat econòmica i financera s'ha d'entendre de manera que els ingressos generats per l'ús de les instal·lacions satisfaci la totalitat dels costos del sistema.

En les metodologies retributives regulades al sector del gas natural s'han de tenir en compte els costos necessaris per dur a terme l'activitat mitjançant una empresa eficient i ben gestionada sota el principi de realització de l'activitat al menor cost per al sistema. Es fixen períodes reguladors de sis anys per establir la retribució de les activitats regulades i s'admet la possibilitat d'efectuar ajustos cada tres anys als paràmetres retributius del sistema en cas que es produeixin variacions significatives de les partides d'ingressos i costos.

El sistema retributiu per a les instal·lacions de transport, regasificació i emmagatzematge s'estableix sota principis homogenis: adopció del valor net de l'actiu com a base per al càlcul de la retribució a la inversió, incorporació d'una retribució variable en funció del gas vehiculat, regasificat o emmagatzemat en funció del tipus d'actiu, i eliminació de qualsevol procediment de revisió automàtica de valors i paràmetres retributius en funció d'índexs de preus. S'estableix una metodologia de càlcul comuna per a totes les instal·lacions de la xarxa bàsica, que pren com a base el valor net anual dels actius i n'elimina qualsevulla actualització durant el període regulador. Aquesta retribució es compon d'un terme fix per disponibilitat de la instal·lació i d'un terme variable per continuïtat de subministrament.

El terme fix de disponibilitat inclou els costos d'operació i manteniment per a cada any, l'amortització i una retribució financera calculada mitjançant l'aplicació al valor net anual de la inversió i de la taxa de retribució financera que es determini per a cada període regulador. El terme variable permet ajustar els costos del sistema davant de situacions de variació de demanda, equilibrant les diferències entre els ingressos i els costos del sistema, i per una altra banda, trasllada part del risc de la variació de la demanda, que fins ara requeia en el consumidor final, al titular de les instal·lacions. Finalitzada la vida útil reguladora de les instal·lacions, i en els casos en què l'actiu continui en operació, s'estableix com a retribució fixa els costos d'operació i manteniment incrementats per un coeficient la quantia del qual depèn del nombre d'anys en què la instal·lació supera la vida útil reguladora, i no es merita cap quantitat en concepte de retribució per inversió.

S'habilita el Govern per desenvolupar una metodologia específica per a la retribució dels nous gasoductes primaris que no pertanyin a la xarxa troncal i, pel que fa a les noves instal·lacions de transport secundari, s'estableix que la seva retribució passa a estar inclosa dins de la metodologia retributiva de les instal·lacions de distribució, i s'associa la retribució al creixement de clients i a la nova demanda generada.

¹⁶⁸ Llei 18/2014, de 15 d'octubre, d'aprovació de mesures urgents per al creixement, la competitivitat i l'eficiència. BOE núm. 252, de 17.10.2014. Procedeix de la tramitació parlamentària del Reial decret llei 8/2014, de 4 de juliol, d'aprovació de mesures urgents per al creixement, la competitivitat i l'eficiència. BOE núm. 163, de 05.07.2014. Contra aquesta Llei la Generalitat ha formulat recurs d'inconstitucionalitat núm. 283/2015, contra, entre d'altres, l'article 59.3 sobre sostenibilitat econòmica i financera del sistema gasista. BOE núm. 45, de 21.02.2015.

Per les instal·lacions de distribució es manté la retribució per a cada empresa distribuïdora per al conjunt de les seves instal·lacions en funció dels clients connectats a aquestes i el volum de gas subministrat.

Amb la finalitat d'incentivar l'extensió de les xarxes a zones no gasificades i ajustar la retribució al cost real incorregut per part de les empreses, es consideren valors unitaris diferenciats depenent si els clients i el consum es troben en termes municipals de gasificació recent.

Correspon al Ministeri aprovar la retribució de cada una de les empreses que realitzen activitats regulades partint de la metodologia que estableixi la CNMC. Fins que la CNMC aprovi l'esmentada metodologia, l'Ordre IET/2445/2014¹⁶⁹ regula els peatges i els cànon associats a l'accés de tercers a instal·lacions gasistes i la retribució de les activitats regulades partint dels criteris de l'LSH i del Reial decret 949/2001.

¹⁶⁹ Ordre IET/2445/2014, de 19 de desembre, per la qual s'estableixen els peatges i els cànon associats a l'accés de tercers a les instal·lacions gasistes i la retribució de les activitats regulades. BOE núm. 312, de 26.12.2014.

4. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DE L'ENERGIA

4.1. CONTEXT SOCIOECONÒMIC I PLANIFICACIÓ ENERGÈTICA

El context actual es caracteritza per la progressiva transformació de la base energètica mundial, i també de la catalana, com a conseqüència de factors diversos, entre els quals destaquen l'excessiva dependència dels combustibles fòssils, l'oscil·lació del preu del petroli (el preu del Brent ha variat entre 112 i 63 dòlars el barril durant l'any 2014), els conflictes geopolítics als països on es troben les reserves de cru més importants, el declivi de la producció de petroli als jaciments més antics, l'augment de la intensitat energètica dels països emergents i amb molta població, com ara la Xina i l'Índia, el canvi climàtic i els impactes mediambientals que són conseqüència del model energètic actual que s'intenta canviar.

No obstant això, la base energètica d'un país no es pot canviar sense planificar; per tant, a banda d'un bon diagnòstic del model energètic de base, s'han de projectar objectius, adoptar mesures reguladores per complir amb aquests objectius fixats i dissenyar les mesures de seguiment per avaluar-ne l'assoliment. Sovint no es planifica i, si es fa, no s'avalua ni es defensa.

En aquest sentit, la base energètica de Catalunya ha canviat al llarg dels anys. El carbó i l'energia hidroelèctrica van ser molt importants en el desenvolupament econòmic i social del país. Després va venir l'ús intensiu del petroli, la font d'energia de la qual depèn el benestar de les societats occidentals. Poc a poc, l'electricitat es va obrir pas en l'activitat econòmica catalana, paral·lelament a la introducció del gas natural, i va transformar definitivament el sector energètic català.

Avui dia la tendència és que les energies renovables i les xarxes intel·ligents siguin, probablement, les que canviaran el sector. Aquesta tendència s'ha recollit als objectius del darrer Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020, malgrat els canvis regulatoris en l'àmbit estatal que obliguen a revisar-lo i que han repercutit en l'àmbit local, empresarial, en l'autoconsum, l'eficiència i l'estalvi energètic i en el desenvolupament del sector.

4.1.1. CONTEXT MUNDIAL

El consum d'energia mundial continua creixent i la dependència dels combustibles fòssils (petroli, gas natural i carbó) representa el 80% del consum d'energia primària al món (el 55% a la UE, el 78% a l'Estat espanyol¹⁷⁰ i el 76% a Catalunya). Tanmateix, a la dependència de les fonts d'energia no renovables se sumen altres elements de preocupació que condicionen el canvi de base energètica i el disseny de les polítiques d'estalvi, eficiència i foment de les energies renovables.

A continuació es descriuen amb més detall els elements de l'àmbit internacional que condicionen el canvi de base energètica i la planificació regional.

1. Les **reserves** de combustibles fòssils convencionals i no convencionals són limitades. No obstant això, els jaciments no convencionals¹⁷¹ han reduït la dependència energètica d'alguns països. Les reserves més grans de petroli i gas es troben a l'Orient Mitjà, però depenen del flux de producció, que aproximadament és de 42 anys de petroli, 60 anys de gas i 122 anys de carbó amb la tecnologia actual, i de factors econòmics i polítics. D'altra banda, s'ha de tenir en compte la teoria del pic petroler (*peak oil*) que l'Agència Internacional de l'Energia (AIE) va argüir l'any 2010,¹⁷² conjuntament amb l'increment dels costos tecnològics i els riscos polítics, ambientals i climàtics; tot i que la majoria de les projeccions treballen amb l'escenari de l'aplanament de la producció petrolera (*plateau oil*). El paradigma de l'energia abundant i barata ha canviat.¹⁷³

Dels 70.000 camps de petroli que hi ha al món, 500, els més grans, representen 2/3 parts de les reserves descobertes, la qual cosa determinarà el subministrament futur, conjuntament amb la taxa de depleció i declinació (Miller *et al.*, 2014). En aquest àmbit, el punt de vista dels científics naturals (físic) difereix del dels científics socials (econòmic) ja que no es disposa de dades fiables i les que hi ha estan condicionades per interessos polítics i econòmics.

¹⁷⁰ Percentatge que representen les importacions netes d'energia sobre el consum interior brut d'energia (Kröppl, 2010).

¹⁷¹ El petroli lleuger en formacions compactes i el gas d'esquist dels EUA, les sorres bituminoses del Canadà o els jaciments en aigües molt profundes del Brasil.

¹⁷² Segons el model de Hubbert, el moment en què s'assoleix l'índex màxim d'extracció de petroli, després del qual la producció inicia un decreixement terminal.

¹⁷³ Riba *et al.* (2013).

Els dipòsits mundials de gas no convencional s'han sumat (+47%) als recursos globals de gas natural que es poden recuperar amb la tecnologia actual. Tanmateix, el risc ambiental més important per a la fracturació hidràulica és la disponibilitat d'aigua, que és molt baixa a països amb grans dipòsits com ara: la Xina, l'Índia, el Pakistan, Mongòlia, Mèxic o Sudàfrica (Reig, Luo i Proctor, 2014).

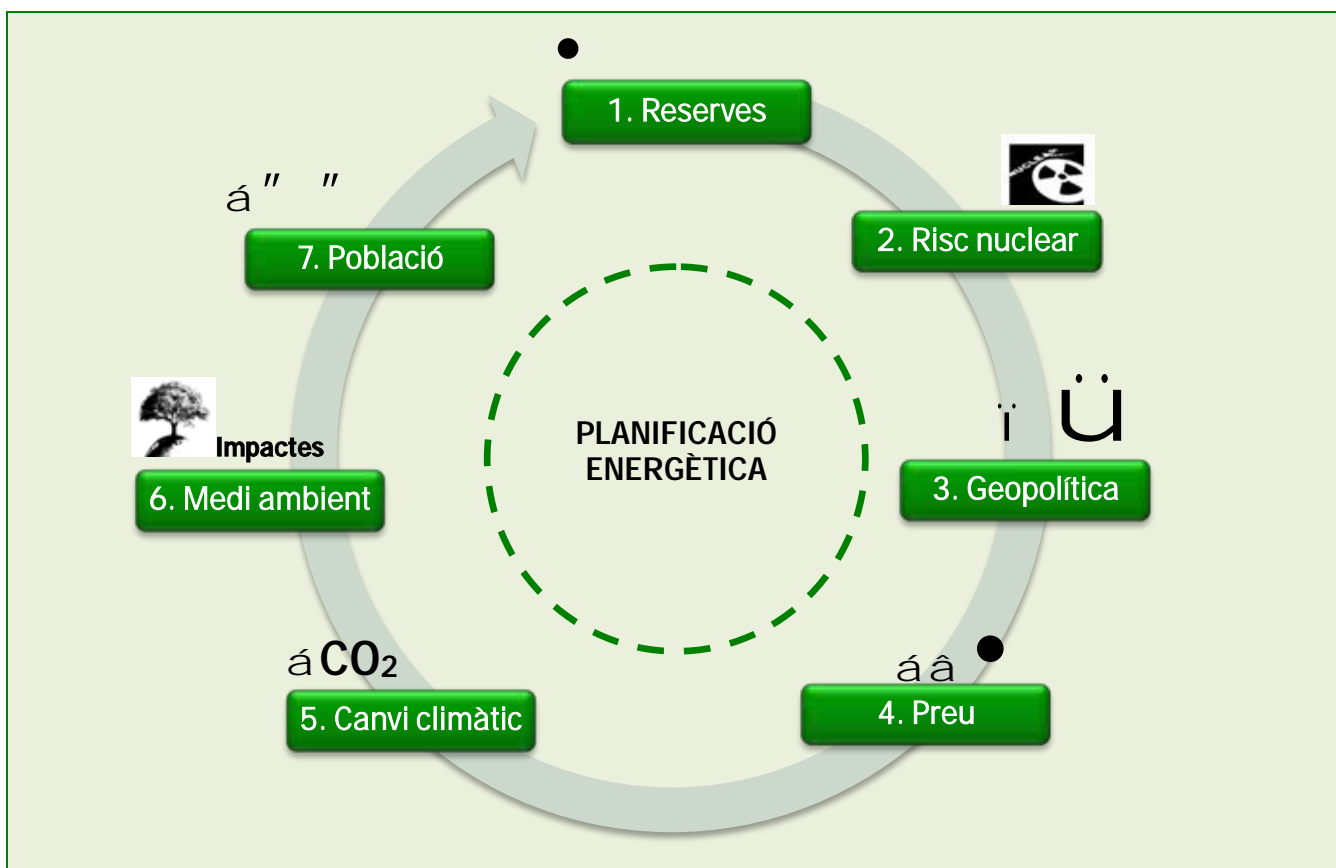
Pel que fa a l'urani, segons l'OCDE i NEA (2014) hi ha 5,9 milions de tones de mineral identificades al món, majoritàriament a Austràlia i Canadà, que poden subministrar combustible per satisfer les necessitats de les centrals nuclears actuals durant 120 anys. Tanmateix, la identificació de reserves està subjecte a l'esforç inversor i d'explotació i als interessos econòmics.

- La incertesa sobre la seguretat de l'alternativa **nuclear** després de l'accident de Fukushima Daiichi l'any 2011, i d'altres com ara: Tokaimura (1999), Goiânia (1987), Txernòbil (1986), Three Mile Island (1979), etc., ha fet augmentar l'escepticisme respecte de l'energia nuclear.

Tanmateix, l'energia nuclear seguirà tenint un paper important en el mix elèctric i la reducció de les emissions de CO₂, sobretot en els països en vies de desenvolupament, sempre que es garanteixi la seguretat de les instal·lacions i que la mineria de l'urani es dugui a terme de manera responsable amb el medi ambient (AEN i OCDE, 2014). Tanmateix, la revisió de les centrals nuclears i les mesures de seguretat complementaries que s'han posat en marxa a la UE n'han augmentat els costos d'operació. D'altra banda, la UE ha apostat per l'energia nuclear de fusió (Eurofusió) en el marc del Programa Horitzó 2020 (2014-2018).

A Catalunya, el debat té a veure amb l'ampliació de la vida útil de les centrals nuclears catalanes. Tot i que s'han renovat les autoritzacions i els corresponents permisos d'explotació a 40 anys l'any 2011, acabaran de donar servei l'any 2023 (Ascó I), l'any 2025 (Ascó II) i l'any 2027 (Vandellòs II). Ampliar a 60 anys requeriria inversions addicionals importants. S'ha de tenir present que les centrals nuclears han estat construïdes per a terminis de funcionament més llargs, a mesura que es van renovant les autoritzacions dels corresponents permisos d'explotació.

FIGURA 1. Elements que condicionen la política i la planificació energètica internacional



Font: elaboració pròpia a partir de l'Agència Internacional de l'Energia i l'Institut Català de l'Energia, entre d'altres.

3. La **geopolítica** i la **seguretat del subministrament** està molt influenciada per factors geopolítics, només cal considerar la interrupció del subministrament de gas a la UE l'any 2008 com a conseqüència del conflicte entre Rússia i Ucraïna, el conflicte geopolític actual entre la Unió Europea i Rússia a causa d'Ucraïna i la inestabilitat política dels països del nord d'Àfrica i l'Orient Mitjà: Iraq, Afganistan, Pakistan, Síria, Iemen, Somàlia, Nigèria, Líbia, i d'Ucraïna i Rússia, entre d'altres.
4. La volatilitat del **preu del petroli** en funció de la demanda i els riscos geopolítics i tècnics per cobrir-la. Durant l'any 2014 el preu del barril de petroli *Brent* ha oscil·lat entre els 112 dòlars de mitjana mensual (màxim) i els 63 (mínim). El preu ha baixat a partir de la segona meitat de l'any 2014 i ha seguit la tendència a la baixa durant l'any 2015. La decisió d'Aràbia Saudí de mantenir la seva quota de mercat i deixar que el mercat ajustés els preus ha afectat els països productors amb costos de producció més alts (Escribano, 2015).

No obstant això, la productivitat del petroli ha baixat i l'explotació dels combustibles no convencionals és cada cop més complicada. Segons Miller *et al.* (2014), les economies modernes s'han construït sobre la base del subministrament abundant de combustibles naturals líquids, el petroli convencional, que representa una tercera part del consum d'energia primària mundial i el 95% del consum en el sector del transport. L'oferta de petroli ha augmentat molt lentament des de l'any 2005, però el preu s'ha duplicat. Només la substitució dels combustibles fòssils i la reducció de la demanda poden mantenir o baixar els preus, com ha passat durant l'any 2014, a causa de la recessió econòmica i una oferta més gran de combustibles (no convencionals).

5. El **canvi climàtic** i la inestabilitat del **preu de la tona de CO₂** (5,96 euros la tona l'any 2014), que ha davallat els darrers anys, tot i que l'any 2014 s'ha recuperat respecte del 2013 (4,45 € tCO₂). La majoria d'emissions de gasos d'efecte d'hivernacle (GEH) es generen pel processament de l'energia a causa de les activitats de combustió (transport, indústries manufactureres i de la construcció, indústries del sector energètic i altres). La Unió Europea té la pretensió de reduir les emissions de GEH perquè la temperatura global no augmenti per sobre dels 2°C (l'Estat espanyol té el compromís de reduir el 20% les emissions de GEH, l'any 2020). Cal tenir en compte que les emissions de CO₂ de Catalunya han estat de 43.139 milions de tones l'any 2012 i que la concentració de CO₂ a l'atmosfera l'any 2013 era de 398 parts per milió.
6. Els **impactes mediambientals** associats a l'explotació de les centrals nuclears i la producció i distribució d'hidrocarburs convencionals i no convencionals (gas d'esquist, sorres bituminoses i altres) i la contaminació del sòl, l'aigua i l'atmosfera.
7. L'augment de la **població** i del benestar perquè influeix en l'augment de la demanda i el consum energètic (aproximadament l'1,5% anual), sobretot de combustibles fòssils, i en l'augment de les emissions de GEH i dels impactes mediambientals. La població mundial estimada és de 7.000 milions i la població prevista per a l'any 2050 és de 9.600 milions.

Segons l'Agència Internacional de l'Energia (AIE, 2012), les polítiques centrades en l'estalvi i eficiència energètica havien augmentat al món durant els darrers anys. La producció de petroli i gas ha ressorgit en alguns països com ara els Estats Units d'Amèrica (gas d'esquist), i en d'altres l'energia nuclear s'ha abandonat.

La demanda d'energia s'ha desplaçat cap als països emergents (Xina, Índia i Orient Mitjà), i el preu de l'energia entre les regions és molt dispar, la qual cosa afecta els dèficits comercials i repercuteix en la competitivitat industrial, sobretot a la UE. Per això, l'AIE ha recomanat augmentar la competitivitat, l'eficiència i la interconnexió als mercats de l'energia (OCDE i AIE, 2013).

D'altra banda, i segons l'Agència, per evitar que la temperatura augmenti per sobre dels 2°C a finals de segle, s'ha d'avançar en quatre àmbits de la política energètica i l'adaptació al canvi climàtic: 1) l'eficiència energètica en l'edificació i el transport, 2) el tancament de les centrals menys eficients, 3) la reducció de les emissions de metà de la indústria del gas i el petroli i 4) l'eliminació dels subsidis als combustibles fòssils (AIE i OCDE, 2013 b).

Avui dia s'està negociant un acord d'àmbit mundial que rellevi el Protocol de Kyoto. La darrera conferència sobre el canvi climàtic de l'Organització de les Nacions Unides (ONU) a Perú (COP 20) va anar precedida del compromís de la Xina i els EUA de reduir les emissions de GEH i va aconseguir un acord de mínims per assolir un acord definitiu a París l'any 2015. A partir d'ara s'iniciarà el lliurament dels compromisos per països i la capitalització del Fons Verd per afrontar els efectes del canvi climàtic.

4.1.2. CONTEXT EUROPEU

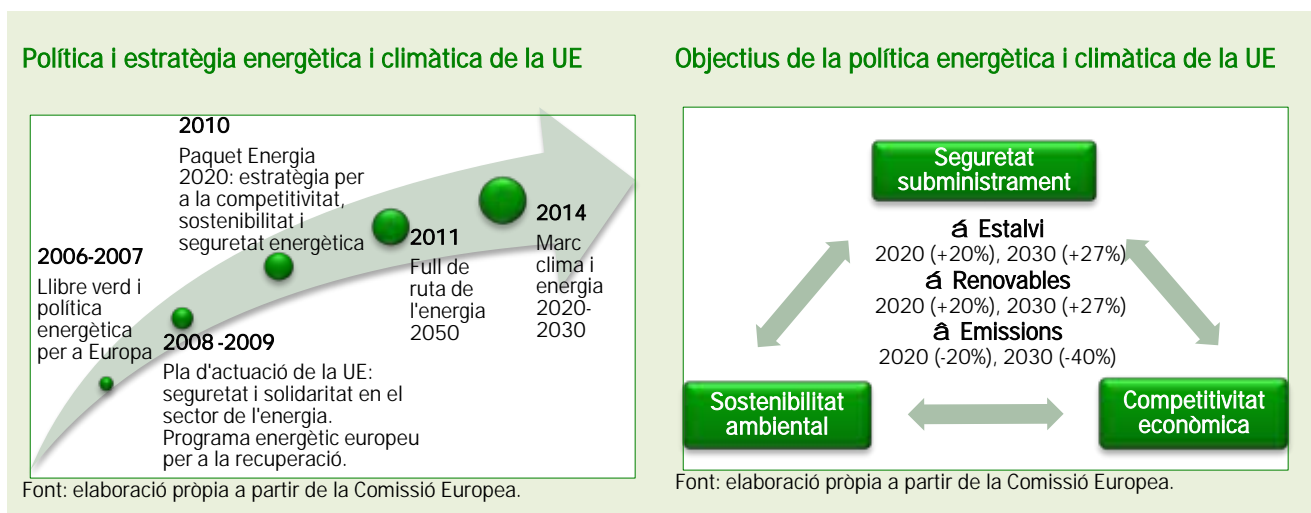
La política energètica de la UE és molt recent i encara està molt fragmentada, però amb la nova presidència de la UE s'ha fet un esforç per integrar la política energètica i climàtica l'any 2014. El Pla Juncker proposa inversions en infraestructures energètiques d'interconnexió i la coordinació de la política energètica exterior. El nou Marc estratègic sobre clima i energia 2020-2030 pretén, de manera vinculant per als estats, reduir (-40%) les emissions de GEH l'any 2030 respecte del 1990 i, de manera no vinculant, augmentar la participació d'energies renovables (27%), millorar l'eficiència energètica (27%) i augmentar les interconnexions energètiques (15%), entre d'altres.

No obstant això, s'ha de tenir en compte que durant anys no hi ha hagut planificació a llarg termini, ni visió estratègica ni cooperació, i s'han prioritzat les solucions nacionals per sobre de les regionals, tret de l'exemple nòrdic que es considera una bona pràctica d'integració, connexió i obertura de mercats energètics (Packert, 2014).¹⁷⁴ A més, sense les interconnexions de gas i electricitat, la integració energètica europea no es possible.

L'energia és un dels temes geopolítics més importants per a la UE, ja que importa el 53% de l'energia que consumeix (90% del petroli, 66% gas natural, 42% carbó i altres).¹⁷⁵ Rússia és el proveïdor més importants de gas i petroli, i avui dia està enfrontada amb la UE per Ucraïna.

D'altra banda, un dels temes de política energètica que més ha preocupat a la UE ha estat l'augment dels preus de l'energia, per això la política energètica s'ha desenvolupat sobretot per garantir la seguretat en el subministrament, la competitivitat econòmica, i en darrer lloc, la sostenibilitat ambiental.

FIGURA 2. Política i estratègia energètica de la Unió Europea. UE, 2006-2014



Quant a la política i la planificació energètica en l'àmbit de la UE s'observen diverses fases.

1. Abans de la crisi econòmica l'any 2008, les mesures estratègiques de la UE en l'àmbit energètic van incidir en l'eficiència en l'ús final de l'energia i els serveis energètics,¹⁷⁶ especialment en el sector residencial i dels serveis –per exemple, el codi de l'edificació o l'etiqueta verda i els instruments de mercat i d'innovació- però també en la inversió perquè les energies renovables accedissin a les xarxes de transport i distribució, i en les tecnologies energètiques per promoure els biocombustibles de segona generació, la captura i segrest de CO₂ a les plantes de generació elèctrica amb carbó i la millora de la gestió dels residus nuclears recollides en el Pla d'acció global en l'àmbit de l'energia 2007-2009.
2. La segona revisió estratègica de la política energètica europea es va iniciar l'any 2008, va coincidir amb la interrupció del subministrament de gas a Europa i va repercutir en la construcció d'una xarxa gasística única, la diversificació energètica, l'augment de la contribució de l'energia nuclear i la col·laboració amb la regió mediterrània i el nord d'Àfrica pel que fa a l'energia solar i l'eòlica; al mateix temps la UE va elaborar el paquet de mesures sobre energia i canvi climàtic.

¹⁷⁴ Els països nòrdics: Països Baixos, Regne Unit i Alemanya.

¹⁷⁵ Eurostat.

¹⁷⁶ Directiva 2006/32/CE.

La majoria dels països de la UE van donar suport al creixement de les energies renovables. També es van regular els requeriments d'ecodisseny per als productes que utilitzin energia i la promoció de vehicles de transport per carretera nets i energèticament eficients,¹⁷⁷ així com en el rendiment energètic dels edificis i l'etiquetatge d'eficiència energètica dels electrodomèstics.

3. L'accident nuclear de la central de Fukushima (Japó) l'any 2011 va portar la UE a testar els nivells de seguretat nuclear de les centrals europees i a elaborar plans nacionals de contingència. Enguany¹⁷⁸ la Directiva de seguretat nuclear de l'any 2009 ha estat reformada per establir un marc de seguretat comú.
4. D'altra banda, l'any 2012 la UE va adoptar la Directiva d'eficiència energètica,¹⁷⁹ que obligava a concretar els objectius d'estalvi energètic per països l'any 2020. La directiva va incidir en la gestió de la demanda (20-20-20: reduir el consum d'energia i les emissions de GEH i augmentar la participació de les energies renovables, el 20% l'any 2020) i va desenvolupar la política energètica en el Mapa de ruta de l'energia 2050, que descriu els canvis estructurals necessaris per tal que l'electricitat tingui més pes com a conseqüència de l'augment de la producció renovable local.

La CE va elaborar una guia per encaminar la intervenció pública en l'àmbit de l'electricitat (esquema de suport a les energies renovables) i va proposar augmentar la capacitat d'interconnexió. El Consell Europeu va recomanar actualitzar les infraestructures energètiques europees per diversificar el subministrament d'energia i va acordar la prioritat d'augmentar la interconnexió entre l'Estat espanyol i França.¹⁸⁰

5. Com s'ha comentat anteriorment, l'any 2014 amb la nova Presidència s'ha acordat el marc comú que ha d'integrar les polítiques sobre clima i energia i consolidar un mercat interior de l'energia que millori el subministrament de gas i electricitat i baixi els preus de l'energia. El nou marc també ha reconegut els drets dels consumidors d'energia.

En general, el Marc estratègic en matèria de clima i energia per al període 2020-2030¹⁸¹ que el Consell Econòmic i Social Europeu (CESE) va dictaminar¹⁸² pretén augmentar la competitivitat i la seguretat energètica de la UE, reduint la dependència energètica, mitjançant la diversificació de rutes i proveïdors, i construir una economia baixa en carboni,¹⁸³ mitjançant l'elaboració i la coordinació de plans nacionals de l'energia que segons el CESE s'haurien de coordinar i haurien de comptar amb la participació de la societat civil i la consulta als països veïns.

Els principals objectius són:

- § Augmentar (+27%) l'**eficiència i l'estalvi energètic** l'any 2030,¹⁸⁴ és a dir reduir el consum d'energia, sobretot a l'edificació, és un dels objectius que els plans estatals de l'energia hauran de considerar de manera coordinada.
- § Augmentar (+27% mínim) la **participació de les energies renovables** en el consum d'energia primària, i assolir una quota d'electricitat renovable del 45%, per tant, invertir en renovables. Els països membres de la UE han de tenir en compte aquest objectiu en l'elaboració dels plans nacionals de clima i energia, així com millorar la producció d'energia autòctona. Malauradament, tal com ha dictaminat el CESE, no s'han fixat objectius concrets per a cada estat, la qual cosa el CESE considera necessària.
- § Reduir (-43%) les **emissions regulades** de GEH, així com les **emissions difuses** (-30%) l'any 2030 respecte del 2005 (-40% respecte de l'any 1990). Amb la finalitat d'estabilitzar el mercat europeu de drets d'emissió de les activitats regulades, la reducció de drets serà de l'1,74% anual fins al 2020 i del 2,2% a partir de l'any 2020.

Així, l'**estratègia energètica** de la UE és concreta en:

¹⁷⁷ Directiva 2009/33/CE.

¹⁷⁸ 8 de juliol de l'any 2014.

¹⁷⁹ Directiva 2012/27/EU.

¹⁸⁰ Consell Europeu de maig de 2013.

¹⁸¹ *Un Marc estratègic en matèria de clima i energia per al període 2020-2030*. COM (2014) 15 final, de 22.01.2014.

¹⁸² Dictamen del CESE NAT/636, de 04.06.2014.

¹⁸³ Comissió Europea (2014). *Energy economic developments in Europe*. Brussel·les: Unió Europea. Consulta a http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee1_en.pdf.

¹⁸⁴ Directiva 2012/27/EU i Comunicació COM (2014) 520 final. Brussel·les, 23.07.2014.

1. **Infraestructures energètiques.** Sense interconnexions la política energètica de la UE no es podrà aplicar, la UE necessita infraestructures estratègiques transfrontereres, xarxes elèctriques intel·ligents i normes comunes. De fet, el vicepresident de la CE responsable d'energia va dir que: "en el moment que els mercats de l'energia estiguin ben connectats i les normes comunes siguin estables no es podrà utilitzar el subministrament energètic com un instrument polític. Amb els senyals de preus adequats i la suficiència de les infraestructures, l'energia s'hauria de produir on sigui més barata i transportar-la on sigui necessària, la qual cosa es traduirà amb seguretat en el subministrament a tot Europa i factures més baixes per als consumidors".¹⁸⁵ En aquest sentit, el Full de ruta 2050 proposa incrementar les interconnexions el 40% l'any 2020. Concretament, augmentar la interconnexió elèctrica, el 10% l'any 2020 i el 15% l'any 2030. La UE ha identificat set àrees prioritàries quant al desenvolupament de xarxes de transport d'electricitat, gas i petroli l'any 2020. En destaquen dues perquè afecten l'Estat espanyol i Catalunya:

§ La interconnexió elèctrica Sud-Oest que unirà l'Estat espanyol amb França i Itàlia.

§ El corredor de gas Nord Sud a l'Europa Occidental que unirà l'Estat espanyol i Itàlia amb el Nord i Oest d'Europa, és a dir, amb el gas de Noruega i Rússia.

Així, entre les interconnexions planificades destaca la interconnexió elèctrica i gasística de l'Estat espanyol amb la resta d'Europa, concretament, la connexió entre Santa Llogaia (Catalunya) i Baixàs (Perpinyà).

2. **Energies renovables.** Les renovables contribueixen a l'objectiu de la UE de millorar la producció autòctona per reduir la dependència i la factura energètica. La UE vol que el 20% de l'energia primària vingui de fonts renovables l'any 2020 (eòlica, solar, hidroelèctrica, mareomotriu, geotèrmica i biomassa), el 27% l'any 2030, i superior l'any 2050, és a dir, el 45% de l'electricitat s'hauria de generar amb energies renovables. Tot i que no s'han fixat objectius 2030 vinculants específics pels estats, les previsions per a l'any 2020 són les següents:

§ La potència elèctrica renovable instal·lada a la UE augmentarà el 88% entre els anys 2010 i 2020 i passarà de 247,5 GW a 466,5 GW.

§ La producció elèctrica renovable augmentarà el 82% entre els anys 2010 i 2020 i passarà de 632,9 TWh a 1.151,9 TWh.

Cal tenir en compte la importància que s'atorga a la bioenergia, o energia obtinguda de la biomassa¹⁸⁶ en els plans nacionals d'energies renovables. En aquest sentit, la UE (EEA, 2013) recomana l'ús de biomassa procedent de residus agrícoles i forestals en comptes dels conreus energètics o biocombustibles de primera generació.

3. **Eficiència energètica.** L'aplicació de les polítiques d'eficiència energètica de la UE encara té recorregut. L'objectiu de la UE és assolir el 20% d'estalvi en el consum d'energia primària l'any 2020, el 25% l'any 2030 i superiors l'any 2050. Per això cal que el consum d'energia es dissociï del creixement econòmic. Les mesures se centren en els següents elements:

§ Incentivar la inversió en el sector del transport (*Llibre blanc del transport*) i l'edificació (certificació). L'Administració pública ha de liderar el canvi amb l'exemple.

§ Promoure l'ecodisseny i l'etiquetatge dels productes industrials i els sistemes de gestió energètica.

§ Incentivar l'eficiència energètica en la producció i distribució d'energia i orientar el consumidor, per exemple, mitjançant els comptadors intel·ligents.

§ Promoure el plans nacionals d'eficiència energètica.

Cal tenir en compte que les mesures d'eficiència energètica de la UE han contrarestat l'augment del preu de l'electricitat. Aquests preus alts de l'energia han influït en la indústria europea, que s'ha comportat de manera més eficient i innovadora, i amb menys energia ha creat més valor (Packert, 2014).

¹⁸⁵ IP 14/1124 de 13 d'octubre de 2014: *Common rules and infrastructure needed to complete energy market*.

¹⁸⁶ Per fermentació, combustió, gasificació o piròlisi entre d'altres procediments.

4. **Tecnologia i innovació.** Innovar en tecnologies baixes en carboni per reduir les emissions de CO₂ l'any 2020 i l'any 2050. El Marc estratègic 2020-2030 vol fomentar la col·laboració entre la indústria i el sector de la recerca per generar productes relacionats amb l'energia. Segons el CESE, la indústria ha de comptar amb una formació millor per obtenir resultats. En aquest sentit destaquen:
- § La col·laboració en el desenvolupament d'una infraestructura flexible per integrar els sistemes centralitzats (nuclears, gas) i els descentralitzats (renovables), i la construcció de xarxes intel·ligents que connectin tot el sistema a la xarxa elèctrica.
 - § L'emmagatzematge d'electricitat a gran escala i en els vehicles.
 - § La producció de combustibles sostenibles alternatius.
5. **Combustibles fòssils: petroli i carbó.** Segons el Full de ruta 2050, el gas haurà d'incrementar la participació en detriment del petroli i el carbó. En aquest sentit cal tenir en compte el següent:
- § El petroli s'usarà sobretot en el transport de passatgers i mercaderies, però l'objectiu de la UE és augmentar la seguretat en el subministrament, la transparència i la competitivitat del mercat.
 - § El carbó contribuirà a la seguretat i el subministrament energètic, però l'objectiu de la UE és reduir les emissions procedents de les plantes de combustió de carbó mitjançant la captura i l'emmagatzematge de CO₂ per transformar el sistema.
 - § En el Marc estratègic 2020-2030, la UE deixa en mans dels estats la decisió final sobre la producció d'energia autòctona, concretament, sobre la fracturació hidràulica per obtenir **gas no convencional**,¹⁸⁷ sempre que planifiquin amb transparència, n'avaluin els riscos i els impactes mediambientals, informin la població i apliquin les millors tècniques disponibles.
6. **Mercat únic de gas i electricitat.** La integració dels mercats de l'energia deriva de la crisi econòmica i de seguretat. Alguns estats depenen totalment de les importacions i altres han de pagar preus de l'energia molt elevats i poc competitius (Packert, 2014). Enguany, l'objectiu és integrar els mercats nacionals de l'energia, sobretot de gas i electricitat facilitant la inversió en infraestructures energètiques que cobreixin tots els corredors transfronterers. En aquest sentit destaquen dos reglaments sobre condicions d'accés: el primer, a la xarxa de comerç transfronterer d'electricitat, i el segon, a les xarxes de transport de gas natural.
7. **Energia nuclear.** Segons el Full de ruta 2050, les centrals nuclears contribuiran de manera significativa a transformar el sistema energètic de la UE, especialment en els països on s'usa. No obstant això, l'accident de Fukushima va evidenciar riscos que per alguns estats de la UE són inacceptables i va obrir un període de transició per revisar la política de seguretat nuclear. La UE ha promogut la inversió en seguretat, protecció i emmagatzematge dels residus radioactius mitjançant la modificació de la Directiva de seguretat nuclear.¹⁸⁸
8. **Energia de l'exterior.** La seguretat energètica és una de les prioritats de la UE. Els objectius de l'Estratègia 2020, els del Marc estratègic 2020-2030 i del Full de ruta 2050 són els de procurar el subministrament segur des de fonts sostenibles a preus competitius i tenir una sola veu europea. Els esforços van destinats a assolir una integració més gran dels mercats energètics, com ara el del gas. Cal tenir en compte la recomanació del CESE pel que fa a reforçar l'ajuda als països associats, així com la necessitat de reduir la dependència energètica d'alguns dels països de la UE en un context en el qual el preu del petroli es manté volàtil, la qual cosa reflecteix les tensions del mercat. Gràcies al gas no convencional els Estats Units han esdevingut més independents de les importacions energètiques que altres països (Dreyer i Stang, 2014).

En aquest sentit, l'Institut d'Estudis de Seguretat de la UE ha recomanat: 1) millorar les relacions multilaterals en l'àmbit de la seguretat energètica, 2) fixar normes comercials i d'inversió amb Rússia, 3) cooperar amb els EUA i Japó pel que fa als mercats energètics i la inversió, 4) dialogar i col·laborar amb la Xina, 5) gestionar la demanda, mitjançant la política de canvi climàtic i seguretat, i 6) gestionar el subministrament, posant l'èmfasi en la relació amb els països veïns.

¹⁸⁷ Gas d'esquist, lutita o pissarra, gas de sorra compacta o gas metà de carbó.

¹⁸⁸ Directiva 2014/87 EURATOM, de 08.07.2014.

4.1.3. CONTEXT ESPANYOL

El debat sobre la política energètica de l'Estat espanyol el conformen: 1) el model energètic (sostenibilitat, dependència, situació internacional i preu), 2) l'avaluació de la capacitat de les instal·lacions (com ara, les centrals de cicle combinat que funcionen per sota de la potència instal·lada), 3) la finalitat de les ajudes (a la producció d'energia o a l'R+D+i) i 4) la configuració del preu de l'electricitat (peatges d'accés, producció i comercialització al mercat majorista).

Tanmateix, la crisi ha condicionat el context energètic de l'Estat espanyol, concretament la reducció de la demanda, l'excés de capacitat instal·lada i el dèficit de tarifa. A més les interconnexions de l'Estat espanyol amb la resta de països, com ara França, no assoleixen el mínim de capacitat d'intercanvi (el 10%) que recomana la CE, i tampoc l'assoliran quan les infraestructures planificades amb França i Portugal estiguin acabades.

Tot i l'assoliment de l'Estat espanyol en matèria de participació i integració de les energies renovables a la xarxa elèctrica i en la gestió d'una producció variable i intermitent remarcats per la AIE (OCDE i AIE, 2013), la Comissió Europea (CE) va emetre l'any 2013 un Dictamen motivat a l'Estat espanyol per no haver completat el procés de transposició de la Directiva europea sobre energies renovables que fixa una quota de consum d'energia primària renovable del 20% l'any 2020, i enguany li ha obert un expedient per no notificar-li a temps la transposició de la directiva sobre eficiència energètica.

Pel que fa a la **planificació energètica** de l'Estat espanyol, avui dia és indicativa i no obligatòria com havia estat anys enrere. Així, no es pot limitar l'entrada de cap instal·lació per raons de política energètica, tret de l'autorització administrativa prèvia que depèn de criteris relatius a la seguretat, la protecció mediambiental i l'ordenació territorial. Les excepcions tenen a veure amb les instal·lacions de transport elèctriques, els gasoductes bàsics, la capacitat de regasificació i les instal·lacions d'emmagatzematge de reserves estratègiques d'hidrocarburs.

L'evolució de la planificació energètica de l'Estat espanyol dels darrers temps ha seguit les següents fases:

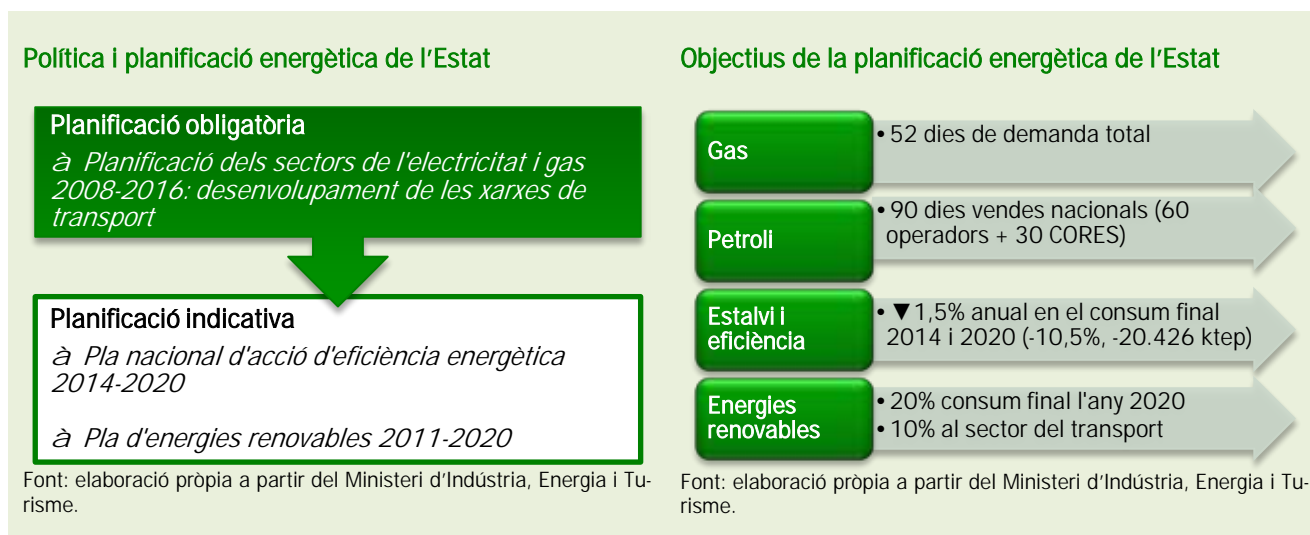
1. Pel que fa a la seguretat en el subministrament i l'elevada dependència energètica de l'Estat espanyol de l'exterior, Espanya va orientar la política energètica amb la finalitat de diversificar el mix energètic, sobretot, l'origen de les importacions de petroli i gas natural i de la infraestructura en plantes de regasificació, per exemple, les importacions de gas natural procedeixen d'una desena de països, el 72% en forma de gas natural líquid (GNL). També va adoptar altres mesures com el controvertit decret del carbó que apostava pel consum de carbó autòcton i va aprovar la Llei sobre l'emmagatzematge geològic del carboni.
2. En sintonia amb la UE, el Govern de l'Estat espanyol va elaborar el Pla d'activació de l'estalvi i l'eficiència energètica 2008-2011 per reduir el consum energètic i la dependència de l'exterior i la planificació dels sectors de l'electricitat i el gas 2008-2016 per garantir la seguretat del subministrament energètic i minimitzar l'impacte ambiental, i va regular la producció d'electricitat en règim especial, la certificació d'eficiència energètica d'edificis de nova construcció i el foment de la cogeneració. L'any 2009 va entrar en vigor el Reial decret que liberalitzava el mercat elèctric i regulava la posada en servei del subministrament d'últim recurs en el sector de l'energia elèctrica i el que regulava l'aplicació del bo social.
3. L'any 2010 es va aprovar el segon Pla d'estalvi i eficiència energètica 2011-2020 i el Pla d'acció nacional d'energies renovables (PANER 2011-2020), que incideix en el sector del transport, l'edificació i l'enllumenat: 20% d'estalvi d'energia primària l'any 2020, 2% de reducció del consum d'energia final per unitat del PIB entre els anys 2010 i 2020.
4. L'any 2011 la capacitat de generació d'energia elèctrica va superar la demanda, l'índex de cobertura de la demanda elèctrica va ser de l'1,29, per tant, va haver un excés de capacitat que va obligar a revisar la planificació per al període 2011-2020 per complir amb el objectius d'eficiència energètica, energies renovables i mediambientals en consonància amb les directives de la UE.
5. La modificació del marc normatiu l'any 2013 per la Llei del sector elèctric, que ha entrat en vigor l'any 2014, i per altres normes ha afectat la planificació actual, concretament: la inversió i la rendibilitat en energies renovables, l'autoconsum energètic, el règim especial (cogeneració i residus) i l'estalvi i l'eficiència energètica.

Alguns dels canvis estan relacionats amb: l'aplicació de l'impost que grava el valor de la producció d'electricitat (+7%) per cobrir el dèficit de tarifa, la modificació de la retribució del règim especial (la rendibili-

tat màxima de les primes a les energies renovables serà d'un 7,4%) i l'augment del pes de la potència contractada en la facturació elèctrica.

Tot seguit es concreten els objectius de planificació obligatòria i indicativa de l'Estat espanyol. Cal tenir en compte que la planificació indicativa pot ser revisada per adaptar-se a la situació macroeconòmica. El proper informe anual de revisió es presentarà a mitjans de l'any 2015.

FIGURA 3. Política i planificació energètica de l'Estat espanyol



1. **Planificació obligatòria.**¹⁸⁹ La planificació obligatòria de la **xarxa elèctrica** de transport prioritza les interconnexions internacionals amb Portugal i França, la construcció de malles i el suport a la distribució. Concretament, reforça la xarxa de 400kV, desenvolupa la xarxa 220kV, integra les energies renovables i incrementa la transformació elèctrica. Destaca la interconnexió entre Catalunya i França, que permetrà intercanviar 4.000 MW d'electricitat i altres actuacions de mallat de la xarxa de transport i alimentació de mercats locals en territori català. El programa anual d'instal·lacions de xarxes de transport 2013 concreta les línies, subestacions i unitats de transformació de 400kV i 200kV, així com les reactàncies en el territori català.

La planificació de la **xarxa de gas** prioritza els grans eixos de transport Sud-Nord i Est-Oest, com ara l'Eix de l'Ebre. Destaca la interconnexió de gas amb França per Catalunya, l'ampliació de la planta de regasificació i emmagatzematge de gas natural líquid (GNL) de la planta de Barcelona i l'emmagatzematge subterrani de gas de Reus, així com els estudis preliminars sobre emmagatzematge subterrani de gas natural de la zona de Cardona i la costa de Tarragona. També cal tenir en compte l'ampliació de la capacitat de transport a Tivissa, l'atenció als mercats de la zona (gasoducte al Besòs i de Sentmenat a Andorra) i el transport secundari a diverses parts de Catalunya.

2. **Planificació indicativa.** Les variables que la condicionen són la demanda, els recursos, els mercats i la protecció del medi ambient. La planificació indicativa prioritza la generació elèctrica renovable, les línies per evacuar-la i la construcció de gasoductes que cobreixin la demanda de gas de cogeneració i cicles combinats. L'objectiu és reduir la intensitat energètica primària de l'Estat espanyol. En aquest àmbit destaquen dos plans: el Pla nacional d'acció d'eficiència energètica 2014-2020 i el Pla d'energies renovables 2011-2020, tot i que no es defensen.

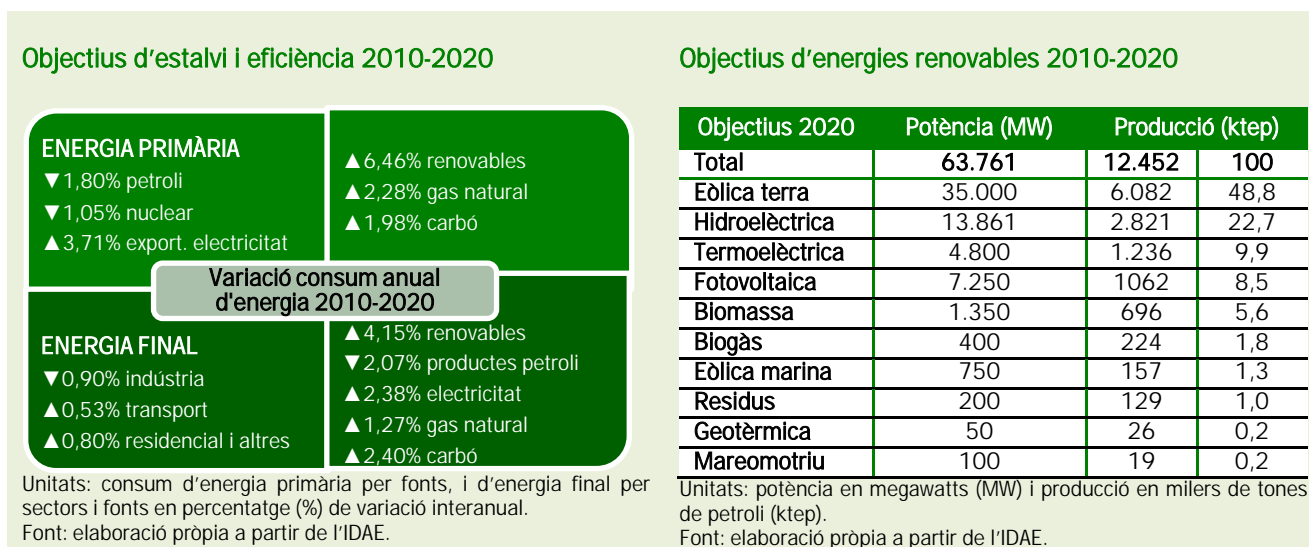
§ En compliment de la Directiva 2012/22/UE, el **Pla nacional d'acció d'eficiència energètica 2014-2020** estableix l'objectiu orientatiu de reduir el consum d'energia primària el -22,5% durant el període 2007-2020, superior al del Pla d'acció 2011-2020 (-16,9%). Quant al consum d'energia final, el Pla preveu una reducció del -18,6%. Els programes per incentivar l'estalvi energètic entre els anys 2010-2013 han estat diversos, per exemple: la conducció eficient de turismes, els incentius al vehicle elèctric i eficient (MOVELE, PIVE, PIMA Aire), la distribució de bombetes de baix consum, la rehabilitació energètica d'instal·lacions turístiques (PIMA Sol) i el Pla estatal de foment del lloguer d'habitatges. També destaca la rehabilitació

¹⁸⁹ Ministeri d'Indústria, Turisme i Comerç (2008).

d'edificis i la regeneració urbana 2013-2016, i les mesures fiscals relacionades amb la producció d'electricitat i el combustible o residu nuclear.

No obstant això, el sector energètic i les comunitats autònomes han valorat negativament la manca de participació en l'elaboració del Pla i la gestió centralitzada d'un Pla que ha d'influir en el transport i l'edificació i que afecta el món local.

FIGURA 4. Objectius d'estalvi i eficiència energètica i d'energies renovables de l'Estat espanyol



§ El **Pla d'energies renovables 2011-2020** està en revisió, atès que el RDL 1/2012 va suspendre temporalment el procediment de preassignació de retribució renovable i els incentius econòmics per a les noves instal·lacions de producció d'energia elèctrica a partir de fonts d'energia renovable, cogeneració i residus. Les causes argüïdes han estat la crisi econòmica i la reducció de la demanda, però la decisió ha fet que no sigui rendible invertir en energies renovables a l'Estat espanyol. A més, com s'ha comentat anteriorment, el marc normatiu es va modificar l'any 2013 per la Llei del sector elèctric que regula el transport, la distribució, la comercialització i l'autorització de les instal·lacions d'energia elèctrica i per altres normes que han afectat la planificació actual en l'àmbit de les energies renovables.

No obstant això, el Pla 2011-2020 incorporava els objectius de foment de les energies renovable d'acord amb la Directiva 2009/28/CE per arribar al 20% del consum d'energia final renovable l'any 2020, el 10% en el sector del transport, que alguns municipis de Catalunya han aplicat mitjançant ordenances fiscals i urbanístiques. La participació de les energies renovables en el consum final d'energia va ser del 13,2% l'any 2010, i del 5% al transport.

4.1.4. CONTEXT CATALÀ

Catalunya no té prou competències en l'àmbit de l'energia per poder reduir la dependència energètica (balanç entre importacions i exportacions), que és molt elevada, i assolir l'objectiu de la UE que les importacions d'energia no superin el 40% l'any 2050; per fer-ho hauria d'apostar per les energies locals, com ara les renovables, i un augment de l'electrificació, però la reforma elèctrica no ho posa fàcil.

La política i la planificació energètica catalana s'ha centrat en millorar l'eficiència energètica des del punt de vista de la demanda –domèstica, industrial i dels serveis- a fi de complir amb els objectius fixats. I per fer-ho, els objectius de planificació han integrat l'augment de l'eficiència energètica i la reducció del consum energètic, especialment en els sectors de l'edificació, el transport i la indústria. En aquesta línia es van destinar les subvencions d'estalvi i eficiència energètica a Catalunya. Cal tenir en compte que les importacions de productes energètics representen gairebé la meitat del dèficit comercial català.

No obstant això, els darrers canvis normatius a l'Estat espanyol han impactat en la planificació energètica catalana, sobretot els plans d'estalvi i eficiència energètica. Els canvis en la regulació¹⁹⁰ han influït en alguns àmbits:

1. Pel que fa a la producció d'energia elèctrica a partir de fonts d'energies renovables, cogeneració i residus, el Reial decret sobre producció d'energia elèctrica a partir d'energies renovables afecta les competències en matèria de procediment d'informació i recollida de dades, inspeccions periòdiques i aleatòries, atorgament d'autoritzacions de noves instal·lacions, modificacions de les existents, i transmissió o tancament d'instal·lacions.
2. La retribució a la baixa de les instal·lacions acollides al règim especial de Catalunya. La pèrdua d'ingressos és considerable per a les plantes de cogeneració, les instal·lacions d'energies renovables, sobretot solar fotovoltaica, les instal·lacions de gestió de residus i les de purins.
3. La regulació de l'autoconsum i les obligacions i drets de les empreses subministradores i comercialitzadores amb relació al subministrament.
4. La rendibilitat de les inversions en energia fotovoltaica i eòlica, que tot i que són competitives es veuran afectades per la reforma energètica.

Cal tenir en compte que el Govern de la Generalitat de Catalunya ha presentat recurs contra la Llei del sector elèctric per invasió de competències reconegudes a l'Estatut d'autonomia i el Reial Decret que regulen la retribució de l'energia elèctrica, i també ha impugnat l'Ordre d'interrompibilitat.

A continuació es concreta la successió de plans i objectius dels darrers anys a Catalunya.

FIGURA 5. Política i planificació energètica catalana. Catalunya 2005-2020



Quant a les infraestructures energètiques, la línia d'alta tensió (MAT) entre Santa Llogaia i Bescanó està ja acabada i es posarà en servei durant l'any 2015. En teoria la MAT ha de millorar el subministrament elèctric de les comarques de Girona, augmentar la capacitat d'intercanvi entre l'Estat espanyol i França i donar servei al tren d'alta velocitat en els trams de Girona i Figueres.

Cada canvi de govern s'ha traduït amb un pla de l'energia nou a Catalunya, en total n'hi ha hagut tres:

1. En el **Pla de l'energia de Catalunya 2005-2015** el sector del transport es proveïa majoritàriament de petroli. Tot i que existien altres fonts d'energia i combustibles disponibles per a l'automoció, l'ús encara era minoritari. El consum principal de les llars i les indústries era de gas natural, però competia amb l'electricitat que permetia una diversitat de fonts i usos més gran. Destaca la creació, l'any 2008, de l'Institut de Recerca d'Energia de Catalunya (IREC) per fomentar la recerca i el desenvolupament tecnològic en l'àmbit de les infraestructures, l'estalvi i l'eficiència energètica.

¹⁹⁰ RD 1048/2013, Llei del sector elèctric, etc.

2. El Pla de l'energia es va revisar l'any 2009. El **Pla d'energia revisat 2015** va actualitzar els objectius de consum d'energia final, estalvi i eficiència energètica i el pes de les energies renovables en el consum d'energia primària que havia de ser del 10% l'any 2015, atès que durant el període de creixement econòmic la demanda energètica es va contenir i la intensitat energètica es va reduir més del previst.

A més, algunes tecnologies renovables com la fotovoltaica havien superat els objectius de l'anterior Pla. En aquell context el Govern català va aprovar la regulació de la tramitació administrativa dels parcs eòlics i fotovoltaics de Catalunya per simplificar els tràmits i racionalitzar les instal·lacions al territori.

3. Tanmateix el mix energètic català depenia i depèn dels combustibles fòssils i de la termonuclear. La participació de les energies renovables seguia sent baixa, tot i que la revisió del Pla de l'energia preveia el 10% d'energia primària renovable l'any 2014. Per això, l'any 2012 es va elaborar un nou pla d'energia de Catalunya, el **Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020** en el marc dels objectius per a l'any 2020 del paquet Energia i clima de la UE, a fi de reduir el consum d'energia i les emissions de GEH i augmentar les energies renovables mitjançant la consolidació d'un teixit empresarial.

No obstant això, els darrers canvis regulatoris a l'Estat espanyol, com ara la Llei del sector elèctric i d'altres normes que afecten les energies renovables i el règim especial, obligaran a revisar la planificació catalana, sobretot els objectius d'energia renovable. De fet, el Govern de Catalunya ha plantejat diversos requeriments d'incompetència a l'Estat contra el Reial decret que regula la retribució de la distribució d'energia elèctrica, contra el Decret d'interrompiment i contra el Reial decret sobre producció d'energia elèctrica a partir d'energies renovables, cogeneració i residus.

4.1.4.1. SITUACIÓ ACTUAL RESPECTE DELS OBJECTIUS PREVISTOS AL PLA DE L'ENERGIA I EL CANVI CLIMÀTIC DE CATALUNYA 2012-2020

A continuació s'exposa el resum de Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020 i la situació actual respecte dels objectius. A l'annex 7.1. es pot trobar informació més concreta i detallada sobre el Pla.

El Pla s'ha elaborat a partir de l'elecció d'un dels sis escenaris projectats, l'escenari d'anticipació¹⁹¹ que aposta per actuar sobre la demanda energètica i la cobertura amb un mix d'oferta d'energia més sostenible i té per objectius la sostenibilitat energètica dels edificis, la implantació del vehicle elèctric, l'impuls de l'energia renovable eòlica i de la biomassa agrícola i forestal i les infraestructures energètiques per fer-los efectius.

El **Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020** opta per deu àmbits estratègics entre els quals destaquen els quatre següents:

1. **L'estalvi i l'eficiència energètica** en els sectors de l'edificació, el transport i la indústria.
2. L'àmplia penetració de les **energies renovables** sempre i que disposin d'un marc retributiu que en garanteixin la viabilitat econòmica.
3. La reducció dels **gasos d'efecte d'hivernacle** associats al sector energètic, d'acord amb l'Estratègia catalana d'adaptació al canvi climàtic 2013-2020.
4. La creació d'una **indústria pròpia en l'àmbit energètic**, concretament de les energies renovables, el vehicle elèctric i híbrid, entres altres.

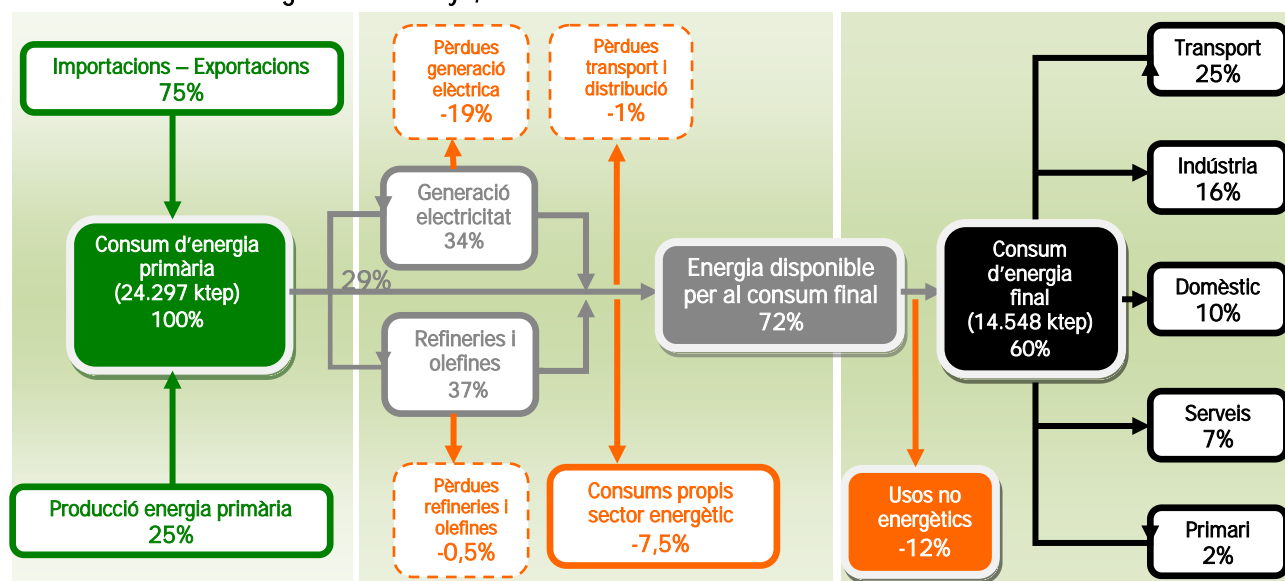
Avaluació del grau d'assoliment dels objectius planificats a Catalunya

Cal tenir en compte que l'avaluació del grau d'assoliment dels objectius planificats a Catalunya és difícil. En primer lloc, perquè els diversos canvis normatius del Govern de l'Estat han afectat la planificació energètica de Catalunya i, en segon lloc, per la manca de dades i informació per elaborar el balanç anual energètic de Catalunya amb una certa promptitud. Les últimes dades d'àmbit català sobre producció i consum d'energia primària i final desagregades per sector i combustible són de l'any 2009 i estem a l'any 2014. Per tant, l'accés al coneixement sobre el balanç energètic de Catalunya, a banda de l'elèctric, en general és limitat.

¹⁹¹ Els preus dels combustibles fòssils s'incrementen significativament durant el període 2008-2020 i la producció mundial de petroli se situa en un *plateau oil*. Augmenta la tensió en els mercats internacionals de gas natural i carbó. L'escenari assumeix com a prioritat estratègica aconseguir una economia de baixa intensitat energètica i baixa emissió de carboni i el desenvolupament de plans que reforcin les polítiques en matèria d'estalvi i eficiència energètica i energies renovables que es coordinin amb la resta de polítiques catalanes.

A continuació es desenvolupen els objectius de planificació de la taula anterior sobre la base dels fluxos de l'energia esquematitzats al gràfic següent, en el qual es detallen les últimes dades de l'energia de Catalunya (any 2009) proporcionades per l'Institut Català de l'Energia (ICAEN) i s'integren els conceptes més importants de la planificació energètica.

FIGURA 6. Fluxos energètics. Catalunya, 2009



Unitats: percentatge (%) sobre el total en milers de tones equivalents de petroli (ktep).
 Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Producció d'energia primària

L'energia primària és la suma de l'energia necessària per produir tota l'energia consumida a Catalunya. Per tant, l'energia primària ens aproxima a les necessitats energètiques del país. L'energia primària és més eficient que l'energia final, perquè tot i que necessita un tractament previ per millorar-ne la qualitat, s'eviten les pèrdues d'energia en forma de calor del procés de transformació energètica en electricitat, gasolina, etc.

L'evolució que ha de tenir la producció d'energia primària per assolir els objectius del Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020 és la següent:

§ En primer lloc, el Pla preveu una davallada de la producció dels jaciments de petroli, gas natural i carbó i un augment de l'energia nuclear, els residus no renovables¹⁹² i les energies renovables a Catalunya, sobretot de l'energia eòlica, la biomassa forestal i agrícola i el biogàs.

§ En segon lloc, els reptes principals per assolir aquests objectius estan en l'àmbit de les energies renovables, atès que segons les darreres dades de producció d'energia primària a Catalunya del departament competent, que corresponen a l'any 2009, només s'ha assolit el 26% de l'objectiu planificat per a l'any 2020.

Consum d'energia primària

El consum d'energia primària correspon a la suma de la producció d'energia primària de Catalunya, descrita en el subapartat anterior, i les importacions netes de fonts d'energia diverses, és a dir, el saldo d'intercanvis comercials (importació–exportació) amb l'exterior.

La producció d'energia primària autòctona només cobreix una quarta part (el 24,6%) del consum d'energia primària de Catalunya; la resta depèn de les importacions d'altres països, sobretot de les importacions de petroli cru i productes intermedis, gas natural i productes petrolífers com ara les nafes i el gasoil. Les exportacions catalanes d'energia primària que superen les importacions són les de lignit, gasolina, fueloil i asfalt. A més, el saldo d'intercanvis elèctrics (770 ktep) és importador. El grau d'abastament ha empitjorat durant el període 1990-2009 i ha passat del 41 al 25%.

¹⁹² Els residus no renovables inclouen els residus industrials no renovables com ara l'hidrogen i els gasos de procés, entre d'altres.

S'observa un augment de l'energia disponible per al consum final respecte de l'energia primària, és a dir, de l'eficiència energètica, atès que ha passat del 66,4% l'any 1990 al 71,9% el 2009. Els reptes se situen en l'àmbit de l'energia primària renovable, tret de l'electricitat hidràulica i els residus, i en l'àmbit de l'exportació d'electricitat.

Consum d'energia final

L'energia final és l'energia de què disposen els consumidors i la societat per convertir-la en energia útil, és a dir, l'energia per il·luminar, escalfar, refrigerar, etc. El consum d'energia final inclou les dades sobre consum de petroli cru i derivats, gas natural, electricitat, combustibles sòlids i renovables, i les dades sobre subministrament, transformació i consum energètic final per tipus, sector i combustible. L'anàlisi de l'evolució del consum d'energia final ens permet aproximar-nos al comportament quant a l'ús de l'energia, d'indústries, llars, món rural, mitjans de transport i comerços i, per tant, a l'eficiència energètica.

Segons les darreres dades de l'Institut Català de l'Energia, el sector que consumeix més energia és el del transport (41%), seguit de la indústria (27%). No obstant això, des de l'any 2003, la indústria ha moderat el consum i d'ençà de l'any 2007 l'ha reduït, com el sector del transport. En canvi, el consum d'energia final ha augmentat al sector domèstic (16%) i als serveis (12%) i s'ha mantingut estable al sector primari (4%).

Per assolir l'objectiu del 10% renovable en el **consum d'energia final del sector del transport** l'any 2020, Catalunya hauria de fer un esforç en la producció i l'obtenció de biocarburants sostenibles.

Intensitat energètica primària i intensitat energètica final

La intensitat energètica mesura la quantitat d'energia consumida (primària o final) i la compara amb la riquesa generada a Catalunya o PIB. La intensitat energètica és un índex que relaciona dues magnituds, el consum d'energia en tones equivalent de petroli (tep) i el producte interior brut en milions d'euros (M€ del PIB). Per tant, és un indicador de la sostenibilitat socioeconòmica i ambiental de Catalunya, atès que serveix per observar el desenvolupament del país i avaluar-ne l'estalvi i l'eficiència energètiques. Un país amb un menor consum d'energia per unitat del PIB és més eficient.

La **intensitat energètica primària** indica el contingut energètic del PIB des del punt de vista de la producció i transformació de l'energia. La intensitat energètica primària ha millorat des de l'any 1990 i ha passat de 188,3 tep / M€ de l'any 2000 (1990) a 170,0 tep/M€ de l'any 2000 (2009).

La **intensitat energètica final** indica el contingut energètic del PIB des del punt de vista del consum de la societat i no ha deixat de millorar des de l'any 1990. La intensitat energètica final ha passat de 105,3 tep / M€ de l'any 2000 (1990) a 101,8 tep / M€ de l'any 2000 (2009).

Consum d'energia primària i final renovable

Els objectius de consum d'energia primària i final renovable a Catalunya són ambiciosos, tal com recomanen la Unió Europea, l'Estat espanyol i la Directiva de foment de l'ús de les energies renovables. En aquest sentit, el consum d'energia renovable de l'any 2009 es trobava a una quarta part de l'objectiu previst –el consum d'energia primària renovable al 26% i el consum d'energia final renovable al 29%– i lluny de l'objectiu per a l'any 2020. De fet, el Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya reconeix l'esforç que Catalunya ha de fer per assolir els objectius previstos.

Pel que fa al consum brut final renovable, l'electricitat i els combustibles renovables també se situen lluny de l'objectiu previst per a l'any 2020, el 26 i el 29% respectivament

Emissions de CO₂ del sector energètic

L'objectiu del Pla d'energia i canvi climàtic de Catalunya 2020 és reduir les emissions relacionades amb el cicle energètic el 25% aproximadament l'any 2020 respecte de l'any 2005, la qual cosa representa no superar els 33,5 milions de tones de CO₂ equivalent l'any 2020. En aquest sentit, s'han de tenir en compte tant les emissions directes sotmeses a la Directiva de comerç de drets d'emissió com les difuses associades amb les activitats energètiques. L'esforç que s'ha de fer en una dècada és considerable i l'èxit per assolir l'objectiu dependrà també d'altres plans.

4.2. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DEL PETROLI

D'entre els combustibles fòssils, el petroli n'és el protagonista, sobretot en el sector del transport. D'altra banda, de tots els sectors energètics, el sector del petroli és el menys regulat i el mercat del petroli es configura com un mercat madur i global.

Durant els darrers anys, la demanda de petroli mundial s'ha contingut als països de l'OCDE i ha augmentat als països emergents (Xina, Índia). La demanda ha augmentat a l'Amèrica del Sud i Central, i a l'Àfrica l'any 2013.

Tot i que les reserves provades de petroli han augmentat en els darrers anys gràcies als descobriments de l'Àrtic, Brasil i l'Àfrica, la relació entre les reserves de cru provades i la producció de petroli és d'aproximadament 42 anys i la incertesa sobre la capacitat productiva de la indústria petrolera continua.¹⁹³ D'altra banda, la capacitat de refinament d'Europa ha disminuït (CORES, 2012). Els productors més importants són Aràbia Saudita, amb el 13% del total mundial i Rússia, amb el 12,5% (CORES, 2013).

El grau d'abastament a l'Estat espanyol és del 0,2% del consum i Catalunya no disposa de recursos fòssils significatius. En aquest sentit, la producció de petroli només representa l'1% del consum d'energia primària (2009), de manera que la seguretat del subministrament depèn de la provisió de petroli des de tercers països, concretament, de Rússia, Nigèria, Mèxic i Aràbia Saudí l'any 2014.

En primer lloc, la planificació en l'àmbit del petroli té una dimensió política i està condicionada per la Directiva europea sobre reserves mínimes de petroli adoptada l'any 2009, que recomana als estats tenir reserves de 90 dies d'importacions netes mitjanes –trenta dies gestionats per la Corporació de Reserves Estratègiques de Productes Petrolífers (CORES) i seixanta dies gestionats pels operadors– o 61 dies de consum diari mitjà, un terç com a productes refinats.

El 44% de les reserves estratègiques de productes petrolífers i el 39% del cru se situen al llevant de l'Estat espanyol (CORES, 2012).

D'operadors n'hi ha a l'engròs, és a dir, els que comercialitzen productes petrolífers per ser comercialitzats al detall, i al detall, és a dir, els que subministren combustibles i carburants a vehicles en instal·lacions habilitades, querosè per a l'aviació i combustibles per a les embarcacions, entre d'altres.

En segon lloc, al Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020 es preveu la reducció del consum de petroli. En el seu moment, la revisió del Pla de l'energia 2015 va preveure una reducció del consum de petroli del 9,5% entre 2007 i 2015.

La crisi hauria ajudat a la consecució d'aquest objectiu de consum, atès que la demanda de productes petrolífers ha baixat al nivell de l'any 1998, tal com s'observa als gràfics de l'annex 7.1, però encara queda molt camí per recórrer.

Altres combustibles líquids no convencionals

Segons Miller *et al.* (2014), la taxa de declinació dels recursos fòssils convencionals ha influït en l'explotació dels combustibles no convencionals, com ara les sorres asfàltiques, i en l'augment de la capacitat de liqüefacció d'hidrocarburs (liqüefacció de carbó i gas).

Tanmateix, els costos relacionats amb l'explotació d'aquests combustibles líquids no convencionals són molt elevats, així com els impactes mediambientals. Cal tenir en compte que la demanda mundial de petroli podria augmentar el 25% l'any 2035 pel transport, concretament, el transport per carretera.

D'altra banda, la política energètica i l'augment del preu del petroli han contribuït a l'increment de la producció de biocombustibles durant la darrera dècada. Aquest increment ha estat controvertit per la repercussió que ha tingut i té en la seguretat alimentària i la mitigació del canvi climàtic. L'objectiu és substituir els conreus energètics per biocombustibles de segona generació.

¹⁹³(CTESC, 2010), (CTESC, 2011), (CTESC, 2012), (CTESC, 2013).

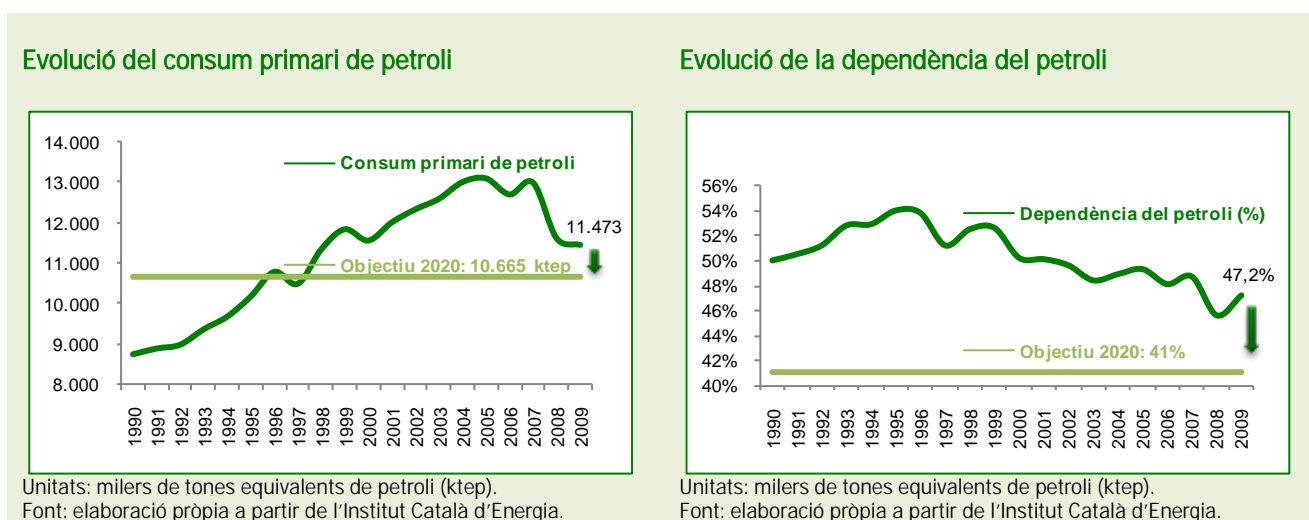
4.2.1. PRODUCCIÓ I CONSUM. DEPENDÈNCIA DEL PETROLI, OBJECTIUS PLANIFICATS I GRAU D'ASSOLIMENT

De fet, el consum primari de petroli durant el període 1990-2009 va augmentar el 31% a Catalunya, però ha caigut en els darrers dos anys (2007-2009) i se situa una mica per sobre de la mitjana del període (11.200 ktep).¹⁹⁴

El grau de dependència del petroli a Catalunya és alt, el 47,2% (2009), ja que representa la font de consum d'energia primària més important.

El creixement de l'economia catalana ha estat intensiu en l'ús de petroli. De fet, tot i els alts i baixos, la dependència del petroli va augmentar durant el període 1990-2000 i va superar el 50% del consum d'energia primària, tal com s'observa al gràfic següent, però a partir de l'any 2001 aquesta dependència es va començar a reduir una mica, tot i el repunt de l'any 2009.

GRÀFIC 5. Dependència del petroli en el consum d'energia primària, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009 i 2009-2020



Les importacions de petroli des de tercers països són elevades, la meitat de les importacions provenen de països de l'OPEP, però també han augmentat les importacions d'altres països, com ara Mèxic i Rússia. Assolir l'objectiu de dependència del 41% l'any 2020 serà tot un repte.

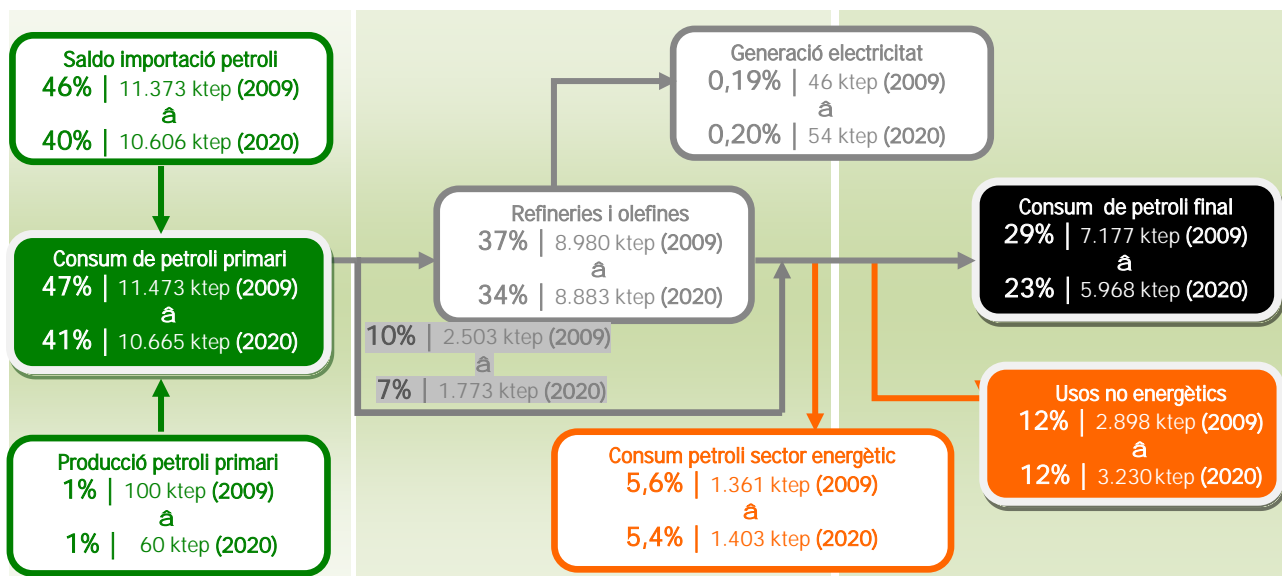
En el gràfic següent es detalla el flux del petroli de l'any 2009 i el flux planificat per a l'any 2020. La reducció de les importacions de petroli i del consum de petroli primari, així com del consum de petroli final representen els reptes més importants que cal assolir, tant en xifres absolutes com en percentatges.

La producció de petroli només representa l'1,7% de la producció total d'energia i el 0,9% del consum de petroli de Catalunya (2009). La majoria de productes petrolífers són d'importació, sobretot d'Orient Mitjà i Àfrica, tret d'una part de la producció de petroli de la plantes situades a la costa de Tarragona, esmentada al paràgraf anterior.

L'augment de les exportacions de productes petrolífers queda implícit en la figura, en reduir-se (-767 ktep) el saldo entre les importacions i les exportacions.

¹⁹⁴ Quilotonnes o milers de tones equivalents de petroli.

FIGURA 7. Flux del petroli, present (2009) i futur previst (2020). Catalunya, 2009 i 2020

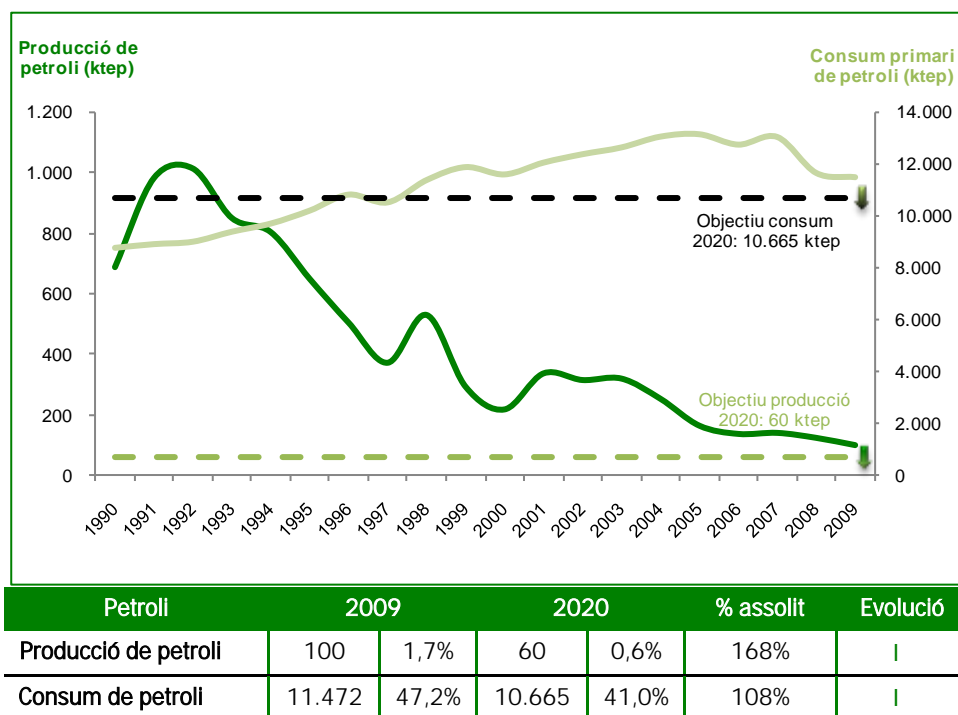


Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep) i percentatge (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

A més, el Pla de l'energia preveu que la producció de petroli es redueixi (el -40%) l'any 2020, tal com ho ha fet durant el període 1990-2009, en el qual la producció de petroli s'ha reduït el -85% i ha passat de 687 ktep (1990) a 100 ktep (2009).

El Pla també preveu que la relació entre producció i consum de petroli augmenti com a conseqüència de la disminució de la demanda de petroli l'any 2020 i passi del 0,9 al 3,5%.

GRÀFIC 6. Evolució de la producció i el consum primari de petroli, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009 i 2009-2020



Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep) i percentatge sobre el total (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Cal tenir en compte que la capacitat de les refineries de Catalunya (Tarragona) és de 10.400 ktep de cru¹⁹⁵ l'any 2013, aproximadament el 90,6% del consum primari de petroli d'un any, i la d'altres productes en procés de transformació,¹⁹⁶ de 9.020 ktep.

Quant al petroli disponible per al consum final que surt de les refineries i olefines no hi ha gaire variació en la planificació, però augmenten els usos no energètics.

D'altra banda, la Corporació de Reserves Estratègiques de Productes Petrolífers (CORES) manté i gestiona les reserves mínimes de seguretat i controla i inspecciona les de la Companyia Logística d'Hidrocarburs (CLH), que és l'encarregada dels aproximadament 3.473 quilòmetres d'oleoductes i d'emmagatzemar els productes petrolífers (gasolines, gasoils, fueloils) a Catalunya.

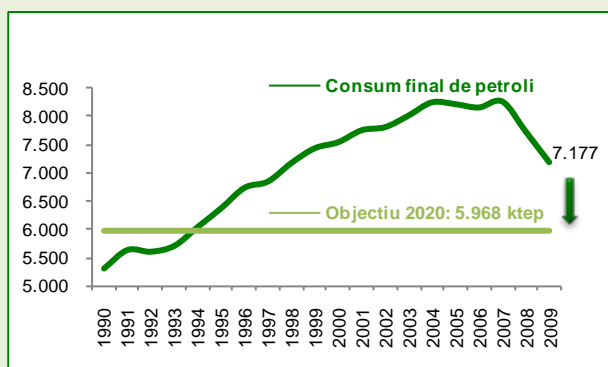
CLH disposa de magatzems situats a Tarragona (84 ktep), Barcelona (409 ktep), Lleida (62 ktep) i Girona (50 ktep), amb capacitat nominal de 606 ktep, és a dir, el 8,4% del consum final de productes petrolífers (2009) i dos infraestructures que subministren querosè d'aviació a l'aeroport del Prat i Girona. També hi ha altres empreses amb capacitat d'emmagatzematge.¹⁹⁷ CLH tenia previst millorar la capacitat d'emmagatzematge i transport de productes petrolífers a Catalunya, concretament al port de Barcelona, així com ampliar la xarxa de distribució de querosè d'aviació a l'aeroport del Prat.

Pel que fa al consum final de petroli, Catalunya és la segona comunitat autònoma que més productes petrolífers consumeix, després d'Andalusia, sobretot gasoil (el 63% l'any 2009).

Els productes petrolífers encapçalen el consum d'energia final amb el 49,3% sobre el total (2009). La demanda elevada de productes petrolífers, sobretot al sector del transport (79% l'any 2009), i de gasoil (63% l'any 2009), fa necessària la gestió d'un sistema estratègic de reserves que garanteixi el subministrament d'hidrocarburs a tres mesos (90 dies), la qual cosa representa, aproximadament, 1.795 ktep de productes petrolífers, gairebé el triple de la capacitat nominal d'emmagatzematge de què disposa la Companyia Logística d'Hidrocarburs (CHL) a Catalunya, però que satisfi amb altres magatzems de la resta de l'Estat.

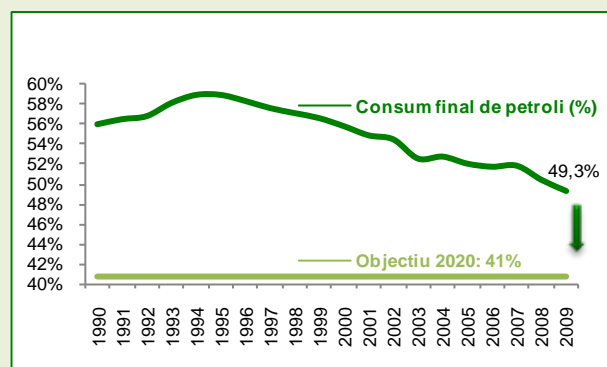
GRÀFIC 7. Evolució del consum final de petroli, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009 i 2009-2020

Evolució del consum final de productes petrolífers a Catalunya



Unitats: milers de tones equivalents de petroli (ktep).
Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català d'Energia.

Evolució del pes del consum final de productes petrolífers sobre el total



Unitats: milers de tones equivalents de petroli (ktep).
Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català d'Energia.

A Catalunya, el consum final de productes petrolífers (CORES, 2013) s'ha reduït d'ençà de l'any 2008, coincidint amb la crisi financera i econòmica, però, per assolir l'objectiu de consum final de 5.968 ktep l'any 2020, caldrà reduir-lo el -17% aproximadament en una dècada, tal com s'observa al gràfic següent.

¹⁹⁵ Petroli en estat natural sense purificar i refinar.

¹⁹⁶ Hidrocraqueig, buit de cru i viscoreducció, entre d'altres.

¹⁹⁷ Decal, Terminales Portuarios, Terquimsa, Galp Energia España, Meroil, etc.

Objectius de consum final de petroli per sectors

El sector econòmic al qual se li demana més esforç és el sector domèstic, seguit del sector dels serveis. El sector domèstic ha de reduir (el -48%) el consum de productes petrolífers durant el període 2009-2020, bàsicament gasoil, d'aquí l'impuls de la biomassa.

El sector dels serveis també ha de reduir el consum de productes petrolífers (el -37%) l'any 2020, sobretot de gas líquat de petroli (GLP).

La reducció prevista a la indústria (-18%), sobretot de coc de petroli i fueloil, i al transport (-16%) de gasolina i gasoil és menor, però també significativa.

El sector que consumeix i consumirà més productes petrolífers és el del transport, d'aquí la importància que tenen les iniciatives destinades a gestionar i canviar la mobilitat, com ara les relacionades amb el vehicle elèctric. També cal tenir en compte que el consum de gasolina es redueix mentre que el de gasoil augmenta.

Es preveu que no es consumeixi gairebé fueloil, tret de la indústria, i que es redueixin força el consum de gas líquat de petroli (GLP), així com el de gasolina i gasoil.

TAULA 1. Consum final de petroli per sectors, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 2009-2020

Productes petrolífers	Consum final de petroli 2009 i objectius 2020					
	2009 en ktep	2009 en %	2020 en ktep	2020 en %	% assolit	Evolució
Total	7.177	100%	5.968	100%	120%	I
Transport	5.672	79%	4.754	80%	119%	I
Indústria	617	9%	507	8%	122%	I
Primari	461	6%	471	8%	98%	C
Domèstic	288	4%	149	2%	193%	I
Serveis	139	2%	87	1%	159%	I

Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep) i percentatge sobre el total (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Una part del petroli que surt de les refineries i olefines va destinada a produir electricitat, sobretot de fueloil; és una part poc significativa (el 0,19% del consum total de petroli), tal com s'observa al gràfic de flux del petroli (46 ktep), però que també s'ha de reduir en els valors que indica la taula següent.

TAULA 2. Consum final de petroli per generar electricitat, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 2009-2020

Tipus central elèctrica	Producció d'energia elèctrica amb petroli 2009 i objectius 2020					
	2009 en ktep	2009 en %	2020 en ktep	2020 en %	% assolit	Evolució
Total	13,6	0,37%	2,7	0,05%	509%	I
Fueloil	10,9	0,30%	1,4	0,03%	773%	I
Gasoil	2,7	0,07%	1,3	0,02%	215%	I

Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep) i percentatge sobre el total (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

4.3. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DEL GAS

La demanda mundial de gas natural ha augmentat els darrers anys, sobretot entre els països emergents (Brasil, Xina), però a la UE ha caigut per la reducció de l'ús de gas natural destinat a produir electricitat (CORES, 2013).

Pel que fa a l'Estat espanyol i Catalunya, cal tenir en compte la dependència d'Algèria, atès que més de la meitat (57%) de les importacions de gas natural de l'Estat espanyol l'any 2014 han vingut d'aquest país. Durant el període 2009-2013, el consum de gas natural per produir electricitat ha caigut, i tot i que el consum convencional ha augmentat, el consum total ha caigut (CORES, 2013). Tot i això, les importacions de gas han augmentat.

Una tercera part de l'energia primària que es consumeix a Catalunya és gas natural, i gairebé una quarta part de l'electricitat es genera mitjançant centrals tèrmiques de cicle combinat amb gas natural.

Pel que fa a les infraestructures de gas, les directives de la UE han tingut per objectiu la creació d'un mercat europeu únic de gas amb la finalitat d'augmentar la competència, assegurar l'abastament i protegir el medi ambient.

En aquest sentit, la UE (Comissió Europea, 2011) va identificar com a prioritat el corredor de gas nord-sud a l'Europa Occidental, que unirà l'Estat espanyol i Itàlia amb el nord i l'oest d'Europa, és a dir, la interconnexió gasística entre l'àrea mediterrània i el subministrament de gas de l'Àfrica, i el corredor del nord i el subministrament de gas de Noruega i Rússia. Segons la CE, aquest corredor eliminarà els colls d'ampolla interns i augmentarà els lliuraments a curt termini mitjançant una via alternativa externa de subministrament que integri el nord d'Àfrica i optimitzi les infraestructures i els magatzems de gas natural líquid (GNL).

El conflicte entre Rússia i Ucraïna i la interrupció del subministrament de gas a Europa l'any 2008 va iniciar la construcció d'una xarxa europea de gas amb nous gasoductes, el que connectaria Algèria amb Espanya i França (projecte MEDGAZ) i el que ho faria amb Turquia, Grècia i Itàlia (projecte Nabucco) i va fomentar els incentius per a la millora tecnològica destinada a acumular reserves de GNL.

Així, la connexió gasística amb França asseguraria el subministrament a l'Estat espanyol en connectar-lo amb el nord i el centre d'Europa, però també la importació europea de gas natural des de les cinc plantes de regasificació de l'Estat espanyol on arriba el GNL –una d'elles situada al port de Barcelona– i des del sud de l'Estat espanyol a través dels gasoductes que connecten Algèria i Marroc amb Andalusia per l'estret de Gibraltar i Algèria amb Almeria (el gasoducte submergit de Medgaz).

L'any 2011 el Govern francès va donar el vistiplau a la connexió gasística entre Catalunya i França, i l'empresa de transport de gas Enagás va construir el tram sud –entre el Baix Llobregat i La Selva (Martorell /Hostalric)– del gasoducte projectat que havia d'unir Martorell amb Figueres i travessar els Pirineus amb 150 km de canonades fins a Barbairan (França). El projecte MidCat hauria de donar sortida al gas magrebí i al GNL de les plantes de regasificació de l'Estat espanyol i proporcionar seguretat al subministrament de gas a Europa i estabilitat als preus.

No obstant això, el Govern francès va ajornar el projecte sense data. Sembla ser que la construcció del tram nord entre La Selva i l'Alt Empordà (Hostalric /Figueres) i del tram que havia de travessar els Pirineus i unir l'Alt Empordà amb Llenguadoc-Rosselló (Figueres/Barbairan) del projecte MidCat s'ha suspès per la feble demanda de les empreses d'expedició espanyoles i franceses, en opinió del Govern francès, tot i que el gasoducte que ha d'unir l'Estat espanyol amb França pel punt d'interconnexió de Le Perthus ha estat d'interès comú per a la UE i té prioritat de finançament,¹⁹⁸ sobretot d'ençà de l'actual conflicte entre Rússia i Ucraïna, atès que el MidCat podria aportar una part important del gas rus (aproximadament el 12%) amb els fons europeus necessaris.

D'ençà de la Cimera sobre el Canvi Climàtic i Energia de finals d'octubre de 2014, la interconnexió gasística de França i l'Estat espanyol no es podrà frenar i els projectes presentats per les illes energètiques com ara la Península Ibèrica tindran prioritat.

Pel que fa a la xarxa de transport, la planificació d'Enagás del període 2008-2016 preveia que el gasoducte entre Martorell i Figueres estigués enllestit l'any 2013, però a causa dels fets comentats anteriorment, la connexió amb França s'ha posposat fins a l'any 2018.

¹⁹⁸ Energia: 250 projectes sobre infraestructures que poden optar a 5.850 milions d'euros de finançament. Comunicat de premsa de 13 d'octubre de 2013. Consulta a http://ec.europa.eu/spain/actualidad-y-prensa/noticias/energia/energia-proyectos-clave_es.htm.

En l'àmbit regional, la planificació d'Enagás del període 2008-2016 preveia la construcció de 24 km de gasoductes entre Benissanet, Móra, Ascó i Flix l'any 2013, però també 41 km entre Agramunt i Ponts i 43 km entre Torrefarera i La Granja d'Escarp l'any 2012. La planificació 2012-2020 preveu la construcció de 26 km de gasoductes entre El Perelló, l'Ametlla i Camarles l'any 2014 i de 25 km entre Figueres i Roses l'any 2015.¹⁹⁹ Enagás també ha planificat un nou gasoducte entre Tivissa i Arboç per a aquest any 2014.

D'altra banda, a Catalunya arriben dos gasoductes per la Terra Alta i el Montsià que s'uneixen a Ribera d'Ebre i donen servei a la petroquímica de Tarragona i les centrals tèrmiques de Vandellòs, Cubelles, el port de Barcelona i Sant Adrià del Besos. Una sèrie d'empreses distribueixen i comercialitzen el gas natural mitjançant una xarxa de canonades més petites per la resta del territori.

El Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2020 també preveu l'extensió de la xarxa de gas natural a Catalunya i la promoció de xarxes locals de gas propà canalitzat en els municipis on el gas natural no pugui arribar.

Pel que fa a les infraestructures d'emmagatzematge de gas natural, Gas Natural Fenosa ha previst construir un magatzem subterrani de gas en les cavitats salines de Balsareny (Barcelona) de 275 ktep de capacitat, amb la finalitat de tenir reserves per a 14 dies de consum de gas a Catalunya i assegurar-ne el subministrament. Les instal·lacions d'emmagatzematge s'acabaran progressivament entre els anys 2017 i 2027.

Gas no convencional

Segons Miller *et al.* (2014), la taxa de declinació dels recursos fòssils convencionals ha influït en l'explotació del combustibles no convencionals, com ara el gas no convencional (gas d'esquist, lutita o pissarra, gas de sorra compacta o gas metà de carbó), l'explotació dels quals requereix mètodes de producció més complexos i tecnològicament avançats.

La UE ha deixat l'explotació del gas no convencional en mans dels estats, que podran aprovar o denegar l'autorització, però recomana planificar amb antelació l'avaluació dels impactes mediambientals acumulatius (el consum i la contaminació de l'aigua, les emissions de gasos com ara el CO₂ i radioactives, el risc sísmic, etc.), tal com avalen alguns estudis científics que recomanen una gestió adaptativa (Rahm i Riha, 2014). L'Estat espanyol exigeix una declaració prèvia d'impacte ambiental favorable abans d'autoritzar els projectes.

Entre els avantatges de la producció de gas no convencional defensats per alguns sectors com ara la petroquímica de Tarragona, estan la reducció de la dependència i dels preus de l'energia. La competència per regular l'ordenació del sector energètic, concretament el sector del gas, és estatal, però el Parlament de Catalunya ha rebutjat la fracturació hidràulica perquè consumeix molts recursos, amenaça la preservació del paisatge i les potencialitats pròpies dels territoris rurals, entre altres.

¹⁹⁹ El Pla inclou també el reforç de la xarxa a la Costa Brava.

4.3.1. PRODUCCIÓ I CONSUM. DEPENDÈNCIA DEL GAS NATURAL, OBJECTIUS PLANIFICATS I GRAU D'ASSOLIMENT

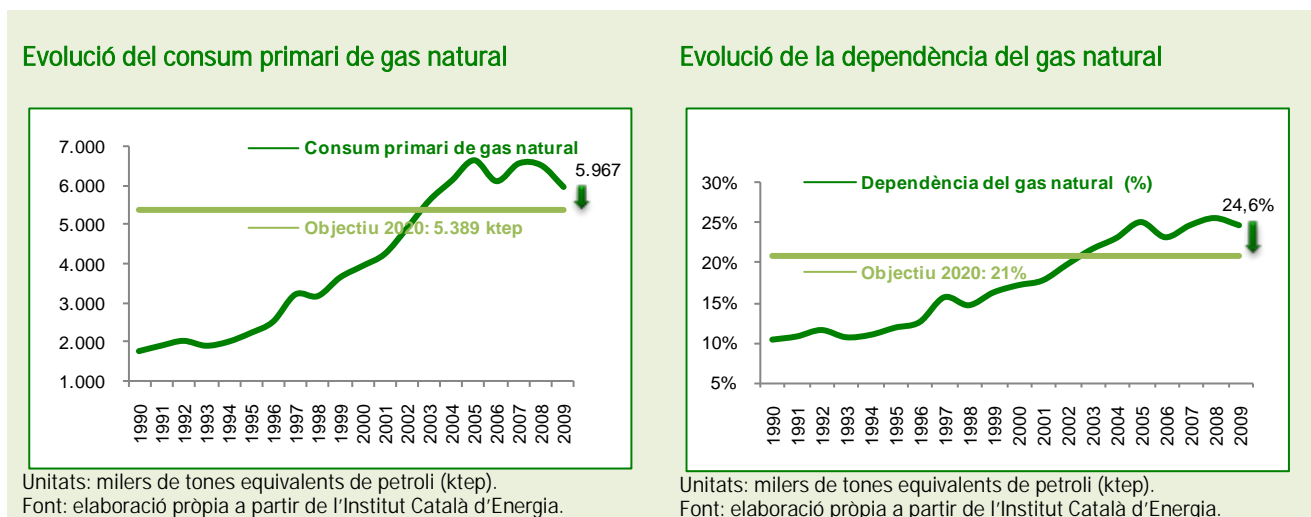
La demanda mundial de gas natural s'ha incrementat en els darrers anys, sobretot als països de fora de l'OCDE, i previsiblement ho farà fins a l'any 2018.²⁰⁰ D'altra banda, el gas natural liquat (GNL) s'està consolidant com un combustible emergent al sector del transport per carretera, sobretot al transport pesant.

En el context descrit anteriorment, Catalunya és una de les comunitats autònomes que més gas natural consumeix, el 18,7% del total de l'Estat espanyol l'any 2010, i el consum primari de gas natural gairebé s'ha duplicat entre els anys 1995-2009 (+169%).

La revisió del Pla de l'energia 2015 va preveure una reducció del consum de gas natural del 7,2% entre els anys 2007 i 2015. Malgrat l'increment experimentat durant l'any 2008, el consum de gas natural a Catalunya s'havia reduït el 9,3% entre els anys 2007-2009. És a dir, la crisi econòmica i les energies renovables han permès acostar-se a un escenari que probablement complirà i fins i tot superarà les previsions de l'anterior Pla.

En aquesta línia, el nou Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020 preveu reduir la dependència del gas natural (-10%) durant el període 2007-2020 i el consum primari de gas natural (-18%), concretament passar de les 6.573,7 ktep de gas natural consumides l'any 2007 a les 5.388,8 ktep que es consumiran l'any 2020. L'evolució del consum primari de gas natural i l'evolució de la dependència del gas natural durant el període 1990-2009 es descriu al gràfic següent.

GRÀFIC 8. Evolució de la dependència del gas natural en el consum d'energia primària, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009 i 2009-2020



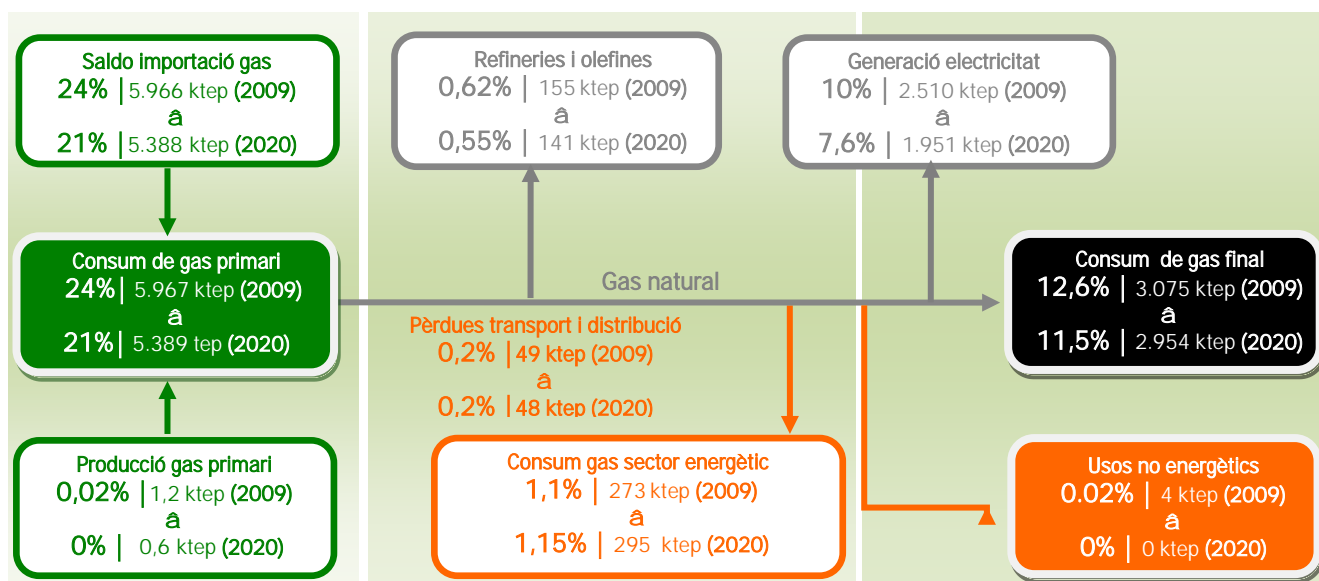
A continuació es detalla el flux de gas natural de l'any 2009 i el flux planificat per a l'any 2020. Es preveu un escenari estable, amb una petita reducció en xifres absolutes (-10%) de les importacions de gas natural i del consum de gas natural primari i, en menor grau, del consum de gas natural final. La producció de gas natural serà simbòlica (0,6 ktep).

El Pla de l'energia 2020 preveu la reducció del consum primari de gas natural per generar electricitat i el consum final i un petit augment del consum propi de gas del sector energètic, però no preveu cap consum de gas natural per als usos no energètics. S'observa que en reduir el consum de gas natural per generar energia elèctrica i final, també es reduiran les pèrdues en el transport i la distribució de gas natural, incloent-hi el gas natural no comptabilitzat.²⁰¹

²⁰⁰ AIE i OCDE (2013a). *GAS: medium term gas market report 2013*. Paris: International Energy Agency. Consulta a <https://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=446>.

²⁰¹ Diferència entre les dades del gas injectat als gasoductes (gas d'immissió) i el gas facturat als clients.

FIGURA 8. Flux del gas natural, present (2009) i futur previst (2020). Catalunya, 2009 i 2020



Unitats: milers de tones equivalents de petroli (ktep) i percentatge (%).

Nota: (1) Electricitat + Renovables, (2) Nuclear + residus industrials no renovables + renovables.

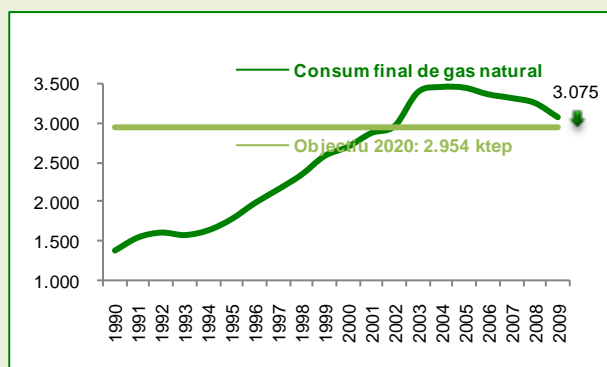
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Cal tenir en compte que el consum de gas natural del sector energètic va destinat a l'obtenció de productes transformats: centrals de generació elèctrica, plantes de regasificació de gas natural líquid, estacions de compressió de la xarxa bàsica de gas natural, refineries i plantes d'olefines.

Pel que fa al consum final de gas natural, el Pla de l'energia preveu una petita reducció, poc significativa, tal com s'observa al gràfic següent.

GRÀFIC 9. Evolució del consum final de gas natural, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009 i 2009-2020

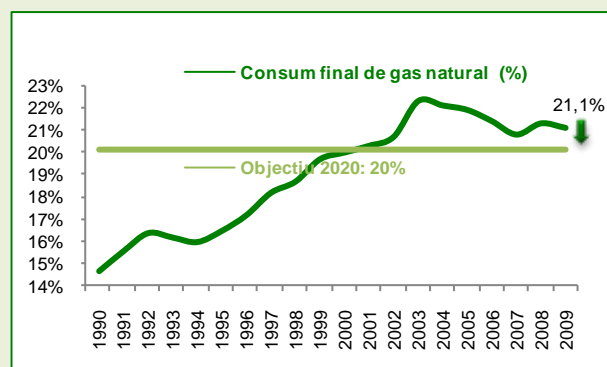
Evolució del consum final de gas natural durant el període 1990-2009 i objectiu 2020



Unitats: milers de tones equivalents de petroli (ktep).

Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català d'Energia.

Evolució del pes del consum final de gas natural sobre el total i objectiu 2020



Unitats: milers de tones equivalents de petroli (ktep).

Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català d'Energia.

La reducció més important en xifres absolutes l'ha de fer el sector domèstic i, en menor grau, el sector serveis i el sector primari. Es preveu que la indústria i el transport n'incrementin el consum final, tal com s'observa a la taula següent.

TAULA 3. Consum final de gas natural per sectors, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 2009-2020

Gas natural	Consum final de gas natural 2009 i objectius 2020					
	2009 en ktep	2009 en %	2020 en ktep	2020 en %	% assolit	Evolució
Total	3.075	100%	2.954	100%	104%	I
Indústria	1.679	55%	1.750	59%	96%	C
Domèstic	1.038	34%	877	30%	118%	I
Serveis	332	11%	298	10%	112%	I
Primari	14	0%	10	0%	136%	I
Transport	12	0%	19	1%	63%	C

Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep) i percentatge sobre el total (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

En aquest sentit, el preu del gas natural en l'àmbit domèstic ha augmentat a l'Estat espanyol durant el període 2008-2012 i se situa (0,09 €/KWh) per sobre de la mitjana de la UE (0,07€/KWh).²⁰² Cal tenir en compte que les principals fonts d'energia utilitzades a la indústria, els serveis i el sector domèstic són el gas natural i l'energia elèctrica. No obstant això, el Pla de l'energia 2020 preveu que el consum final de gas natural per generar electricitat disminueixi considerablement (-20%).

TAULA 4. Consum final de gas natural per generar electricitat, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 2009- 2020

Tipus central elèctrica	Producció d'energia elèctrica amb gas natural 2009 i objectius 2020					
	2009 en ktep	2009 en %	2020 en ktep	2020 en %	% assolit	Evolució
Producció bruta (MW)						
Total	1.379	38%	1.090	21%	127%	I

Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep) i percentatge sobre el total (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

²⁰² COM (2014) 21 final, de 22.01.2014. Preus i costos de l'energia i costos a Europa. Consulta a <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0021:FIN:ES:PDF>.

4.4. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ EN L'ÀMBIT DE L'ELECTRICITAT

En el Full de ruta 2050 de la Comissió Europea (2011b), s'afirma que l'electricitat serà cada cop més important i assolirà entre el 36 i 39% de la demanda final d'energia l'any 2050, atès que contribuirà a la descarbonització del transport, la calefacció i la refrigeració. En aquest sentit, el mapa de ruta de l'energia 2050 dona més pes a l'electricitat.

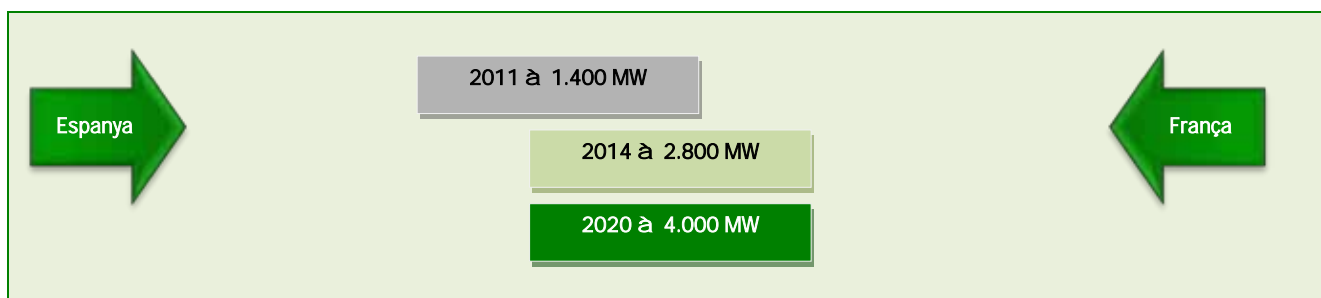
D'altra banda, segons Riba (2012), el repte quant a infraestructures energètiques és que siguin sostenibles, per tant, que integrin les energies renovables al sistema elèctric i s'adaptin a consums decreixents.

Pel que fa a les infraestructures, la UE ha identificat com a prioritària (Comissió Europea, 2011a) la interconnexió elèctrica Sud-Oest, que unirà l'Estat espanyol, Portugal, França i Itàlia, atesa la previsió que la producció d'electricitat d'origen renovable augmenti en aquests països els propers anys i la necessitat de donar sortida a la producció hidroelèctrica, eòlica i solar de l'Estat espanyol cap a França i l'Europa Central i la producció d'energia renovable del Nord d'Àfrica.

En aquest sentit, la UE ha finançat la línia d'alta tensió MAT entre l'Estat espanyol i França, concretament la línia entre Santa Llogaia i Bescanó per incrementar la capacitat d'interconnexió elèctrica entre Bescanó i Baixas. La CE ha considerat aquesta infraestructura energètica d'interconnexió d'interès comú.²⁰³ Els 64,5 km de línia soterrada entre Figueres i Perpinyà permetran duplicar la capacitat d'intercanvi amb la UE fins al 6% de la demanda elèctrica (2.800 MW).

La Península Ibèrica es considera una illa en l'àmbit de l'electricitat. L'objectiu previst és que la capacitat d'interconnexió entre l'Estat espanyol i França passi dels 1.400 MW a 2.800 MW l'any 2014, amb la construcció de la nova línia de 400 kV. La Comissió Europea recomana augmentar la capacitat fins als 4.000 MW l'any 2020.

FIGURA 9. Interconnexió entre l'Estat espanyol i França. Previsió i recomanació UE



Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

La potència energètica renovable nova que els països de l'Est i el Sud del Mediterrani installaran s'ha calculat en 10 GW (60% solar i 40% eòlica), i només hi haurà una interconnexió entre Europa i Àfrica, els 1.400 MW entre Marroc i l'Estat espanyol que haurien d'augmentar fins als 2.100 MW l'any 2020.

Les interconnexions dels sistemes elèctric i gasista de la Península Ibèrica amb Europa via Catalunya permetran, teòricament, la integració plena del mercat interior europeu de l'energia i la configuració d'una xarxa amb molts productors i molts consumidors que també integrin la generació distribuïda i renovable.

Quant a la capacitat d'emmagatzematge energètic, la UE també vol optimitzar-la per desenvolupar un sistema elèctric baix en carboni, atès que l'acumulació d'energia proporciona flexibilitat i equilibri a la xarxa elèctrica i cobreix les intermitències de les energies renovables, sobretot si superen el 20% del consum elèctric total. Tanmateix, les inversions en aquest àmbit depenen de com evolucioni el sistema energètic.

La capacitat d'acumular energia a la UE és limitada, el 5% de la potència total instal·lada, bàsicament centrals hidroelèctriques reversibles (51.008 MW, l'11% a l'Estat espanyol). Altres alternatives, com ara les bateries, l'hidrogen, els volants d'inèrcia, els cotxes elèctrics o l'emmagatzematge químic, estan menys desenvolupades.

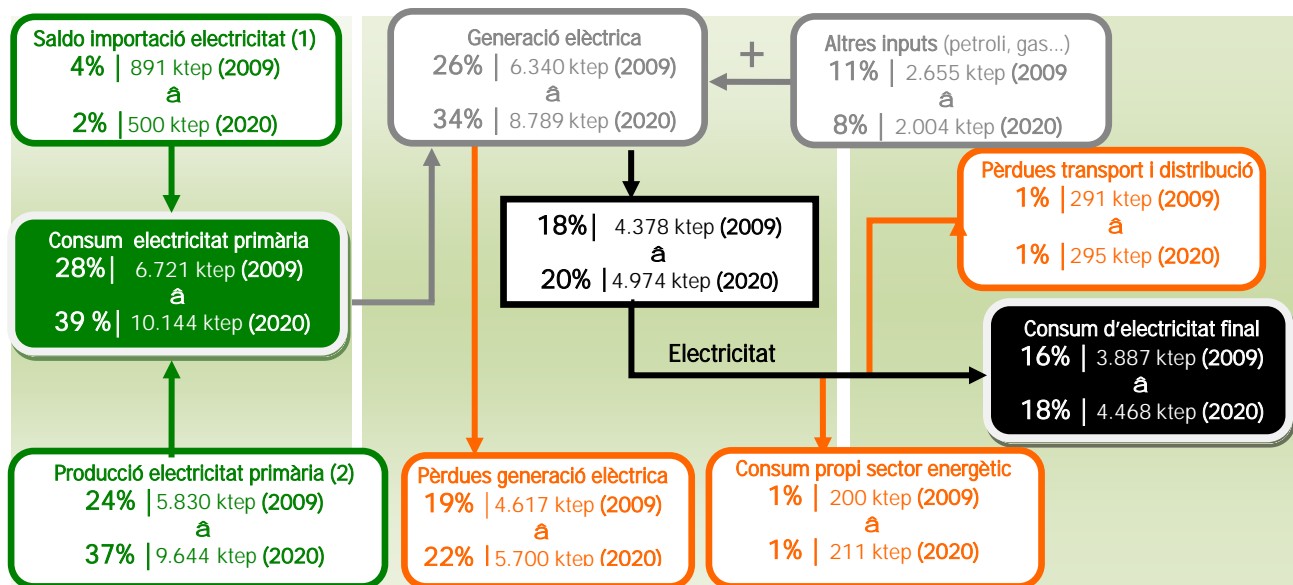
²⁰³ Energia: 250 projectes sobre infraestructures que poden optar a 5.850 milions d'euros de finançament. Comunicat de premsa de 13 d'octubre de 2013. Consulta a http://ec.europa.eu/spain/actualidad-y-prensa/noticias/energia/energia-proyectos-clave_es.htm.

Pel que fa a la **planificació del sector elèctric**, segons la CNE (2012a) el sector elèctric ha de considerar en el futur la transparència, la competència i la participació dels consumidors finals en els mercats de l'energia, i la diferència entre els ingressos i les despeses a fi que sigui sostenible. Cal tenir en compte que els preus de l'electricitat a l'Estat espanyol (0,209 € /KWh a les llars i 0,116 € /KWh a la indústria) se situen per sobre de la mitjana de la UE-27 (0,184 i 0,112 €/KWh respectivament).

A continuació es detalla el flux d'electricitat de l'any 2009 i el flux planificat per a l'any 2020. Es preveu un escenari en el qual el consum final d'energia elèctrica augmenti (+18%), així com les pèrdues per generació d'elèctrica (+23%), però en el qual el consum propi d'electricitat del sector energètic i les pèrdues per transport i distribució de l'electricitat es mantinguin.

En aquest escenari planificat s'observa que la producció primària d'electricitat renovable gairebé es quadruplica (+261%) entre els anys 2009-2020, un repte important, si es té en compte la nova Llei del sector elèctric per acabar amb el dèficit de tarifa, atès que la Llei del sector elèctric 24/2013 canvia el règim retributiu. A partir de gener de l'any 2014, les tecnologies renovables tindran prioritats en el despatx, l'accés i la connexió a la xarxa, però per cobrir els costos se sumarà un complement suficient²⁰⁴ als ingressos recuperats al mercat. No obstant això, la Llei preveu la possibilitat excepcional de règims retributius específics per complir amb els objectius energètics de les directives europees, reduir els costos energètics i la dependència de l'exterior. També es preveu que la importació d'electricitat es redueixi considerablement (-85%) i que la importació d'energia primària renovable es tripliqui (+214%).

FIGURA 10. Flux de l'electricitat, present (2009) i futur previst (2020). Catalunya, 2009 i 2020



Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep) i percentatge (%).

Nota: (1) Electricitat + Renovables, (2) Nuclear + residus industrials no renovables + renovables.

Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Quant a la generació d'electricitat, la planificació preveu que augmenti (+20%) durant el període 2009-2020, sobretot que es tripliqui (+195) l'energia elèctrica generada amb energies renovables, però que augmenti també la producció nuclear (+25%). El consum de carbó és reduirà considerablement i anirà destinat al consum final, per tant desapareixerà la generació elèctrica amb carbó.

4.4.1. PRODUCCIÓ D'ELECTRICITAT, OBJECTIUS PLANIFICATS I GRAU D'ASSOLIMENT

A la taula següent s'observen els reptes més importants en l'àmbit de la producció d'electricitat a Catalunya, entre els quals hi ha el desenvolupament de l'electricitat eòlica terrestre, marina i la minieòlica, la producció solar i la generació d'electricitat amb centrals de biomassa i biogàs.

²⁰⁴ Per calcular la retribució específica es considerarà per a una instal·lació tipus: els ingressos per la venda d'energia generada a preus del mercat de producció, els costos mitjos d'exploatació per realitzar l'activitat i el valor de la inversió inicial de la instal·lació d'una empresa eficient i ben gestionada.

En aquest sentit destaca l'aposta del Govern per desenvolupar les xarxes elèctriques intel·ligents tant al món rural com a les ciutats, en el marc d'un model de generació distribuïda d'energia a partir de fonts renovables.

TAULA 5. Producció bruta d'electricitat per tecnologies, objectius i grau d'assoliment. Catalunya, 2012-2020

	Producció bruta d'electricitat 2012 i objectius 2020					
	2012 ktep	2012 (%)	2020 ktep	2020 (%)	% assolit	Evolució
Total	3.906,2	100%	5.161	100%	76%	C
Règim ordinari	3.028,2	78%	2.781	54%	109%	I
Nuclear	2.069,0	53%	2.074	40%	100%	ü
Cicles combinats	714,0	18%	330	6%	217%	I
Hidràulica	245,2	6%	378	7%	65%	C
Tèrmiques de carbó	0,0	0%	0	0%	0%	ü
Tèrmiques fuel-gas	0,0	0%	0	0%	0%	ü
Règim especial	878,0	22%	2.380	46%	37%	C
Cogeneració ¹	511,0	13%	701	14%	73%	C
Eòlica ²	228,0	6%	1.075	21%	21%	D
Hidràulica	68,0	2%	118	2%	58%	C
Solar	35,0	1%	197	4%	18%	D
Biomassa i biogàs	24,0	1%	90	2%	27%	D
Residus ³	12,0	0%	200	4%	6%	D

Unitats: milers de tones equivalents de petroli i percentatges (%).

Nota: (1) La cogeneració no és una energia renovable. (2) Eòlica terrestre, mini eòlica i eòlica marina. (3) Incineració (RSU: residus sòlids urbans, RSI: residus sòlids de la indústria), reducció (purins i EDAR) i metanització de residus. (ü) Objectiu assolit, (I) Objectiu sobrepassat, (C) Aproximació als objectius del Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020, (D) Distanciament dels objectius del Pla.

Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català de l'Energia i la REE.

Pel que fa a l'electricitat d'origen **nuclear**, cal tenir en compte que l'any 2009 la UE va subratllar la contribució de l'energia nuclear a la competitivitat i que l'Estat espanyol s'ha mantingut en la política de reduir-ne progressivament la contribució. Catalunya és el territori de l'Estat més nuclearitzat, però totes les centrals catalanes van superar les proves de resistència l'any 2011, tot i que se'ls va exigir construir edificis alternatius per gestionar emergències.

No obstant això, la vida útil de les centrals nuclears catalanes, després d'haver-la allargat a 40 anys l'any 2011, previsiblement s'acabarà entre els anys 2023 i 2027;²⁰⁵ per això, l'Associació Nuclear Ascó-Vandellòs II ha manifestat la intenció d'allargar-la a 60 anys, la qual cosa ha obert de nou el debat sobre el model energètic. El grau d'abastament de la nuclear, sense tenir en compte el consum d'urani que s'ha d'importar, així com de la electricitat hidràulica, és del 100%.

El Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2020 no preveu construir noves centrals nuclears de fissió a Catalunya, però sí preveu que les centrals que hi ha esgotin la vida útil.

Quant als **cicles combinats**, el Pla preveu un funcionament reduït del nombre anual d'hores de cicle combinat de gas natural a Catalunya a mig i llarg termini.

Pel que fa a les **centrals tèrmiques** de carbó, el Pla no preveu construir-ne de noves a Catalunya, per tant, la captura i l'emmagatzematge de carboni a les grans centrals tèrmiques no es considera una opció estratègica.

Les **energies renovables**, concretament l'eòlica, la solar, la biomassa i el biogàs encara se situen lluny dels objectius planificats.

²⁰⁵ La vida útil de la central nuclear d'Ascó I s'acabarà l'any 2023, la d'Ascó II l'any 2025 i la de Vandellòs II l'any 2027.

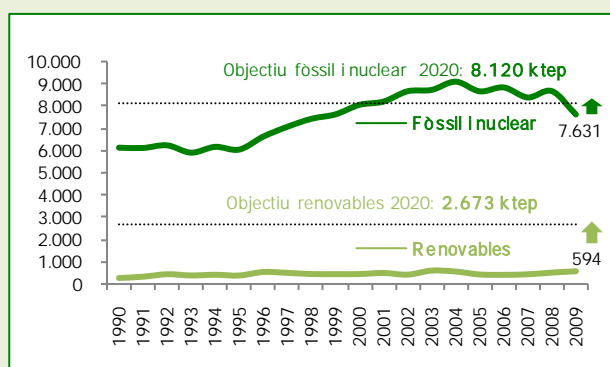
4.4.2. CONSUM D'ELECTRICITAT, OBJECTIUS PLANIFICATS I GRAU D'ASSOLIMENT

El consum final d'energia elèctrica ha augmentat durant el període 1990-2009 i ha passat de 2.165 ktep l'any 1990 a 3.887 el 2009. De fet, la contribució de l'electricitat al consum final d'energia ha augmentat durant aquestes dues dècades i ha passat del 23% l'any 1990 al 27% l'any 2009. Els objectius per a l'any 2020 són ambiciosos, atès que el Pla de l'energia i el canvi climàtic preveu augmentar el pes de l'electricitat tant en xifres absolutes (4.468 ktep) com en percentatge sobre el total (30%) l'any 2020.

Quant al consum d'electricitat a Catalunya i la seva evolució, cal tenir en compte que el consum d'energia primària renovable va augmentar el 95% (993 ktep l'any 2009) durant el període 1990-2009, i encara més la generació d'electricitat amb residus no renovables (+489%). Els únics consums que es van reduir durant el període van ser el d'energia nuclear (-11%, 4.886,9 ktep) i el de carbó (-76%, 137 ktep).²⁰⁶

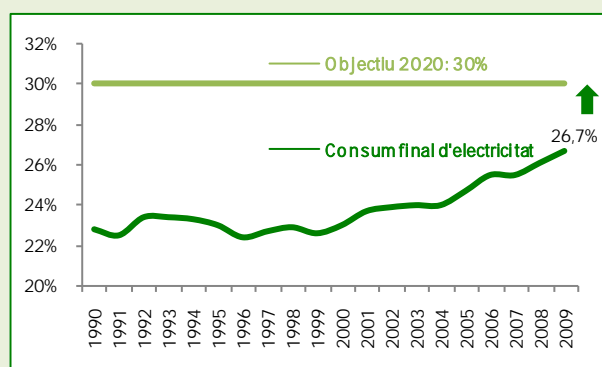
GRÀFIC 10. Evolució del consum energètic per generar electricitat i del consum final d'electricitat, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009 i 2009-2020

Evolució del consum energètic per generar electricitat durant el període 1990-2009 i objectiu 2020



Unitats: milers de tones equivalents de petroli (ktep).
Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català d'Energia.

Evolució del consum final d'electricitat durant el període 1990-2009 i objectiu 2020



Unitats: milers de tones equivalents de petroli (ktep).
Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català d'Energia.

El Pla preveu que el consum d'electricitat augmenti en tots els sectors, però sobretot al transport (+56%) i en l'àmbit domèstic (+19%) i dels serveis (+16%). Tanmateix, el gran consumidor d'electricitat serà el sector industrial, seguit del domèstic, tal com s'observa a la taula següent.

TAULA 6. Consum final d'electricitat per sectors, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 2009-20

Electricitat	Consum final d'electricitat 2009 i objectius 2020					
	2009 en ktep	2009 en %	2020 en ktep	2020 en %	% assolit	Evolució
Total	3.887	100%	4.468	100%	87%	C
Indústria	1.485	38%	1.727	39%	86%	C
Domèstic	1.303	34%	1.413	32%	92%	C
Serveis	985	25%	1.168	26%	84%	C
Primari	81	2%	126	3%	64%	C
Transport	33	1%	34	1%	96%	C

Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep) i percentatge sobre el total (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

D'altra banda, tot i que el comportament de l'indicador d'intensitat elèctrica final és cíclic, la tendència mostra que la intensitat elèctrica de la societat catalana ha augmentat durant els darrers 20 anys, atès que l'indicador ha passat de les 24,0 a les 27,2 tep/M€ de l'any 2000 durant el període 1990-2009.

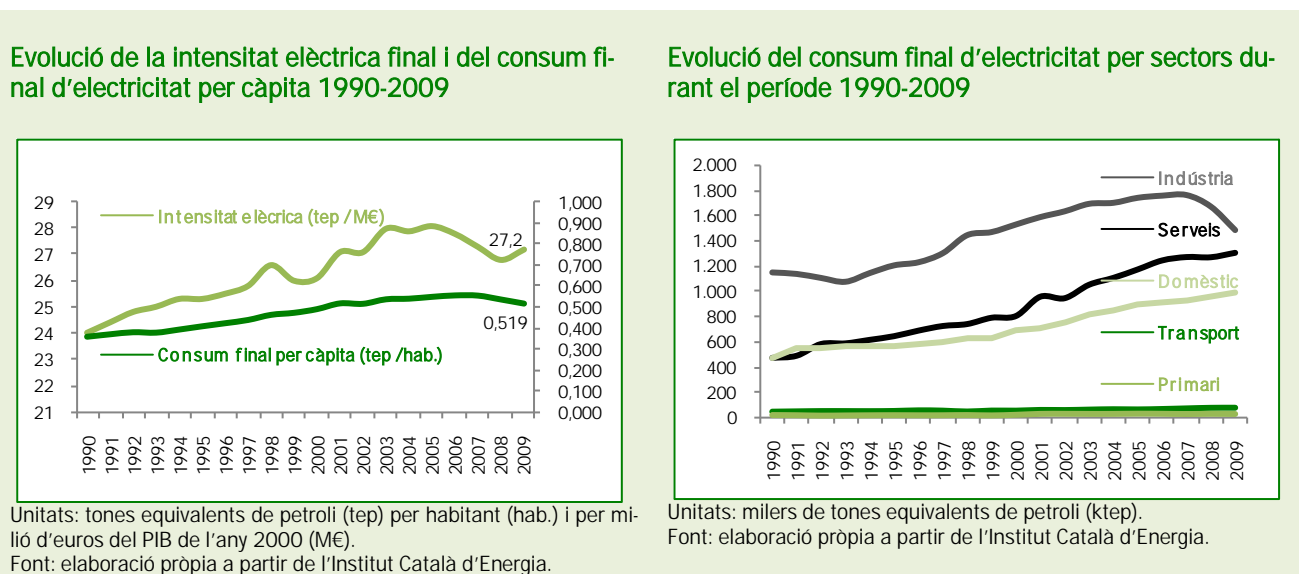
²⁰⁶ Les dades fan referència a l'any 2009.

A més, l'indicador de consum final d'electricitat per càpita també ha augmentat durant el mateix període, de 0,357 a 0,519 tep/hab., la qual cosa descriu la progressiva electrificació de la societat catalana.

No obstant això, l'evolució del consum final d'energia elèctrica tendeix a créixer en tots els sectors menys en l'industrial, però de maneres diferents. El sector dels serveis gairebé l'ha triplicat (-171%) i el domèstic l'ha duplicat (+111%) durant el període 1990-2009. L'augment del consum elèctric al sector del transport també és considerable (+71%).

En canvi, el sector industrial ha experimentat una davallada del consum elèctric al final del període que coincideix amb l'inici de la crisi econòmica l'any 2007, tot i que el Pla preveu per a l'any 2020 la recuperació dels valors de consum final d'electricitat de la indústria dels anys 2004 i 2005.

GRÀFIC 11. Evolució de la intensitat elèctrica final i del consum final d'electricitat per càpita i per sectors. Catalunya, 1990-2009



Estalvi i eficiència energètics. Edificació i transport

El marc d'eficiència energètica de la UE inclou: la Directiva sobre rendiment energètic dels edificis, els estàndards sobre rendiment energètic dels aparells (rentadores, neveres, forns, etc.), la regulació sobre les emissions de CO₂ de cotxes i furgonetes, la implantació de comptadors intel·ligents i l'augment del finançament de projectes d'estalvi i eficiència energètica.

Pel que fa a l'**edificació**, el Govern català té previst estalviar energia (-14,4%) i reduir les emissions (-22%) del parc d'habitatge i edificis de Catalunya l'any 2020, mitjançant l'Estratègia catalana per a la renovació energètica d'edificis aprovada pel Govern de la Generalitat de Catalunya l'any 2014 en el marc del projecte europeu MARIE. El Pla d'acció de l'Estratègia té diversos eixos, com ara la creació d'un sistema d'informació, un catàleg de productes i serveis nous i un programa d'inversions per a la renovació energètica d'edificis. Entre els projectes d'intervenció de l'Estratègia destaquen alguns relacionats amb el canvi de calderes de gasoil per calderes de gas o biomassa.

L'Estratègia segueix les directives europees, com ara la Directiva de l'any 2010 que aposta pels edificis de consum casí nul d'energia, amb la finalitat que els habitatges puguin produir energia, tot i la normativa estatal que la contradia en penalitzar l'autoproducció i l'autoconsum. L'àmbit local també té un paper protagonista en l'eficiència energètica.

Algunes iniciatives en aquest àmbit són les denominades xarxes urbanes de calor i fred, és a dir els sistemes centralitzats de producció i distribució d'energia tèrmica, coma ara la zona Fòrum de Barcelona (Districlima) o la zona Barcelona sud i l'Hospitalet (Ecoenergies Barcelona), que aprofiten el vapor generat per la planta incineradora de residus de Sant Adrià del Besos o per la caldera de biomassa de la Zona Franca de Barcelona, respectivament.

Pel que fa al **transport**, els canvis en la mobilitat són l'objectiu de futur, com ara els autobusos de gas natural comprimit, híbrids i elèctrics, gràcies a l'avenç de les bateries elèctriques.

Una altra mesura d'estalvi és el preu de l'electricitat. Els canvis normatius han afectat de manera diferent els diversos consumidors –els de l'àmbit domèstic, els serveis i els de l'agricultura (regadius)-, atès que la part de la factura que depèn de la potència contractada (en percentatge) i la part que depèn del consum d'energia varien en funció del tipus de consumidor.

En aquest sentit, destaquen el canvis en el sistema de facturació de l'electricitat l'any 2014. El preu fix trimestral ha de desaparèixer i es pagarà l'anomenat *preu voluntari per al petit consumidor* (PVPC) mensualment, que dependrà de la cotització mitjana diària del quilovat hora al mercat majorista i que fixarà l'empresa Red Eléctrica Española (REE). No obstant això, la manca de comptadors intel·ligents, que s'hauran d'instal·lar obligatòriament a partir de l'any 2018, dificultarà que el consumidor es beneficiï dels preus diversos del quilovat hora. L'usuari també pot negociar un preu fix anual mitjançant contracte amb la companyia.

4.4.3. POTÈNCIA ELÈCTRICA INSTAL·LADA, OBJECTIUS PLANIFICATS I GRAU D'ASSOLIMENT

Segons el previst al Pla de l'energia i el canvi climàtic 2012-2020, Catalunya ha de disposar d'una potència elèctrica instal·lada de 18.435MW l'any 2020, el 53% (9.767MW) en centrals de producció a partir d'energies no renovables i el 47% (8.668MW) generats a partir de centrals de producció que utilitzen fonts d'energia renovables. Això inclou el tancament de les centrals de carbó i de fuel-gas i gasoil, el manteniment de les centrals nuclears en funcionament i un increment considerable de les energies renovables.²⁰⁷

En l'anterior Pla de l'energia 2015 revisat,²⁰⁸ el nivell de compliment es trobava més avançat en la instal·lació d'energies no renovables (84,3% en les centrals de cycle combinat i 69% en les de cogeneració) que en la instal·lació d'energies renovables en conjunt (52,5%).

L'any 2012, l'energia eòlica només havia assolit el 27% de l'objectiu fixat al Pla 2015. En canvi, el biogàs (36%) presentava nivells d'assoliment del Pla superiors als de l'energia eòlica.

Aquest retard en la inversió en instal·lacions de producció d'energia elèctrica a partir d'energies renovables, s'explicava en bona mesura per la baixa implantació de l'energia eòlica a Catalunya, que havia de ser l'energia més representativa entre les energies renovables (50,7% del total de la potència instal·lada d'energies renovables).

En l'actual Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020, la potència elèctrica renovable instal·lada ha de representar el 49,4% del total. L'any 2012 s'ha assolit el 43%, gràcies a l'augment de l'electricitat hidràulica en règim especial.

TAULA 7. Potència elèctrica instal·lada amb relació a la planificació i grau d'assoliment. Catalunya, 2012

	Potència elèctrica 2012 i objectius 2020				
	2013 (MW)	Pla 2015 (MW)	Pla 2020 (MW)	% assolit	Evolució
Total	13.138	13.430	18.584	71%	C
Electricitat no renovable	9.139	9.006	9.384	97%	C
Cicles combinats	4.160	4.160	4.160	100%	ü
Nuclear	3.147	3.147	3.147	100%	ü
Cogeneració ¹	1.105	1.007	1.385	80%	C
Tèrmiques fuel-gas i gasoil	530	520	520	102%	I
Altres no renovables ²	197	172	172	114%	I
Tèrmiques de carbó	0	0	0	100%	ü
Electricitat renovable	3.999	4.424	9.199	43%	C

²⁰⁷ El Pla preveu gairebé triplicar la potència instal·lada en renovables l'any 2020 (+197%), passant de 3.095MW a 9.199MW.

²⁰⁸ Dades en color gris clar.

	Potència elèctrica 2012 i objectius 2020				
	2013 (MW)	Pla 2015 (MW)	Pla 2020 (MW)	% assolit	Evolució
Eòlica terrestre i minieòlica	1.260	1.739	4.584	27%	D
Hidràulica (en règim ordinari)	2.088	2.088	2.088	100%	Ü
Solar fotovoltaica	264,9	33	1.008	26%	D
Eòlica marina	0	70	570	0%	D
Hidràulica (en règim especial)	277	279	350	79%	C
Solar temoelèctrica	24	53	253	10%	D
Biomassa forestal i agrícola	5	49	161	3%	D
Biogàs	57	69	142	40%	C
Residus sòlids urbans (RSU)	23	44	44	52%	I

Unitats: megawatts (MW), percentatge (%).

Nota: (1) La cogeneració no és una energia renovable. (2) Inclou les centrals elèctriques que incineren i utilitzen residus sòlids industrials (RSI) com a combustible i la part fòssil de les centrals elèctriques mixtes renovables / no renovables (plantes de reducció de purins i EDAR i de metanització de residus). (Ü) Objectiu assolit, (I) Objectiu sobrepassat, (C) Aproximació als objectius del Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020, (D) Distanciamment dels objectius del Pla.

Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català de l'Energia i la REE.

No obstant això, la crisi ha fet caure la demanda d'electricitat i ha desvelat la sobrecapacitat de potència instal·lada en el context actual; per tant serà difícil instal·lar nova potència abans de l'any 2020.

4.4.4. EL PAPER DE LES ENERGIES RENOVABLES A LA PLANIFICACIÓ ENERGÈTICA

Les energies renovables són necessàries per a la innovació tecnològica i la transició energètica, i han de participar en el mix energètic per reduir la dependència de les importacions de combustibles fòssils i les emissions de GEH. En aquest sentit, cal tenir en compte que la inversió mundial en energies renovables va superar per primer cop la fòssil l'any 2008 (Greenwood *et al.*, 2009).

Les previsions de la UE quant a potència instal·lada i producció d'energia renovable són les que figuren a la taula següent:

TAULA 8. Previsions quant a potència instal·lada i producció renovable. UE, 2010-2020

Potència instal·lada	GW any 2010	GW any 2020	Percentatge 2020	Variació 2010-2020
Total	247,5	466,5	100%	88%
Hidroelèctrica	116,9	134,2	29%	15%
Eòlica	82,6	201,0	43%	143%
Solar	25,8	90,0	19%	249%
Biomassa	21,2	37,7	8%	78%
Altres	1,0	3,6	1%	260%

Producció	TWh any 2010	TWh any 2020	Percentatge 2020	Variació 2010-2020
Total	632,9	1151,9	100%	82%
Hidroelèctrica	342,1	364,7	32%	7%
Eòlica	160,2	465,8	40%	191%
Biomassa	103,1	203,0	18%	97%
Solar	21,0	102,0	9%	386%
Altres	6,5	16,4	1%	152%

Unitats: gigawatts (GW), terawatts hora (TWh) i percentatge (%).

No es pot oblidar que la participació de les energies renovables, sobretot l'eòlica i la fotovoltaica ha augmentat gràcies als objectius legalment vinculants i al suport institucional.

Malauradament, l'Estat espanyol ha suspès el registre de preassignació, i la nova Llei del sector elèctric ha modificat la retribució del règim especial, la qual cosa ha afectat les inversions en renovables i la seva rendibilitat. Els efectes d'aquests canvis encara s'han d'avaluar, però a Catalunya l'impacte s'ha xifrat aproximadament en 185 milions i ha afectat la solar fotovoltaica, l'eòlica.

4.4.4.1. LES ENERGIES RENOVABLES I L'AUTOCONSUM A CATALUNYA

El sector elèctric és el sector que més contribuirà a la descarbonització de l'economia, mitjançant el desenvolupament de tecnologies baixes amb carboni, com ara les energies renovables (Förster, Schumacher, De Cian *et al.*, 2014).

En relació amb l'electricitat renovable, el Pla d'energia revisat de l'any 2015 ja va augmentar els objectius de potència eòlica i solar instal·lada. Com es pot observar a la taula següent, els objectius de potència eòlica instal·lada no es van assolir i tampoc es van assolir els objectius de potència solar, biogàs o biomassa. La potència hidràulica instal·lada va romandre estable; en canvi, els objectius d'energia renovable procedent de residus es van assolir.

Tot i que el Pla de determinació de les zones de desenvolupament prioritari de parcs eòlics a Catalunya es va aprovar l'any 2012, només tenien dret a primes sis de les quinze instal·lacions que havien d'entrar en funcionament, però, amb la nova llei del sector elèctric, algunes empreses podrien renunciar a instal·lar potència nova per la inseguretat jurídica que els genera.

En la taula següent s'observa com ha evolucionat la implantació de les energies renovables durant el període 1990-2012 i el grau d'assoliment dels objectius planificats per a l'any 2015 i 2020.

TAULA 9. Evolució de la potència elèctrica instal·lada d'energies renovables. Catalunya, 1990-2012, Pla 2015 i 2020

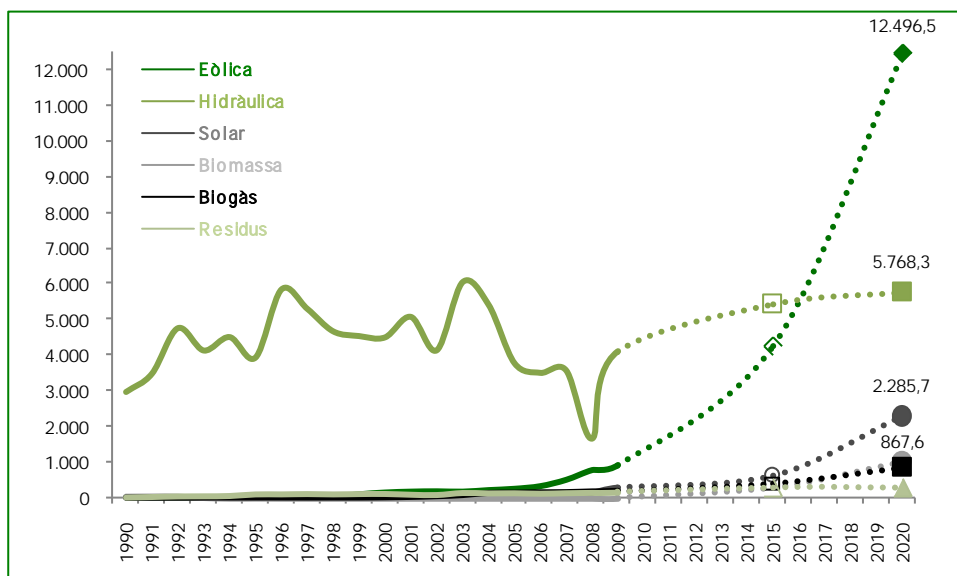
Renovables	1990	2000	2010	2013	Pla 2015	Pla 2020	% assoliment	Evolució
Total	2.252,9	2.389,0	3.479,2	3.999,4	6.884,1	9.199,2	43%	C
Hidràulica	2.243,1	2.293,1	2.360,7	2.365,8	2.473,5	2.438,8	97%	C
Eòlica	0,0	71,4	834,3	1.260,2	3.500,4	5.153,6	24%	D
Solar	0,3	0,9	196,2	289,2	702,5	1.260,0	23%	D
Residus	9,4	20,0	44,4	23,1	44,4	44,4	52%	C
Biogàs	0,0	3,1	43,1	56,6	113,0	141,6	40%	C
Biomassa	0,0	0,5	0,5	4,5	50,3	160,8	3%	D

Unitats: megawatts (MW).

Font: Institut Català de l'Energia (ICAEN).

Sobre la base de la implantació progressiva de centrals de producció d'energia elèctrica amb energies renovables (eòlica, solar, biomassa i biogàs), l'escenari aposta del Pla preveu que la producció bruta d'electricitat amb energies renovables augmenti considerablement l'any 2020 i passi de representar el 14,6% del total produït l'any 2009 al 37,9% l'any 2020, gràcies a la participació de l'energia eòlica, que té uns objectius molt ambiciosos, i de la solar i la biomassa en menor grau, tal com s'observa al gràfic següent.

GRÀFIC 12. Evolució de la producció bruta d'energia elèctrica amb renovables, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009 i Pla 2015 i 2020



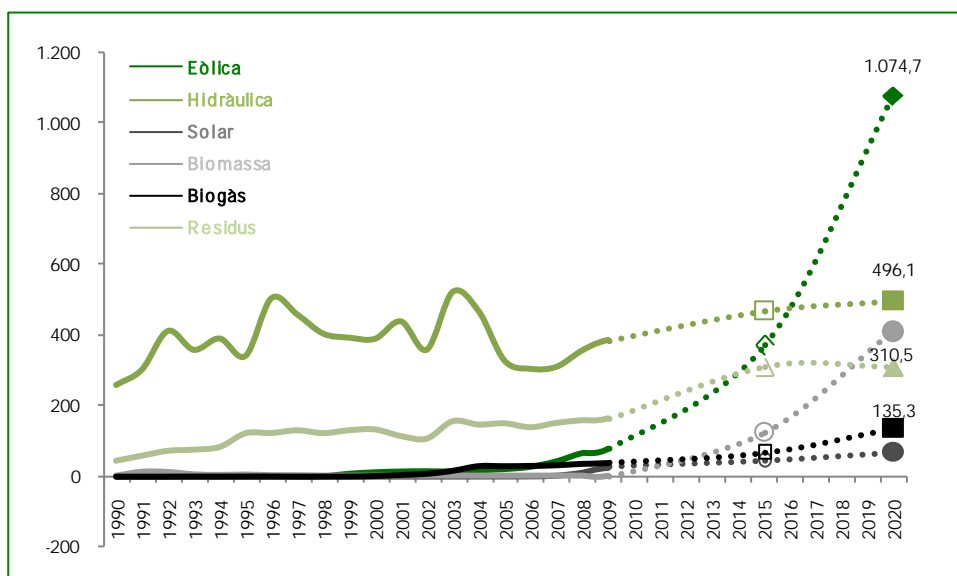
Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep).

Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Pel que fa a la demanda, el Pla preveu que les mesures d'estalvi i eficiència energètica en el consum d'electricitat compensin els increments a causa de l'electrificació de la societat, sobretot en el sector domèstic i del transport: tren, metro i vehicle elèctric, entre d'altres.

Així, es preveu que el consum d'energies renovables per generar electricitat augmenti, especialment l'energia eòlica, solar i la biomassa que seran les que més contribuiran a l'assoliment dels objectius planificats en l'escenari aposta, tal com s'observa al gràfic següent.

GRÀFIC 13. Evolució del consum d'energies renovables per generar electricitat, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009, 2015 i 2020



Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep).

Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

L'autoconsum a Catalunya

Per acabar, l'autoconsum elèctric representa una oportunitat per consumir energies autòctones i renovables (solar, eòlica, biomassa) tant al sector industrial com al sector serveis.

Cal tenir en compte l'energia distribuïda i el concepte d'autoconsum en el balanç d'energia elèctrica de Catalunya, que s'ha vist afectat per la nova Llei 24/2013, de 26 de desembre, del sector elèctric, atès que la norma pretén regular per primera vegada l'autoconsum per garantir la sostenibilitat tècnica i econòmica de tot el sistema elèctric, però obliga les instal·lacions a finançar també els costos i serveis del sistema, tret que l'autoconsum suposi la reducció de costos per al sistema elèctric i les instal·lacions de cogeneració, i a registrar-se al Registre Administratiu d'Autoconsum.

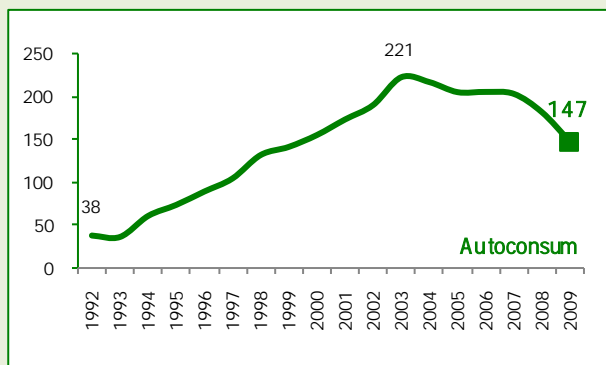
La nova normativa ha de regular la integració de l'autoconsum al sistema elèctric i establir els costos induïts per les centrals d'autoconsum, els costos dels serveis proporcionats pel sistema elèctric i les càrregues que han de suportar per integrar-s'hi de manera raonable. Tanmateix, el desenvolupament de la Llei encara no s'ha fet (maig 2015) i sobre la taula només hi ha un esborrany de real decret que pretén gravar l'autoconsum.

De fet, l'Estat espanyol se situa entre els països europeus amb més barreres legals i econòmiques per a l'autoconsum, a diferència d'Alemanya, el Regne Unit o Itàlia, tot i que la societat catalana demana facilitar-lo a l'igual que l'edificació amb consum d'energia gairebé nul, tal com s'observa a les propostes consensuades del Congrés de l'Energia de Catalunya de l'any 2014.

L'autoconsum ha passat de 38 a 147 ktep, és a dir, de l'1,5% al 3,5% de la producció disponible, amb un màxim d'autoconsum i de producció disponible que es va produir entre els anys 2003 i 2005 i que després va davallar, tal com s'observa al gràfic següent.

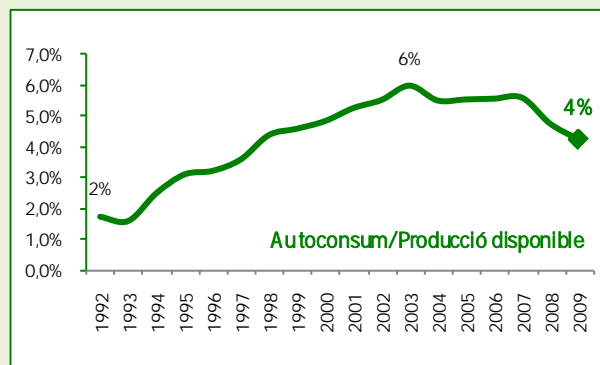
GRÀFIC 14. Evolució de l'autoconsum en el balanç d'energia elèctrica. Catalunya 1992-2009

Evolució de l'autoconsum en xifres absolutes



Unitats: milers de tones equivalent de petroli (ktep).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Evolució de l'autoconsum sobre la producció disponible



Unitats: percentatge sobre el total (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

5. DIAGNOSI DE LA SITUACIÓ ACTUAL I NECESSITATS

És difícil fer una síntesi de l'estat de totes les infraestructures energètiques del país, atesa la gran varietat de fonts, i les especificitats tècniques de cadascuna d'elles. Per aquest motiu, s'ha optat per centrar l'anàlisi en aquelles infraestructures que suporten l'ús de les energies més utilitzades. Això és, el petroli i els seus derivats, el gas natural i el conjunt de fonts d'energia que acaben configurant el mix de producció d'electricitat.

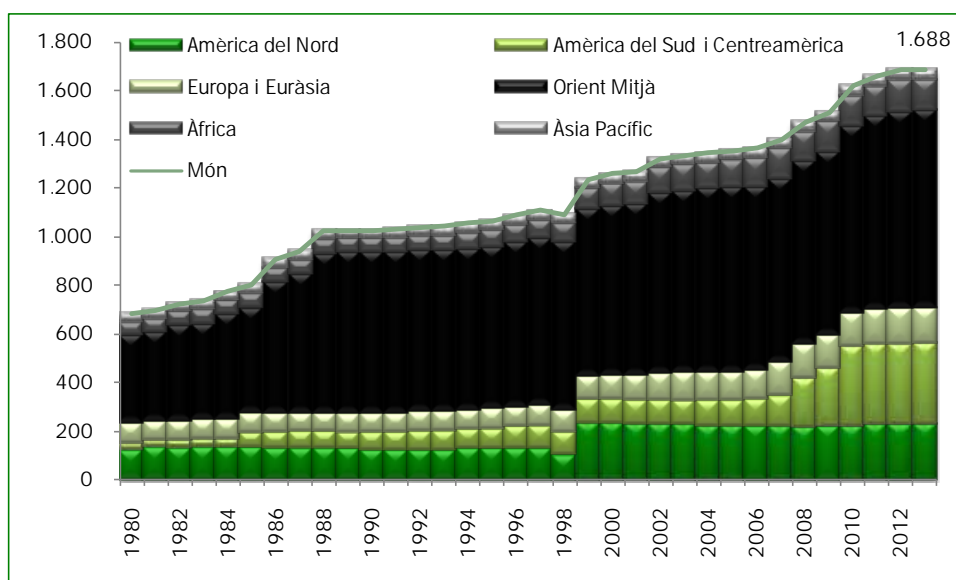
5.1. PETROLI I DERIVATS

5.1.1. OFERTA I DEMANDA DE CRU A CATALUNYA

Catalunya i Espanya disposen d'unes reserves de cru molt escasses, motiu pel qual la pràctica totalitat del carburant que es consumeix al territori s'obté de l'estranger, amb l'impacte que això genera a la balança per compte corrent, com s'ha vist a la introducció d'aquest Informe (amb un dèficit al voltant del 3,0% del PIB de Catalunya).

Les reserves mundials de cru segueixen augmentant i avui en dia la major part d'aquestes reserves es concentren a l'Orient Mitjà (47,9% l'any 2013), com s'observa al gràfic següent.

GRÀFIC 15. Evolució de les reserves de cru al món, per zones. Món, 1980-2013



Unitats: milers de milions de barrils.

Font: elaboració pròpia a partir de BP Statistical Review of World Energy.

Un dels principals problemes per tal de fer perdurar la disponibilitat del recurs finit i no renovable és que el consum mundial no para de créixer, en part pel desenvolupament de determinats territoris (Xina ha augmentat el seu consum un 125,7% del 2000 al 2013 i Índia un 64,8%, malgrat l'increment de preus experimentat pel cru).

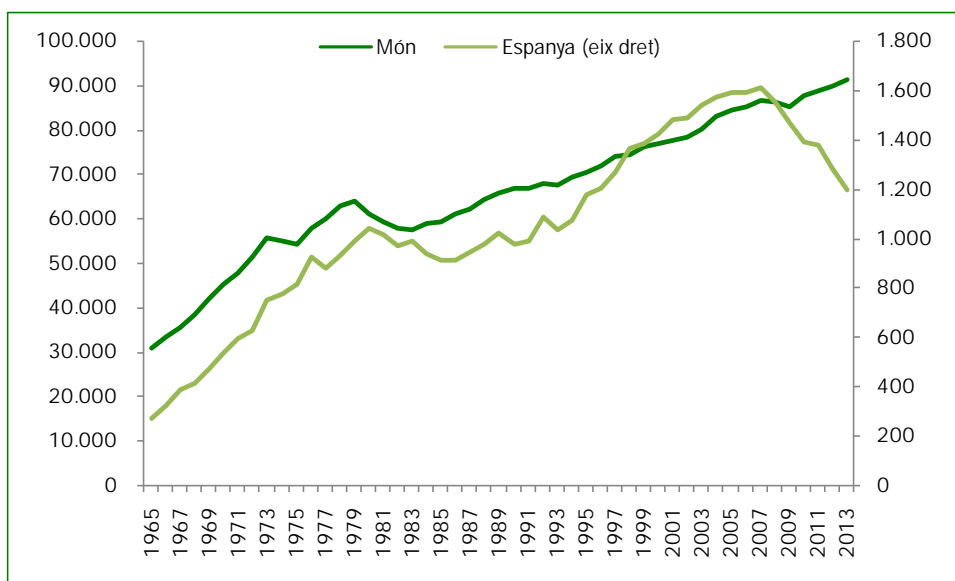
Entre els principals països dels quals Espanya importà cru l'any 2011 destacaven Rússia (15,3%), Aràbia Saudita (14,7%), Iran (14,4%), Nigèria (13,3%) i Mèxic (11,8%). És a dir, 5 països concentren pràcticament el 70,0% de l'aprovisionament de cru a Espanya. Per regions, l'any 2011 el cru provenia de l'Orient Mitjà (37,5%), Àfrica (27,5%), Europa (18,3%) i Amèrica (16,7%).²⁰⁹

Espanya, amb un descens del consum del -25,6% entre els anys 2007 i 2013, se situa en línia amb el conjunt de països desenvolupats (Japó -9,9% i Estats Units -8,7%) i en especial entre els països europeus, on en general s'ha tendit a reduir el consum de cru de forma acusada (Itàlia -24,9%, França -11,9% o Regne Unit -12,4%)²¹⁰.

²⁰⁹ Entre el 2006 i el 2010, Líbia apareixia també com un dels principals proveïdors de cru espanyols, amb percentatges que oscil·len entre el 8,5% i el 13,0%, però que cauen al 2,2% l'any 2011 fruit de la revolució líbia. Irak és també un punt de proveïment, amb vora un 7,4% de les importacions de cru espanyoles l'any 2011, si bé en anys anteriors el pes d'aquest país és lleugerament inferior.

²¹⁰ El descens en el consum és major en aquells països que han patit un major retrocés en el seu PIB (Itàlia, Portugal, Grècia, Irlanda, etc.) i menor en els que s'han vist menys afectats (el consum d'Alemanya no ha variat entre 2007 i 2013).

GRÀFIC 16. Evolució del consum de cru. Món i Espanya, 1965-2013

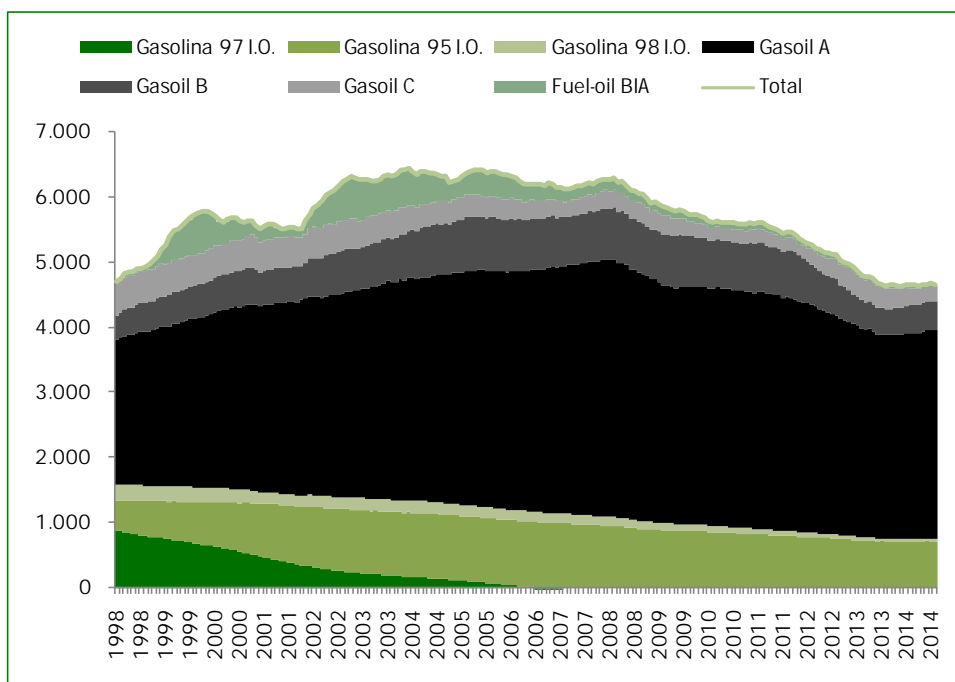


Unitats: milers de barrils al dia.

Font: elaboració pròpia a partir de BP Statistical Review of World Energy.

A Catalunya s'observa un retrocés considerable en el consum durant els darrers anys (-26,3% entre 2007 i 2013), fruit, majoritàriament, de la crisi econòmica i els impactes que això hagi pogut tenir en el comerç i el transport, tant de mercaderies com de persones.

GRÀFIC 17. Evolució del consum de carburants⁽¹⁾. Catalunya, 1998-2014



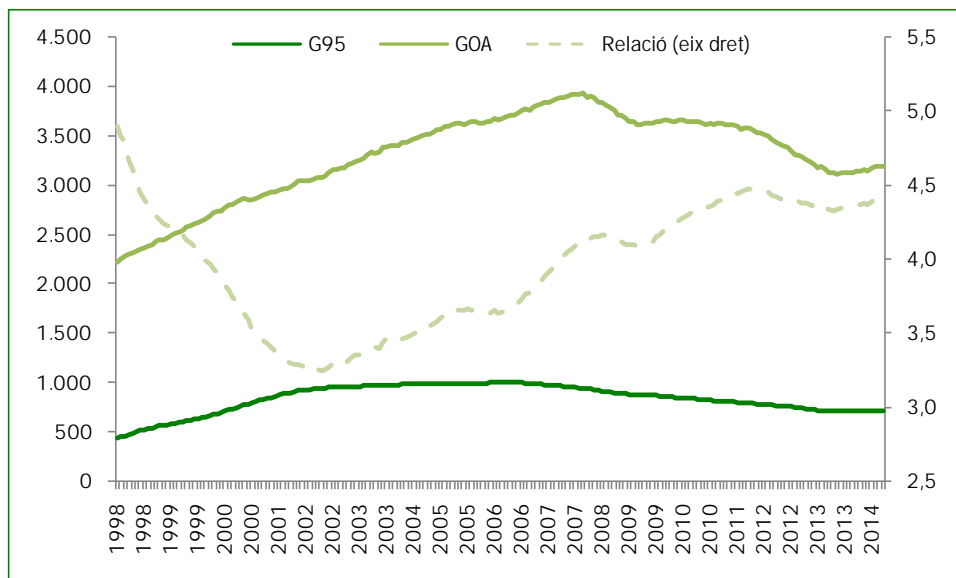
Unitats: milers de tones.

(1) Inclou gasolina 97 (fins al 2006), gasolina 95, gasolina 98, gasoil A, B i C, i fueloil BIA.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de CORES.

Un dels trets característics del consum de carburants líquids és la substitució progressiva de la gasolina pel dièsel que s'ha produït durant els darrers 15 anys.²¹¹ Així, entre 1998 i 2001, el pes del dièsel en el consum de carburants va passar de representar el 81,0% a representar el 76,7%, recuperant posteriorment el pes que tenia a principis de la sèrie l'any 2013 (81,3%)²¹². Aquesta evolució és similar a la que s'observa a Espanya.

GRÀFIC 18. Evolució del consum de carburants, segons tipus de carburant. Catalunya, 1998-2014



Unitats: milers de tones mètriques i ràtio.

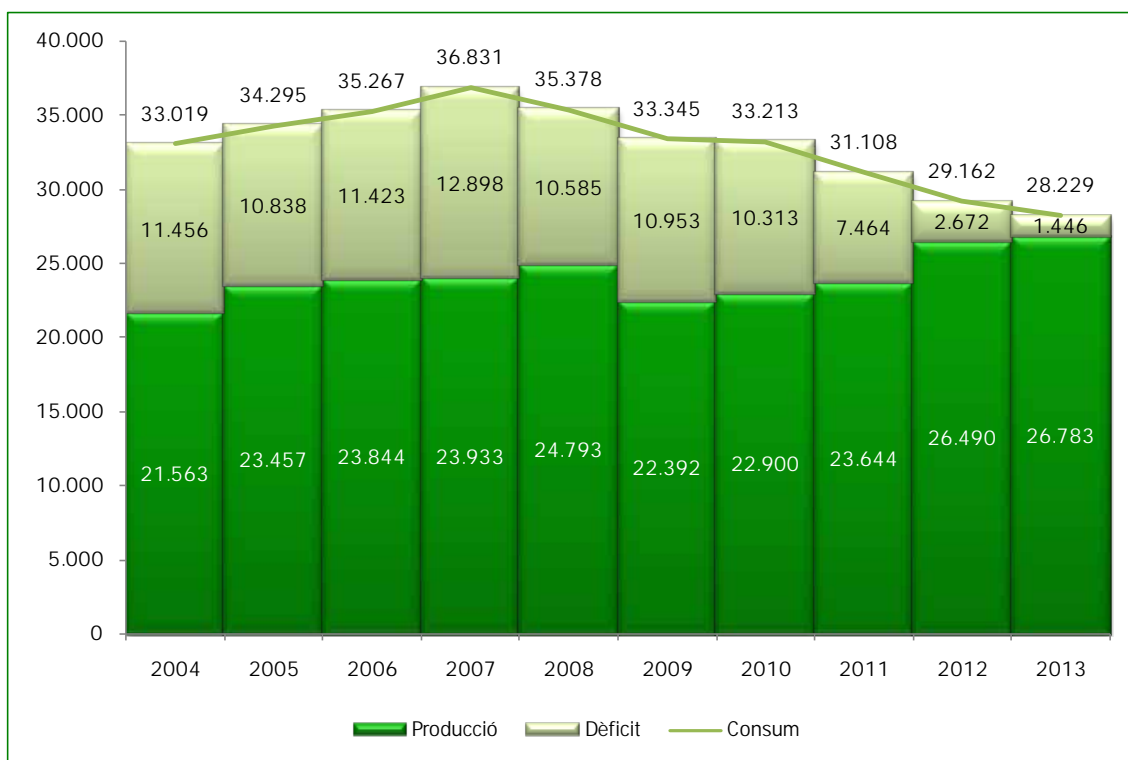
Font: elaboració pròpia a partir de dades de CORES.

Si es comparen les quantitats produïdes de gasoil i gasolina a Espanya respecte a les quantitats consumides, s'observa la magnitud del dèficit de producció en gasoil i el superàvit en la producció de gasolina. Així, l'any 2007 a Espanya es produïa, només, el 65,0% del gasoil que es consumia, com s'observa al gràfic següent. La reducció del consum derivada de la crisi econòmica i un lleuger augment de producció han fet que l'any 2013 les quantitats de gasoil produïdes i consumides pràcticament s'iguin.

²¹¹ En bona part, el canvi s'ha produït fruit d'una fiscalitat favorable al gasoil, on la càrrega impositiva representava, a desembre de 2011, un 42,8% del preu de venda al públic (1,285€/litre, segons l'Associació Espanyola d'Operadors de Productes Petrolífers - AOP), per 49,4% en el cas de la gasolina (1,296€/litre).

²¹² Considerant només gasolina 95 i gasoil A per a automoció.

GRÀFIC 19. Evolució del consum i producció de gasoil. Espanya, 2004-2013



Unitats: milers de Tm.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de CORES.

En canvi, un 30,1% de la gasolina produïda a Espanya no es consumia en territori nacional en el període 2004-2013, com mostra el gràfic.

GRÀFIC 20. Evolució del consum i producció de gasolina. Espanya, 2004-2010



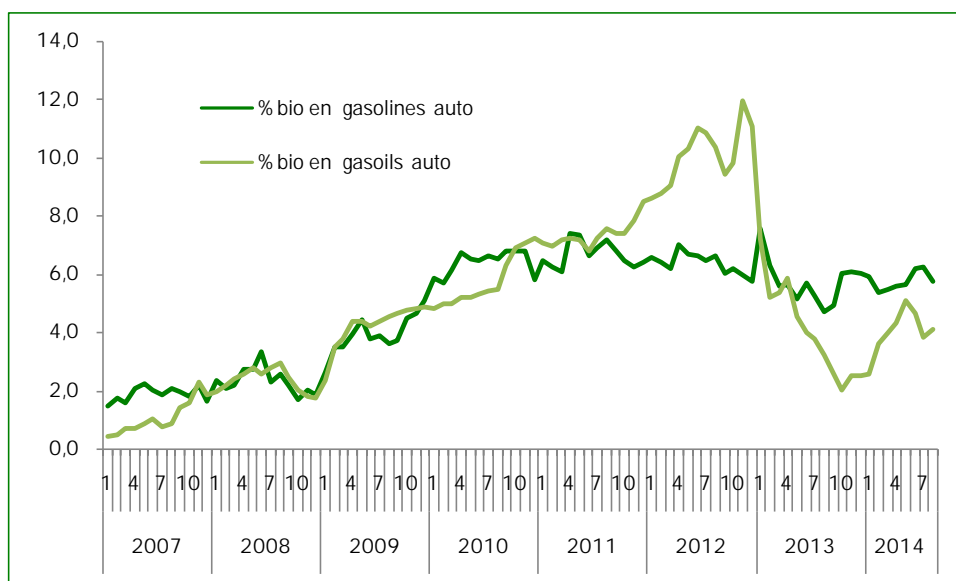
Unitats: milers de Tm.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de CORES.

Per últim, també cal comentar que els biocarburants apareixen com una alternativa al consum de cru importat, si bé aquests s'han de barrejar amb el carburant fòssil. Com apunta Avedillo (2012), els biocarburants s'incorporen barrejats amb gasolina i gasoil per imperatius legals que estableixen continguts mínims sense els quals probablement aquests no haurien proliferat.²¹³

El fet de ser un bé que es pot produir dins del territori presenta uns avantatges en termes de balança per compte corrent, si bé el consum d'energia, però sobretot de terres per produir-los, fan que l'energia neta que se n'obté sigui molt baixa, o fins i tot negativa. Com s'observa al gràfic, el seu pes en el consum ha augmentat durant la crisi, amb un descens en l'ús de biodièsel l'any 2013.

GRÀFIC 21. Pes dels biocarburants en l'automoció, segons tipus de carburant. Espanya, 2007-2014



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de CORES.

Segons Avedillo (2012), cada litre de gasolina venut conté un 10,0% d'etanol, mentre que cada litre de gasoil conté un 7,0% de biodièsel. Malgrat tot, i segons apunta l'autora, el 46,0% del biodièsel i el 50,0% del bioetanol consumits a Espanya s'importava, amb una utilització de les plantes espanyoles de biodièsel de només el 30,0% l'any 2010.

5.1.2. ESTOC D'INFRASTRUCTURES RELACIONADES AMB EL CRU A CATALUNYA

L'estoc d'infraestructures relacionades amb el tractament i transport del cru s'ha dividit en quatre tipus. Per una banda, s'estudien les infraestructures que fan referència al refinament del cru en productes aptes per al consum. En segon lloc, s'analitza l'estoc en infraestructures de transport, centrades principalment en els oleoductes. A continuació es descriuen els dipòsits per a l'emmagatzematge de combustibles i finalment, es fa referència a les estacions de servei disponibles en territori català.

5.1.2.1. REFINERIES

Tal i com s'ha observat anteriorment, un dels trets característics del consum de carburants durant els darrers anys ha estat la substitució de la gasolina pel gasoil. Això provoca que les refineries espanyoles no puguin abastir la demanda de gasoil i siguin excedentàries en producció de gasolina. Així mateix, la crisi i l'augment de la capacitat de refinament en els últims anys ha fet baixar el grau d'utilització de les refineries fins al 81,4%, com apunta CNC (2012).

²¹³ Vegeu l'Ordre ITC/2877/2008 i el Reial decret 459/2011 d'1 d'abril, per exemple. Com apunta Avedillo (2012), a canvi d'aquesta obligatorietat d'introduir biocarburants (costosa per a l'operador), es compensava els operadors amb l'exempció de l'impost especial sobre hidrocarburs en el cas dels biocarburants.

A Catalunya només existeix una única zona de refinament del petroli, ubicada al Camp de Tarragona. Aquesta es divideix en dues plantes, una basada principalment en l'obtenció d'asfalts (ASESA), i l'altra centrada en l'obtenció de combustibles per a l'automoció (Repsol).

Com s'observa a la taula, la capacitat de refinament instal·lada a Catalunya representa aproximadament l'11,9% de la capacitat de refinament a Espanya, quan el consum a Catalunya en gasolines i dièlsels representa entre el 18,5% i el 20,0%, respectivament, durant el període 2005-2011.

TAULA 10. Plantes de refinament de petroli. Espanya, 2011

	Comunitat Autònoma	Titularitat	Entrada en funcionament	Capacitat de destil·lació	Pes sobre el total de refineries (%)	Pes sobre el total de refineries (%)
Cartagena ⁽¹⁾	R. Múrcia	Repsol	1949	11,0	14,5	58,8
Puertollano	Cast. la Manxa		1952	7,5	9,9	
La Coruña	Galícia		1964	6,0	7,9	
Tarragona ⁽²⁾	Catalunya		1965	9,0	11,9	
Bilbao	País Basc ⁽³⁾		1969	11,0	14,5	
Tenerife	Illes Canàries	Cepsa	1929	4,6	6,1	34,1
Huelva	Andalusia		1967	9,2	12,2	
Algeciras	Andalusia		1969	12,0	15,9	
Castelló	C. Valenciana	BP	1967	5,4	7,1	7,1
Total				75,7	100,0	100,0

Unitats: anys i milions tones mètriques/any i percentatges.

(1) A la planta de Cartagena s'hi ha realitzat una forta inversió recentment per modernitzar-la.

(2) A Tarragona hi hauria dues plantes, una operada per ASESA,²¹⁴ amb entrada en funcionament l'any 1965 i una capacitat de destil·lació de 1,1 milions de tones l'any dedicada sobretot a la producció d'asfalts, i l'altra per Repsol, amb inici de l'activitat l'any 1973.

(3) La planta és titularitat de Petronor, que és propietat de Repsol.

Font: CNC (2012).

Si s'estudia la producció de les refineries instal·lades a Tarragona, s'observa que el principal *output* d'aquestes plantes és el gasoil, amb més de 3,7 milions de tones/any, seguit de la gasolina, amb més de 1,2 milions de tones/any.

TAULA 11. Producció de les plantes de refinament de cru. Catalunya, 2001

ASESA	Producció (t/any)	Repsol	Producció (t/any)
Asfalts i <i>cut-backs</i>	728.634	Gasoil	3.700.000
Querosè i dièsel	162.416	Gasolines	1.240.000
Altres gasoils	107.786	Fuel	1.190.000
Nafta	37.661	Querosè	685.000
Consums propis	19.712	Gasos líquats	178.000
Mermes	4.666	Sofre i altres	18.600

Unitats: tones/any.

Font: Ministeri de Medi Ambient.

Segons fonts de Repsol consultades pel CTESC, la capacitat de producció l'any 2014 de la planta de refinament de cru del Camp de Tarragona, seria de 4.000 kt/any de gasoil, 1.500 kt/any de gasolines, 1.500 kt/any de fuel-oil i unes 2.000 kt/any d'altres combustibles (combustible per a l'aviació, residu asfàltic, ETBE i GLP).²¹⁵

²¹⁴ Asfaltos Españoles, SA.

²¹⁵ Així mateix, el complex de Tarragona produeix també olefines (etilè, propilè, etc.). També cal tenir en compte que a banda de la refinaria, les instal·lacions de la companyia a Tarragona inclouen un complex químic dedicat a derivats del cru (etilbenzè, estirè, òxid de propilè, polipropilè, etc.).

5.1.2.2. TRANSPORT

La principal via per transportar els derivats del petroli són els oleoductes, sent vies alternatives (quan és possible) el transport per via marítima o el ferrocarril.²¹⁶ Per distàncies inferiors a 100-150 km el transport es pot realitzar per carretera²¹⁷ (segons la CNC (2012); per sobre d'aquestes distàncies el transport per carretera no és competitiu).

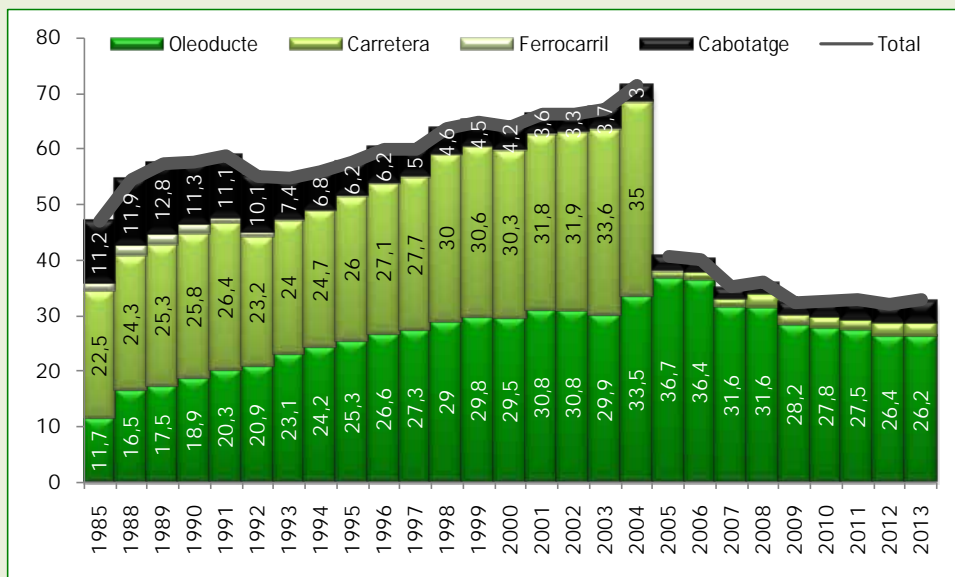
Com s'observa a l'*Anuari estadístic* del Ministeri de Foment, el gruix del transport de productes petrolífers es realitza per oleoducte o carretera. Si bé analitzant dades de tones transportades hom pot concloure que ambdós modes de transport presenten una quota de mercat similar, quan s'estudien les tones transportades per quilòmetre, s'aprecia el major pes dels oleoductes en el transport de productes petrolífers, amb una quota de mercat que s'acosta al 70,0% l'any 2004, fruit de l'augment del volum transportat via oleoducte i el descens del cabotatge entre ports espanyols experimentat durant el període. Així mateix, si s'analitzen les distàncies mitjanes dels desplaçaments realitzats durant el període 1988-2004, s'observa que per oleoducte es realitzen 239km, per carretera 68km, per via ferroviària 283km i per via marítima 543km. És a dir, aparentment, l'oleoducte, el ferrocarril i el cabotatge realitzarien desplaçaments de llarga distància, mentre que el transport capil·lar es duria a terme per carretera.

²¹⁶ Segons Contín i Huerta (2001), amb dades de Masseron (1990), l'any 1989 a Europa el cost del transport de carburants per oleoducte representava entre el 50,0% i el 90,0% del cost de transportar-lo per via marítima i el 30,0% de fer-ho en ferrocarril.

²¹⁷ El transport per carretera s'utilitza principalment en la distribució del carburant dels dipòsits a les estacions de servei. És a dir, en la distribució secundària o capil·lar.

GRÀFIC 22. Transport interior de productes petrolífers, segons mode de transport. Espanya, 1985-2013⁽¹⁾

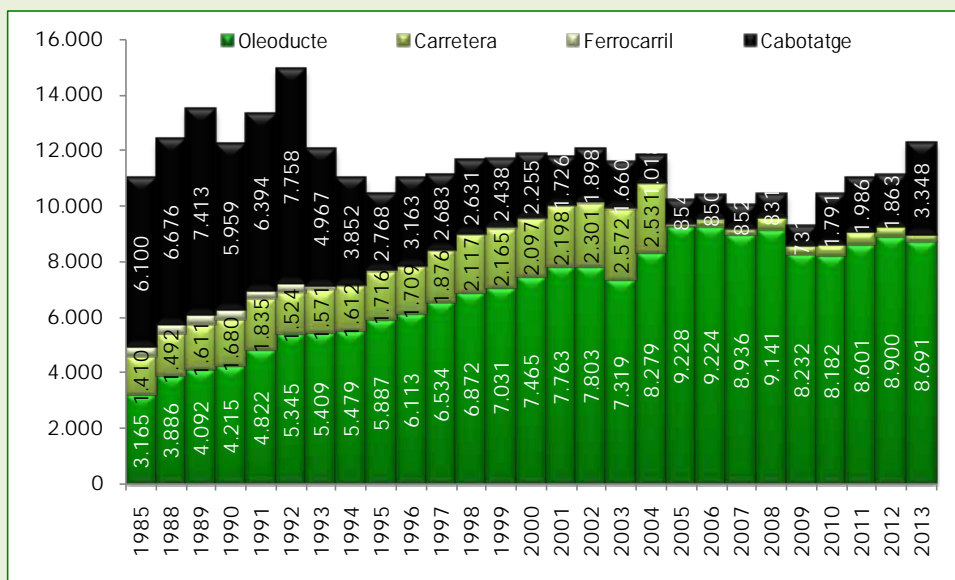
Milions de tones



Unitats: milions de tones.

(1) Fins a l'any 2004, a les tones transportades per carretera s'hi inclouen les tones transportades per camions que no pertanyen a la flota de CLH, però que carreguen a les seves instal·lacions. A partir de l'any 2005, CLH només facilita informació sobre la seva flota de transport. Font: elaboració pròpia a partir de l'*Anuari estadístic* del Ministeri de Foment.

Milions de tones per quilòmetre



Unitats: milions de tones per quilòmetre.

(1) Fins a l'any 2004, a les tones transportades per carretera s'hi inclouen les tones transportades per camions que no pertanyen a la flota de CLH, però que carreguen a les seves instal·lacions. A partir de l'any 2005, CLH només facilita informació sobre la seva flota de transport. Font: elaboració pròpia a partir de l'*Anuari estadístic* del Ministeri de Foment.

A Catalunya, la xarxa d'oleoductes supera els 343 quilòmetres, i uneix els ports de Tarragona i Barcelona (punts d'entrada dels hidrocarburs líquids) amb Girona i Lleida (a les quatre capitals de província, a més, es disposa de

dipòsits d'emmagatzematge). A partir de Lleida, l'oleoducte uneix Catalunya amb la península, via Saragossa (arribant fins a Andalusia i el País Basc).

MAPA 1. Xarxa de oleoductes. Catalunya, 2011



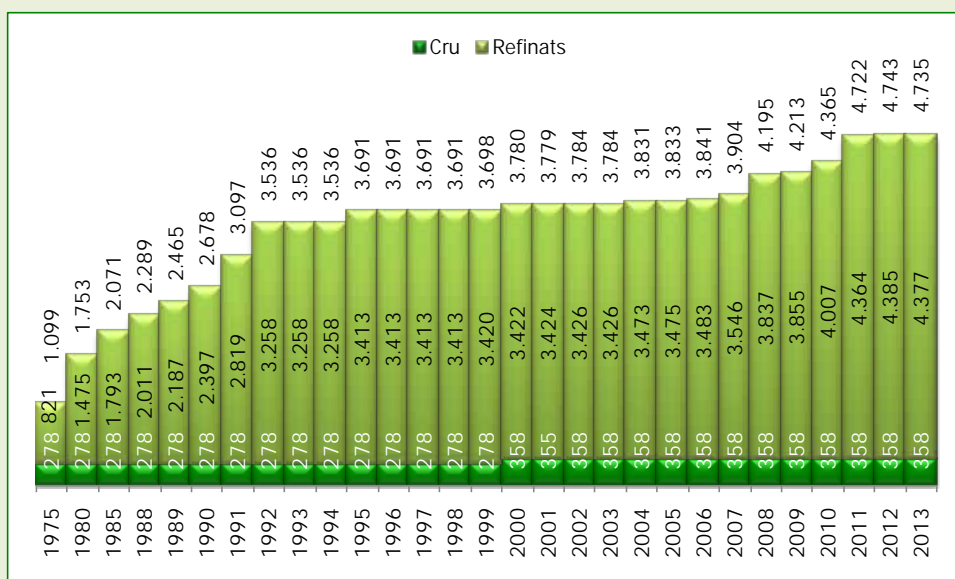
Unitats: línies.
Font: CLH.

Si s'estudia la xarxa a escala estatal,²¹⁸ però, s'observa la seva elevada fragmentació, amb territoris aïllats i sense que existeixi connexió de la xarxa a escala internacional, ni amb França, ni amb Portugal. Es tracta, doncs, d'una xarxa incompleta.

²¹⁸ El conjunt de la xarxa tenia una longitud de 4.027 quilòmetres l'any 2012, amb la qual cosa els oleoductes ubicats a Catalunya representen el 8,5% del conjunt de la xarxa d'oleoductes. L'any 2002 la xarxa d'oleoductes espanyola tenia 3.426 quilòmetres, el que implica un creixement anual del 2,2% anual durant els darrers 10 anys (concentrats en els anys 2003, 2008 i 2010).

GRÀFIC 23. Xarxa d'oleoductes. Espanya, 1975-2013

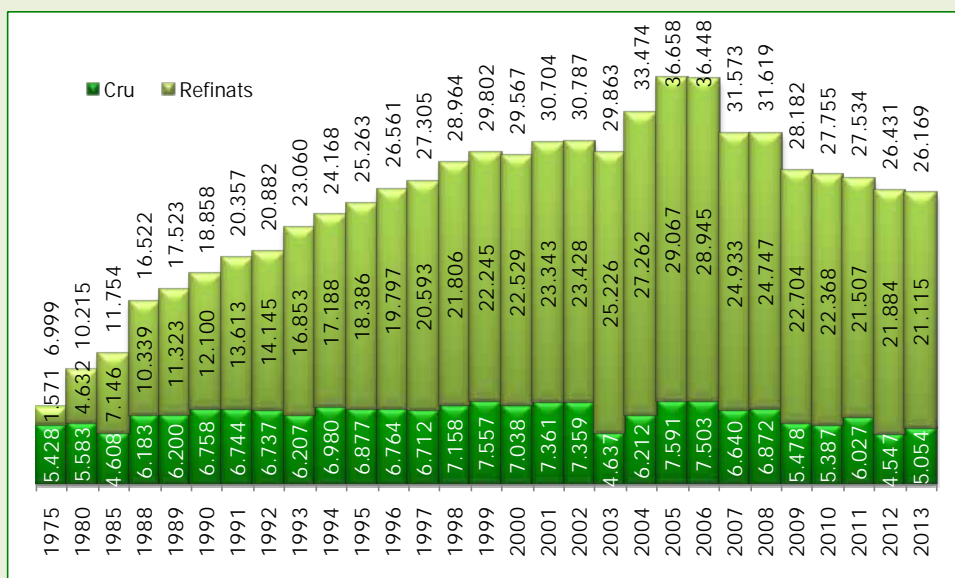
Longitud de la xarxa d'oleoductes, segons tipus. Espanya, 1975-2013



Unitats: quilòmetres.

Font: elaboració pròpia a partir de l'Anuari estadístic del Ministeri de Foment.

Volum transportat via oleoducte, segons tipus. Espanya, 1975-2013



Unitats: milers de tones.

Font: elaboració pròpia a partir de l'Anuari estadístic del Ministeri de Foment.

5.1.2.3. DIPÒSITS

Pel que fa als dipòsits de derivats del cru, Catalunya té una capacitat d'emmagatzematge superior als 2,5 milions de metres cúbics, ubicats principalment a la província de Barcelona i, en menor mesura, a la província de Tarra-

gona. La major part de la capacitat de dipòsit se l'emporten la gasolina, però sobretot el gasoil, que representa el 57,1% de la capacitat disponible.²¹⁹

TAULA 12. Dipòsits⁽¹⁾ de derivats del petroli, per províncies i tipus de derivats. Catalunya, 2010

	Gasolina	Gasoil	Querosè	Fuelloil	Blodèsel	Bloetanol	Total
Barcelona	185	1.224	220	89	239	1	1.958
Girona	11	47	0	20	0	0	78
Lleida	15	58	0	0	0	0	73
Tarragona	326	141	0	0	0	0	467
Total	537	1.470	220	109	239	1	2.576

Unitats: milers de metres cúbics.

(1) Inclou els dipòsits de més d'un miler de metres cúbics. No inclou els dipòsits d'aeroports.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de la CNE.

Convé destacar que només Barcelona i Tarragona compten amb dipòsits portuaris d'una capacitat igual o superior a 30 milions de tones mètriques habilitats per a la importació de carburant i connexió amb la xarxa de CLH.

5.1.2.4. ESTACIONS DE SERVEI

L'última infraestructura considerada en l'anàlisi dels carburants líquids és la que es refereix a les gasolineres, com a element per a la venda de carburants al consumidor final. Així, en infraestructures de venda de carburant, Catalunya compta amb vora 1.300 estacions de servei,²²⁰ més de la meitat de les quals es troben a la província de Barcelona (51,1%), mentre que Girona (16,3%), Lleida (15,4%) i Tarragona (17,1%) presenten pesos similars, seguint una distribució territorial similar a la de la població.

Del conjunt d'estacions de servei, el 98,8% subministrava gasoil A, mentre que el 94,7% subministrava gasolina 95, els dos carburants amb una major presència a les estacions de servei catalanes. De la resta de carburants, destaca que en un 9,8% se subministrava biodièsel.

TAULA 13. Gasolineres, segons tipus de carburant⁽¹⁾. Catalunya, 2012

	Total	Percentatge (%)
Gasoil A	1.267	98,8
G95	1.214	94,7
G98	1.037	80,9
Nou gasoil A	943	73,6
Gasoil B	226	17,6
Biodièsel	126	9,8
Gasoil C	25	2,0
Total	1.282	100,0

Unitats: gasolineres i percentatges.

(1) En alguns casos apareixen gasolineres duplicades pel fet de trobar-se a ambdues bandes de la calçada. Si es té en compte aquesta duplicat, el nombre total de gasolineres seria de 1.251 gasolineres.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

En la mesura en què és previsible un canvi en el model energètic, que entre d'altres factors sembla que vindrà motivat en bona mesura pel model de mobilitat, és interessant conèixer les alternatives als carburants líquids pel que fa a l'automoció, i en quina mesura es disposa d'estacions de servei que proveeixin d'altres fonts energètiques per a l'automoció. Així, l'any 2013, Catalunya comptava amb 64 estacions de servei que disposaven de subministrament de GLP²²¹ i 3 que disposaven de gas natural comprimit.²²² L'any 2013 també hi havia uns 500 punts de recàrrega distribuïts en 200 localitzacions (la gran majoria a l'àrea metropolitana de Barcelona, i especialment a Barcelona ciutat) on era possible la recàrrega del vehicle elèctric.

²¹⁹ El 66,3%, si es té en compte que el biodièsel només es pot combinar amb el gasoil per al seu ús en automoció.

²²⁰ Segons AEAT (2011), el gener de l'any 2011 existien 2.207 estacions de servei censades a Catalunya. Es desconeix el motiu d'aquesta divergència entre les dades del Ministeri i les de l'AEAT.

²²¹ D'aquestes, 47 estaven situades a la província de Barcelona, 9 a la de Girona, 3 a la de Lleida i 5 a la de Tarragona.

²²² Totes elles a la província de Barcelona.

5.1.3. EL MERCAT DE DERIVATS DEL PETROLI

5.1.3.1. ESTRUCTURA DEL SECTOR

El carburant líquid i les infraestructures que l'acompanyen presenten unes característiques que dificulten una competència efectiva al mercat. Així, els elevats costos de cerca i desplaçament per part dels consumidors a l'hora de comparar preus limiten la competència només en l'àmbit local (només en aquells casos en que les economies d'escala permeten que coexisteixin un nombre elevat d'estacions de servei en un radi reduït), mentre que la rigidesa de la demanda davant de variacions de preu facilita l'ús d'una posició de domini per part de l'oferent.

Perdiguero (2012) distingeix tres períodes històrics al sector: un primer, que aniria des de 1927 fins a 1984 amb la constitució del monopoli del petroli a Espanya; un segon, entre 1985 i 1992, que significaria l'inici del procés de liberalització, i un tercer, de 1992 a l'actualitat, en què es completa aquest procés de liberalització.²²³ Segons Contín i Huerta (2001) el sector dels hidrocarburs líquids està dividit funcionalment en exploració, producció, refinament, distribució (transport i emmagatzematge) i venda. L'apartat de distribució es pot dividir alhora en distribució primària o majorista i distribució secundària o minorista. Atesa l'escassa existència de reserves de cru a Espanya, en aquest apartat no s'analitzen l'exploració i la producció de cru.

Com s'ha observat anteriorment, Repsol és qui té la major part de la capacitat de refinament existent a Espanya, amb el 58,8% de la capacitat instal·lada. Cepsa disposa del 34,1% de la capacitat, mentre que BP disposa del 7,1%.²²⁴ Segons Perdiguero (2012) i la CNC (2012), la concentració empresarial existent a Espanya se situa molt per sobre de l'existent a altres països europeus, com s'observa a la taula, on, malgrat tot, la situació dista de ser competitiva. Així mateix, la dificultat en l'obertura de noves refineries suposa una forta barrera d'entrada al sector.²²⁵

TAULA 14. Estructura de la indústria de refinament a Espanya i països seleccionats. UE, 2009

	Núm. refineries	Núm. operadors	HHI ⁽¹⁾
Espanya	9	3	4.531
França	13	5	3.661
Alemanya	13	9	1.702
Regne Unit	10	9	1.313
Itàlia	17	10	1.749

Unitats: unitats i índex.

(1) Herfindahl-Hirschman Index (en anglès).

Font: CNC (2012).

Les companyies que operen en el sector a Espanya poden optar per comprar la gasolina o el gasoil a les refineries, o importar-lo directament per via marítima, si bé les dues opcions no representen substituïts perfectes. En les importacions existeixen sobrecostos en forma de transport internacional, assegurances, nolis, costos de descàrrega en terminals, emmagatzematge fins al consum, etc., i presenten unes rigideses que no apareixen en les refineries. Com apunta la CNC (2012), els estudis realitzats no revelen que les importacions estiguin generant una pressió competitiva sobre la producció nacional. Així mateix, si se suma la capacitat dels dipòsits portuaris (habilitats per a la importació) i els dipòsits de descàrrega de les refineries, s'aprecia, segons la CNC (2012), que les refineries disposen del 62,0% de la capacitat d'emmagatzematge en la importació de gasolines i el 55,0% en la de gasoil. En no estar obligats a permetre l'accés a tercers en el cas dels dipòsits de descàrrega de les refineries, aquestes acaben tenint en exclusiva més de la meitat de la capacitat teòrica d'importació.

Els preus per al transport de carburants via oleoducte els fixa CLH, i han de garantir l'accés a tots els operadors del mercat amb igualtat de condicions i fer públics els preus uniformes.

²²³ Per a un estudi detallat de la normativa més rellevant del sector, vegeu Perdiguero (2012).

²²⁴ Perdiguero (2012) situa aquests percentatges en 58,0% per a Repsol, 34,0% per a Cepsa i 8,0% per a BP.

²²⁵ Segons CNC (2012), l'última refineria construïda a Espanya data de 1970, i les inversions per construir-ne una es poden situar entre 2.500 i 3.000 milions d'euros. Existirien també traves administratives.

Malgrat la divisió tècnica existent al sector, existeix una forta integració vertical. Aquesta integració vertical és, juntament amb la posició de domini de les principals companyies en cadascuna de les activitats del sector, el principal escull per a la competència segons la CNC (2012).²²⁶

A Catalunya i segons la propietat dels dipòsits majoristes, CLH concentra el 26,7% de la capacitat instal·lada, seguida per Meroil, amb el 24,6%, i DECAL, amb el 17,0%.²²⁷

En la distribució minorista, les companyies compren el carburant a la refinaria de Tarragona o als diferents dipòsits existents i es fa la distribució per carretera. Com s'ha comentat anteriorment, CLH, Meroil i DECAL controlen aquest procés del sector, juntament amb les grans companyies de refinament, que disposen de dipòsits específics a les refineries, no utilitzables per altres companyies.

A Espanya operen unes 9.000 estacions de servei segons la CNC (2012),²²⁸ mentre que a Catalunya l'any 2012 n'hi hauria unes 1.300, el que implicaria un pes aproximat del 14,2% de les estacions de servei catalanes respecte a les del conjunt d'Espanya, lleugerament per sota del pes de Catalunya sobre el conjunt d'Espanya en termes de PIB, població o superfície.

A Espanya, segons Perdiguero (2012), Repsol controlava el mercat amb el 38,0% dels punts de venda i Cepsa el 16,0%, l'any 2012. La CNC (2012) apunta a estimacions de la CNE, que mostren que el 83,0% de les estacions de servei són gestionades pels principals operadors majoristes del sector (Repsol amb un 40,0-45,0%, Cepsa amb un 15,0-20,0%, BP amb un 10,0-15,0%, Galp amb un 5,0-10,0% i Disa amb un altre 5,0-10,0%). Segons dades de l'Associació Espanyola d'Operadors de Productes Petrolífers mostrades a CNC (2012), entre Repsol, Cepsa i BP controlarien el 59,0% de les estacions de servei espanyoles, una concentració molt superior a la d'altres països europeus de dimensions similars. La pròpia CNC (2012) situa el pes en estacions de servei de les tres companyies amb capacitat de refinament a Espanya (Repsol, Cepsa i BP) en un 63,0% en el cas de la gasolina 95 i 61,0% en el cas del gasoil. Perdiguero (2012) i CNC (2012) destaquen també la baixa presència dels grans supermercats al mercat espanyol -un 3,0% de gasolineres l'any 2012, segons Perdiguero (2012)-, en contrast amb altres mercats europeus.²²⁹

Segons CNC (2012), les posicions relatives de les tres grans companyies pel que fa a estacions de servei s'ha mantingut més o menys estable al llarg del temps, si bé destaca la sortida progressiva del mercat espanyol de les grans companyies internacionals que s'hi havien instal·lat amb el procés de liberalització del sector.

A Catalunya, si s'estudia el nombre de gasolineres en funció de la marca sota la qual operen,²³⁰ s'aprecia un predomini de Repsol (23,8%) i Cepsa (11,7%) l'any 2012.²³¹

TAULA 15. Estacions de servei, segons marca sota la qual operen.⁽¹⁾ Catalunya, 2012

	Total	Pes (%)
REPSOL	305	23,8
CEPSA	150	11,7
GALP	102	8,0
CAMPSA	70	5,5
PETROCAT	68	5,3
BP	41	3,2
SHELL	41	3,2
MEROIL	33	2,6
PETRONOR	33	2,6

²²⁶ Teòricament, els beneficis d'una integració vertical entre empreses amb capacitat de refinament i la companyia encarregada del transport durant la construcció de la xarxa justificarien aquesta integració. Superada aquesta fase, però, els costos en la pèrdua de competència superen els beneficis d'aquesta integració vertical.

²²⁷ No s'hi inclouen els dipòsits de la refinaria de Tarragona.

²²⁸ Segons Avedillo (2012), l'any 2011 n'hi havia prop de 10.000 censades. Segons AEAT (2011), al gener de l'any 2011 n'hi havia 15.161 censades a Espanya i 2.207 a Catalunya, el que situaria el pes de les estacions catalanes sobre el total en el 14,6%, un percentatge similar al calculat a partir de dades del Ministeri i la CNC (2012).

²²⁹ Segons CNC (2012), la quota de mercat dels supermercats en nombre d'estacions de servei a França se situaria vora el 60,0%, 20 vegades la quota espanyola. Segons Avedillo (2012), aquest percentatge seria del 40,0% a França.

²³⁰ Les dades que s'ofereixen fan referència a nombre de gasolineres, no a quota de mercat (pes de les vendes sobre el total).

²³¹ Petronor i Campsa corresponen també a Repsol, el que faria augmentar la seva quota fins al 31,9%.

SARAS	30	2,3
BONAREA	29	2,3
Altres	380	29,6
Total	1.282	100,0

Unitats: estacions de servei i percentatges.

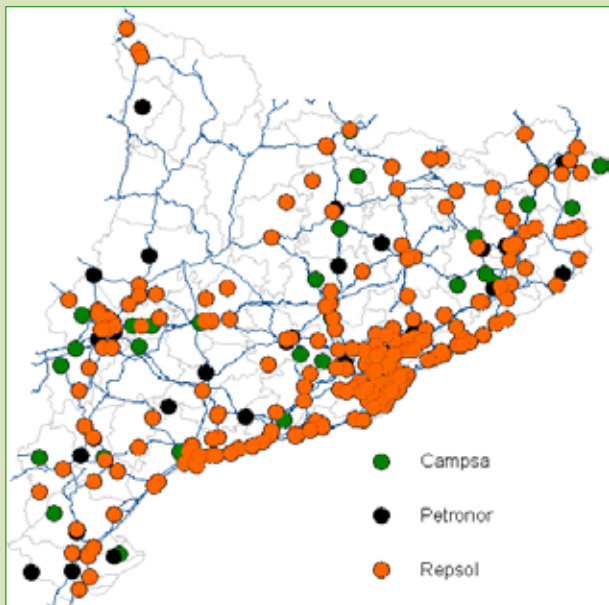
(1) En alguns casos, apareixen estacions de servei duplicades pel fet de trobar-se a ambdues bandes de la calçada. Si es té en compte aquesta duplicitat, el nombre total d'estacions de servei seria 1.251.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

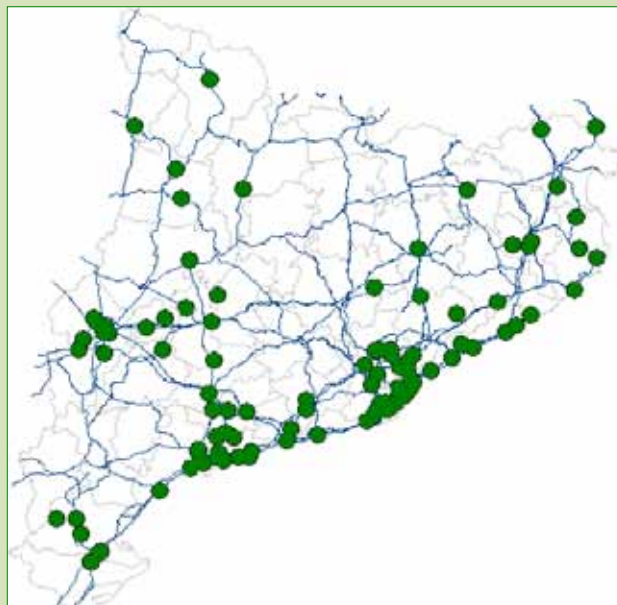
Si s'estudia la distribució d'aquestes companyies en territori català, s'observa la gran presència de Repsol. Aquesta contrasta amb la ubicació de les estacions de servei abanderades per Cepsa, que se situen principalment al voltant de les capitals de província, si bé la distribució més rellevant és la de les estacions abanderades per BP, que es concentra a Barcelona i en menor mesura a Girona. Entre les altres marques, sobresurt la concentració de les estacions abanderades per BonÀrea, que s'ubiquen principalment a l'interior del territori català, així com les de Meroil, que es concentren a la província de Barcelona. La resta de marques mostren una distribució més dispersa, cobrint alguns emplaçaments rurals amb menor cobertura per part de les principals marques.

MAPA 3. Estacions de servei,⁽¹⁾ segons marca sota la qual operen. Catalunya, 2012

Repsol, Campsa i Petronor



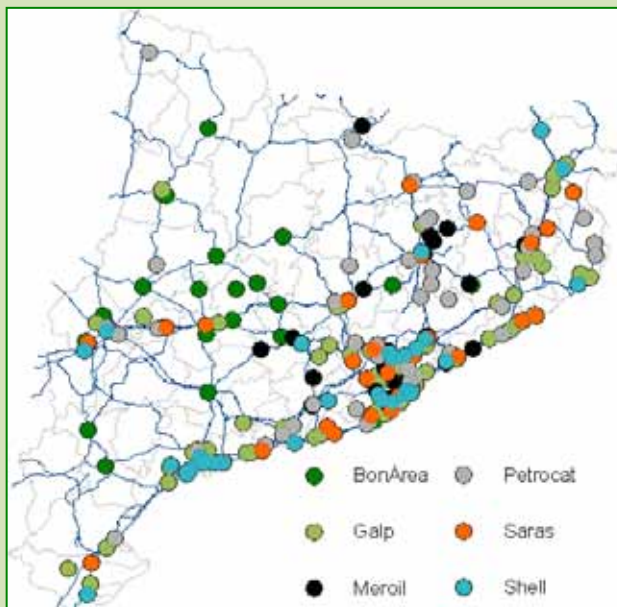
Cepsa



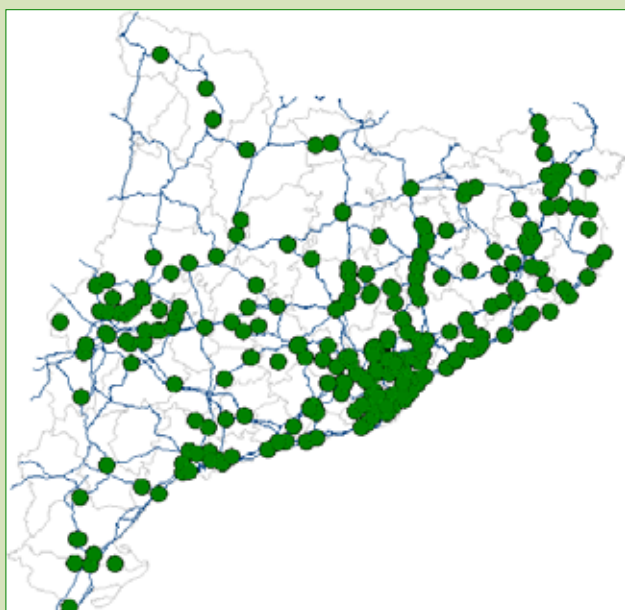
BP



Altres marques rellevants



Altres



Unitats: estacions de servei.

(1) Les dades s'han extret de geoportal.mityc.es del Ministeri d'Indústria i Turisme, i fan referència a les estacions de servei que disposen de gasolina 95.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Segons l'Informe de la CNC (2012), no totes les estacions de servei són propietat dels operadors majoristes, sinó que una part són propietat d'un gestor al qual l'operador majorista subministra carburant en exclusiva. Així és possible donar diferents combinacions en funció de la propietat i la gestió de l'estació de servei:

§ COCO (*company owned – company operated*): l'operador majorista és propietari i gestor de l'estació de servei.

§ DOCO (*dealer owned – company operated*): l'operador majorista gestiona l'estació de servei, però aquesta és propietat d'un tercer.

§ CODO (*company owned – dealer operated*): l'operador és propietari de l'estació de servei, però aquesta la gestiona un tercer sota la bandera de l'operador.

§ DODO (*dealer owned – dealer operated*): l'operador abandera una estació que està gestionada per un tercer, que n'és el propietari, i li subministra carburant en exclusiva.

Així, segons CNC (2012), basant-se en la CNE, estima que el 83,0% de les estacions de servei espanyoles estarien en algun tipus de vincle contractual dels mencionats anteriorment amb les principals operadores del país.²³² Concretament, la distribució seria la que es mostra a la taula següent.

TAULA 16. Estacions de servei amb vincles contractuals amb els principals operadors, segons vincle. Espanya, 2009

		Gestió		Total
		Companyia (CO)	Tercer (DO)	
Propietat	Companyia (CO)	20	38	58
	Tercer (DO)	8	34	42
	Total	28	72	100

Unitats: percentatges.

Font: CNC (2012).

²³² Això situaria el percentatge d'estacions de servei independents en un 17,0%. Avedillo (2012) situa aquest percentatge en un 21,0% l'any 2011.

Com s'observa a la taula, el 20,0% presenta vincles COCO, un 38,0% vincles CODO, un 8,0% vincles DOCO i un 34,0% vincles DODO. Així, la propietat de les estacions de servei estaria repartida, amb un 58,0% d'aquestes estacions en propietat de les operadores, i un 42,0% propietat de tercers. Pel que fa a la gestió, un 28,0% correspondria directament a les operadores i un 72,0% a tercers.

Segons la CNC (2012), aquesta distinció és important, ja que permet valorar el grau d'accés al mercat d'altres operadors majoristes i la intensitat de la competència entre estacions abanderades. Així, les situacions en les quals l'operadora gestiona l'estació de servei (COCO i DOCO) suposen el major grau de control per part de l'operador majorista i d'estabilitat en les relacions de subministrament. Tampoc és probable que en una situació en què l'operador majorista és el propietari de l'estació hi hagi un canvi de subministrament, encara que aquesta estigui gestionada per un tercer (CODO).²³³ El menor vincle es produeix en aquells casos en què tant la propietat de l'estació com la seva gestió corresponen a tercers (34,0% de les estacions abanderades pels principals operadors - DODO).²³⁴

La CNC (2012) apunta a una reduïda competència entre estacions de servei abanderades per la mateixa companyia, el que es dedueix de les diferències entre el preu de venda al públic recomanat pel subministrador (PVR) i el preu de venda al públic (PVP) finalment aplicats a les estacions de servei. Segons CNC (2012), el nombre d'estacions de servei que s'adhereixen al preu recomanat pel subministrador ha crescut els darrers anys.²³⁵ A aquest fet cal afegir-li que tot i no adherir-se al preu recomanat, les estacions de servei poden aplicar igualment els preus recomanats pel subministrador.²³⁶ Així doncs, només es desviaven del preu recomanat pel subministrador l'any 2011 entre el 0,0 i el 10,0% de les estacions abanderades per Repsol i Cepsa, el que mostra l'escassa competència, si es té en compte el volum de vendes d'aquestes companyies al mercat espanyol.

Un altre factor que assenyala CNC (2012) que entorpeix la competència entre estacions de servei són els llargs períodes contractuals existents entre les estacions de servei i l'operador majorista. La CNC (2012) calcula que a Espanya només el 20,0% tenen vincles dèbils (propietat d'un tercer i gestionades per un tercer o una operadora majorista amb un contracte a curt termini) o no estan abanderades.²³⁷

La CNC (2012) alerta també de les dificultats existents a l'hora d'obrir una nova estació de servei, tant en zones urbanes com no urbanes, el que suposa una barrera d'entrada a la competència. Així, el planejament de l'activitat de distribució de carburants per a l'automoció de forma separada al d'altres activitats industrials o comercials fa necessària la seva inclusió als plans urbanístics de forma específica, o el fet que la finca hagi de tenir una dimensió mínima suposa limitacions a l'obertura de noves estacions de servei. La CNC (2012) també destaca les traves administratives pel que fa a l'obertura d'estacions de servei per part d'altres negocis complementaris a la distribució minorista de carburants (establiments comercials no inclosos a la categoria de grans establiments inclosos al Reial decret llei 6/2000).²³⁸

La baixa densitat de gasolineres a Espanya²³⁹ en comparació a Europa els hi permet un major rendiment, amb pocs operadors independents, i amb les principals companyies en disposició de les millors localitzacions per a les gasolineres (en autopistes, a la costa i a prop de les refineries). Com assenyala la CNC (2012), el fet que les estacions de servei de les autopistes les adjudiqui la seva empresa concessionària, genera un incentiu a treure-les a concurs de forma conjunta, a fi de capturar rendes monopolistes procedents de l'explotació conjunta d'estacions de servei. Així mateix, el fet que en una àrea de servei només hi hagi una empresa subministradora limita la competència.²⁴⁰

Pel que fa a la quantitat de carburant venut a Espanya l'any 2010 i les quotes de cada empresa, les dades de la CNC (2012) mostren un pes major de les companyies amb capacitat de refinament a Espanya que oscil·laria entre

²³³ Sí que hi hauria, però, un major grau d'independència per fixar el preu. Avedillo (2012) mostra que l'any 2011 el 71,0% d'estacions amb vincle CODO operarien mitjançant comissió sota un preu fixat per l'operador, front només un 29,0% que operarien amb venda ferma (el venedor minorista assumeix el risc econòmic).

²³⁴ També hi hauria una major d'independència a l'hora de fixar els preus de venda al públic.

²³⁵ Entre 2008 i 2011, el grau d'adhesió ha passat del 40-50% al 60-70% en les estacions abanderades per Repsol, del 20-30% al 30-40% a les abanderades per BP i del 30-40% al 60-70% a les abanderades per Cepsa.

²³⁶ Així, de les estacions no adherides al preu del subministrador, la coincidència entre el preu recomanat i el preu finalment aplicat era molt elevada l'any 2011. A les abanderades per Repsol no adherides el preu coincidia en el 80-90% dels casos, a Cepsa el percentatge era del 80-90%, a BP del 60-70% i a la resta entre el 20-30%.

²³⁷ Amb el Reial decret llei 11/2013 s'intenta limitar la durada d'aquests contractes a 3 anys.

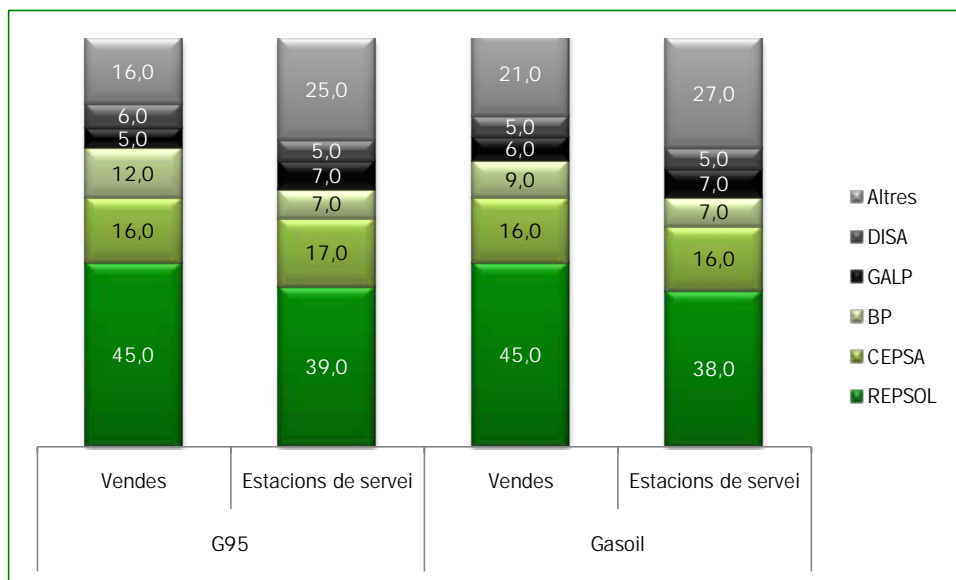
²³⁸ Amb el Reial decret llei 11/2013, també es facilita l'obertura d'estacions de servei en centres comercials, polígons industrials i estacions d'ITV.

²³⁹ Que implica també una menor competència.

²⁴⁰ Segons CNC (2012) a Estats Units existeixen àrees de servei amb diferents marques subministrant carburant.

el 73,0% en gasolina 95 i 70,0% en gasoil. Així Repsol concentraria el 45,0% de les vendes tant de gasolina 95 com de gasoil, Cepsa tindria una quota del 16,0% en gasolina 95 i gasoil, mentre que BP tindria una quota del 12,0% en gasolina 95 i 9,0% en gasoil. En el cas de Repsol i BP sobresurt el major pes en volum de vendes en proporció al pes en nombre d'estacions. És a dir, serien les companyies amb unes estacions més rendibles en volum de vendes; això indica que el pes en funció del nombre d'estacions de servei podria infraestimar la quota real de mercat de cada companyia.²⁴¹

GRÀFIC 24. Quota de mercat segons volum de vendes i nombre d'estacions de servei, per tipus de carburant i companyia. Espanya, 2010



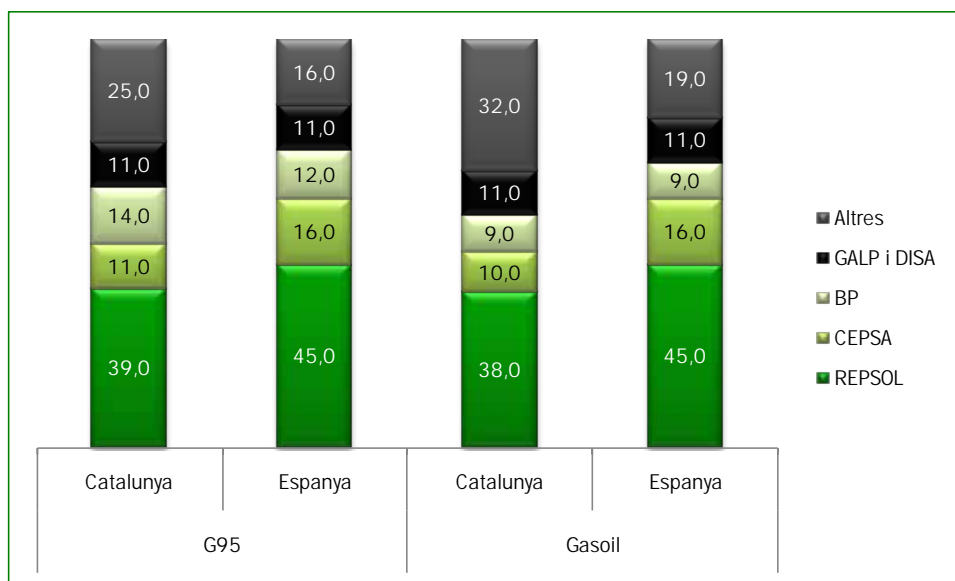
Unitat: percentatges.
Font: CNC (2012).

La quota de mercat de les tres principals companyies a Catalunya l'any 2010 se situaria, segons CNC (2012) en un 64% pel que fa a la venda de gasolina 95 i en un 57,0% pel que fa a gasoil.²⁴² És a dir, si bé la concentració en volum de vendes segueix sent molt elevada, aquesta és de les més baixes d'Espanya. Segons la CNC (2012), això podria ser degut a què la influència de la refineria de Repsol a Tarragona es veu disminuïda "per l'existència d'un gran nombre de dipòsits de carburant i operadors privats connectats a CLH als ports de Barcelona i Tarragona (Meroil, Tepsa, Decal, Terquimsa, Euroenergo)".

²⁴¹ La disposició transitòria cinquena de la Llei 11/2013 impedeix l'increment del nombre d'instal·lacions als operadors al mercat de carburants amb una quota d'estacions de servei superior al 30,0% a escaal provincial, a fi d'incrementar la competència.

²⁴² Si s'agafen les tres primeres companyies (Repsol, Cepsa i BP) i se li afegixen Galp i Disa, la quota de mercat pujaria fins al 75,0% en gasolina 95 i 68,0% en gasoil.

GRÀFIC 25. Quota de mercat segons volum de vendes, per tipus de carburant i companyia. Catalunya i Espanya, 2010



Unitat: percentatges.
Font: CNC (2012).

Tal i com mostren Perdiguero i Borrell (2007), un dels problemes a l'hora d'introduir competència al mercat de carburants és la integració vertical entre companyies propietàries de refineries i de gasolineres. Així, malgrat les millores en eficiència que es puguin derivar d'aquesta integració vertical, el fet que el 40% de les gasolineres a Catalunya fossin propietat de les principals companyies amb capacitat de refinament a Espanya l'any 2007 i que un percentatge major estiguessin abanderades per aquestes marques (83% a Espanya l'any 2007) dificultaven la competència entre gasolineres. Això, sumat als contractes de llarg termini amb un únic subministrador que fixa els preus²⁴³ per a totes les gasolineres de la seva xarxa (ja siguin les de propietat o les abanderades), entorpeix la competència, que es limita a escala local.

5.1.3.2. EL PREU DELS DERIVATS

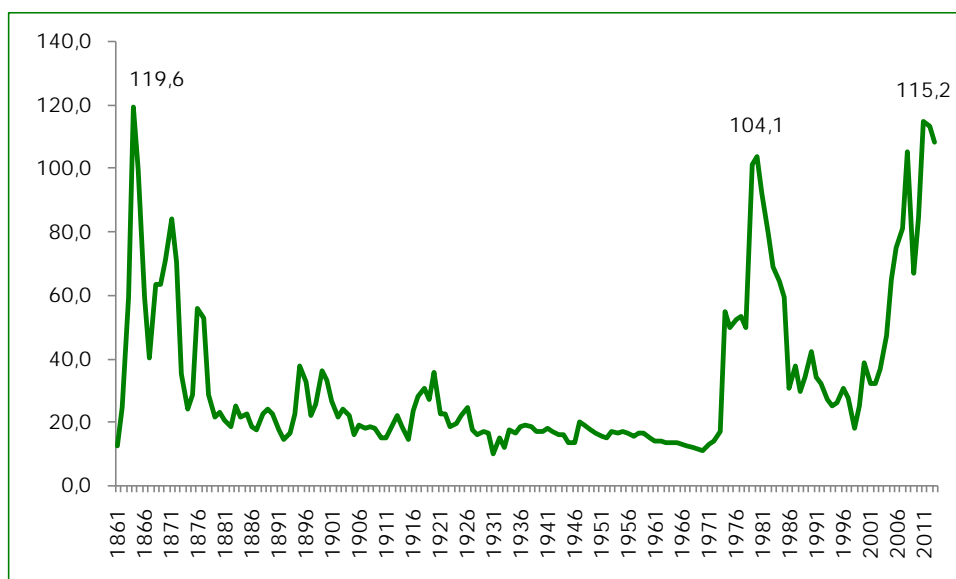
El preu del cru es va situar, l'any 2012 en màxims històrics a preus constants i en mitjana anual. Aquest increment del preu s'explica per una banda per l'increment de la demanda mundial,²⁴⁴ i, en menor mesura, per les creixents dificultats tècniques en l'extracció del cru.²⁴⁵ Durant els darrers mesos de 2014 i principis de 2015 el preu del cru ha disminuït notablement.

²⁴³ Segons Perdiguero (2012), la tendència ha estat a canviar la fixació de preus per la recomanació, que a efectes pràctics suposa pocs canvis.

²⁴⁴ A diferència dels increments dels anys 70, en què els productors exercien el seu poder de càrtel per incrementar el preu reduint l'oferta, durant els darrers anys el creixement sembla més sostingut i irreversible.

²⁴⁵ Els nous jaciments cada cop es troben en indrets més inaccessibles, el que augmenta els costos d'extracció, que s'acaben traslladant al preu final.

GRÀFIC 26. Preu del barril Brent, en mitjana anual. Món, 1861-2013



Unitats: dòlars de l'any 2013.

Font: elaboració pròpia a partir de BP Statistical Review of World Energy.

GRÀFIC 27. Preu diari del barril Brent. Món, 03/2003-01/2015



Unitats: dòlars.

Font: elaboració pròpia a partir d'Intercontinental Exchange.

Històricament, a Espanya el preu dels carburants per al consumidor final ha tendit a allunyar-se d'un preu competitiu fruit de la manca de competència al sector. Com s'exposa a Contin, Correljé i Huerta (1999), durant els primers anys de la liberalització del sector s'aprecien 3 períodes sota una regulació basada en un preu sostre de la gasolina. Un primer (entre juliol de 1990 i mitjans de 1992) en el qual el preu és baix, un segon (entre mitjans de 1992 i setembre de 1996) en el qual les empreses situen el preu pròxim al sostre regulat, la qual cosa afavoreix l'entrada de nous competidors fruit dels elevats marges comercials, i un tercer període (entre setembre de 1996 i octubre de 1998) en el qual, per tal de limitar l'entrada de nous competidors, les empreses incumbents comencen una guerra de preus.

L'Informe de la CNC (2012) també apunta a asimetries en l'ajust dels preus dels carburants abans d'impostos respecte als preus internacionals, amb un ajust ràpid quan els preus pugen i un ajust lent quan els preus baixen, en el que es coneix com el "coet i la ploma" en la literatura econòmica.²⁴⁶

Així mateix, la CNC (2012) puntualitza que, a diferència dels sectors de gas i electricitat, on el preu per l'ús de la xarxa monopolista està regulat, a la xarxa per al transport d'hidrocarburs CLH pot fixar el preu que cregui més convenient, amb l'única obligació d'informar el regulador. Això es tradueix en una heterogeneïtat de preus en funció del punt d'entrada i el punt de sortida per l'ús de la xarxa, a diferència del que passa al sector del gas o de l'electricitat. Aquesta heterogeneïtat dificulta la competència entre ports (punts d'entrada) i per extensió, afavoreix l'aparició de mercats locals. A la taula següent s'observa l'heterogeneïtat de preus per transportar carburant fins als dipòsits ubicats a Catalunya, amb diferències de preus que poden acostar-se als 17,0 euros/m³ en funció del punt d'origen.

TAULA 17. Preus de CLH per al transport de gasolina 95 i gasoil, segons origen i destí. Espanya, 2013

Recepció	Origen	Destí			
		Barcelona	Girona	Lleida	Tarragona
Buc o tanc (port)	Barcelona	3,9	8,4	10,6	8,3
	Bens (Corunya)	14,9	20,2	18,3	15,0
	Cadís (Rota)	13,1	18,4	16,6	13,4
	Castelló	11,6	16,9	14,0	11,6
	Huelva	13,2	18,4	16,7	13,5
	Múrcia (Cartagena)	12,0	17,3	15,6	12,4
	Tarragona	7,5	10,7	7,8	4,6
	Biscaia (El Calero)	15,3	20,6	15,8	15,5
Canonada (refineria)	Ref. Algeciras	10,8	16,1	14,4	11,1
	Ref. Bilbao	14,0	19,3	14,4	14,2
	Ref. Cartagena	10,7	16,0	14,2	11,0
	Ref. Castelló	9,8	15,1	13,4	10,2
	Ref. Corunya	13,6	18,9	16,9	13,7
	Ref. Huelva	11,8	17,1	15,4	12,2
	Ref. Puertollano	20,3	22,7	17,9	19,3
	Ref. Tarragona	6,5	9,4	6,5	3,0
	Term. Connectada Bilbao	14,8	20,1	15,3	15,0
	Term. Connectada Cartagena	11,5	16,8	15,1	11,9
	Term. Connectada Huelva	12,7	18,0	16,3	13,0
	Term. Connectada Barcelona	3,4	7,9	10,1	7,8
Term. Connectada Tarragona	7,1	10,3	7,4	4,2	
Reconsignació (altres dipòsits CLH)	Barcelona	-	6,2	7,5	5,2
	Girona	3,8	-	7,6	6,2
	Lleida	5,2	7,6	-	4,1
	Tarragona	4,8	7,3	5,3	-
	Saragossa	8,0	10,3	5,4	6,9

Unitats: euros/m³.
Font: CLH.

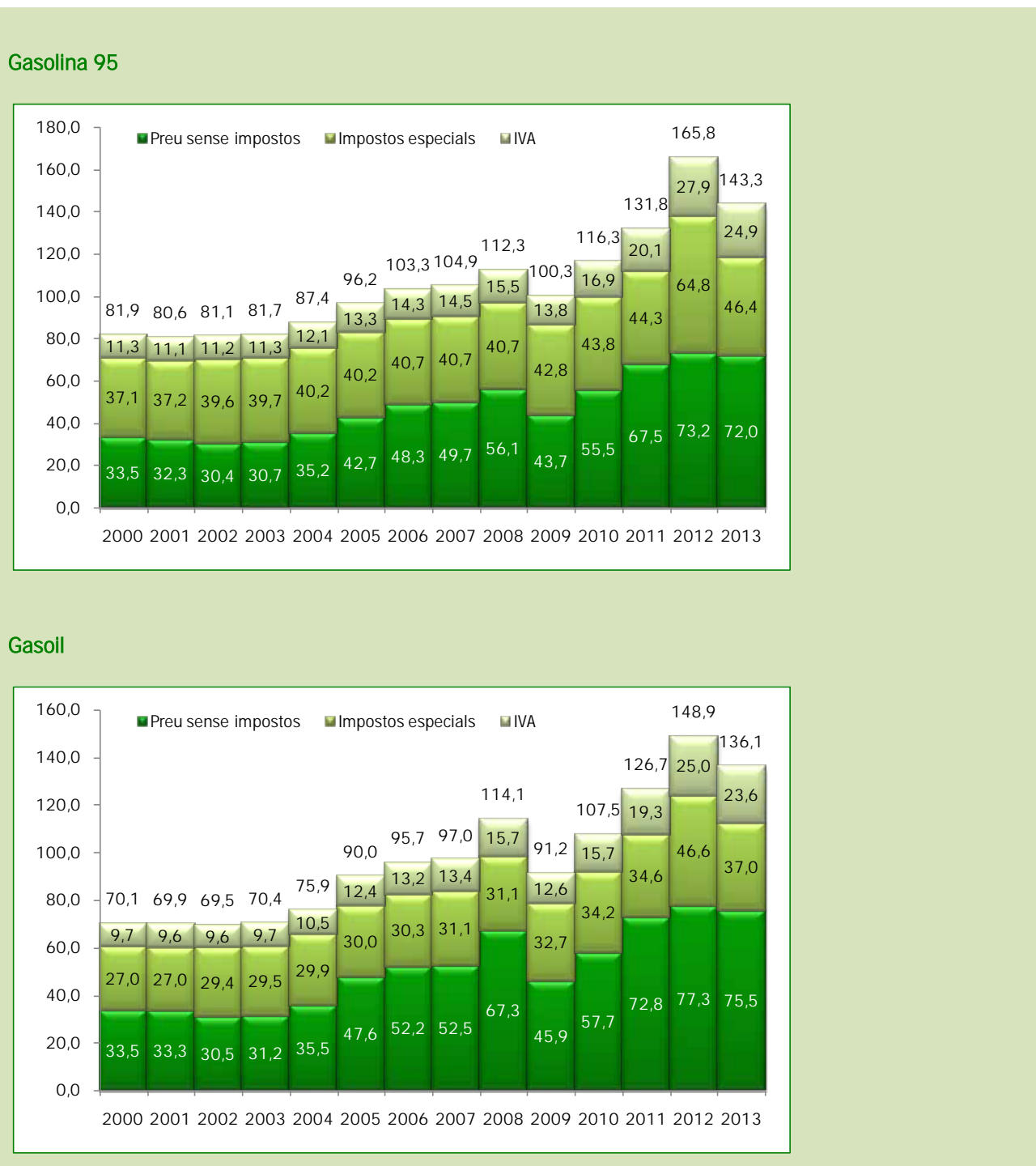
Segons la CNC (2012), les estacions de servei estableixen el preu del carburant en funció dels preus de venda al públic dels competidors més pròxims, motiu pel qual aquest pot ser més baix a les zones on existeix una certa competència. Segons Perdiguero i Borrell (2007), la competència a escala local suposa un descens dels preus a mesura que augmenta el nombre de gasolineres que competeixen en una zona reduïda.

Si s'observa l'evolució del preu final del carburant a Espanya durant els darrers anys s'aprecia un increment important entre els anys 2003 i 2012, tant pel que fa a la gasolina 95 com pel que fa al gasoil. El preu només baixa

²⁴⁶ *Rockets and feathers* en anglès.

l'any 2009, coincidint amb l'any més intens de la crisi econòmica a escala mundial²⁴⁷ i l'any 2013. La partida que explica aquestes variacions és el preu sense impostos, que evoluciona de forma paral·lela al preu del barril brent, si bé també destaca l'increment dels impostos dels darrers anys.

GRÀFIC 28. Evolució del preu de venda al públic de la gasolina 95 i el gasoil, per conceptes. Espanya, 2000-2012

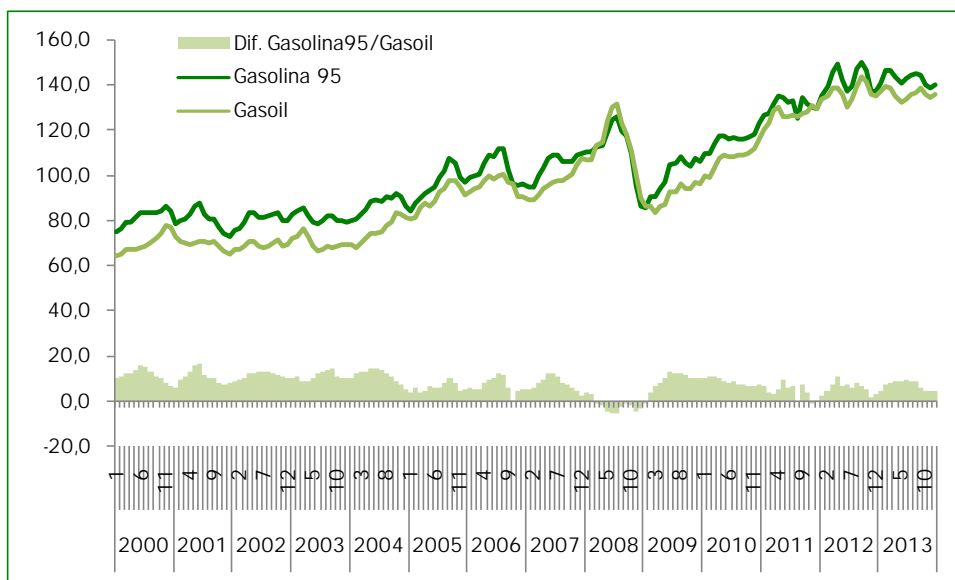


Unitats: cèntims d'euro/litre.
 Font: elaboració pròpia a partir de dades de CORES.

²⁴⁷ I malgrat un increment en l'impost especial sobre carburants a mitjans de l'any 2009.

Als gràfics anteriors, s'observa també que els nivells impositius que suporta la gasolina 95 són superiors als del gasoil, fins al punt que la gasolina 95, tot i ser més barata abans d'impostos que el gasoil, acaba sent més cara una vegada aplicats aquests. Només durant l'any 2008, el preu dels dos tipus de carburant s'igualava.

GRÀFIC 29. Evolució del preu de venda al públic, segons tipus de carburant. Espanya, 2000-2013

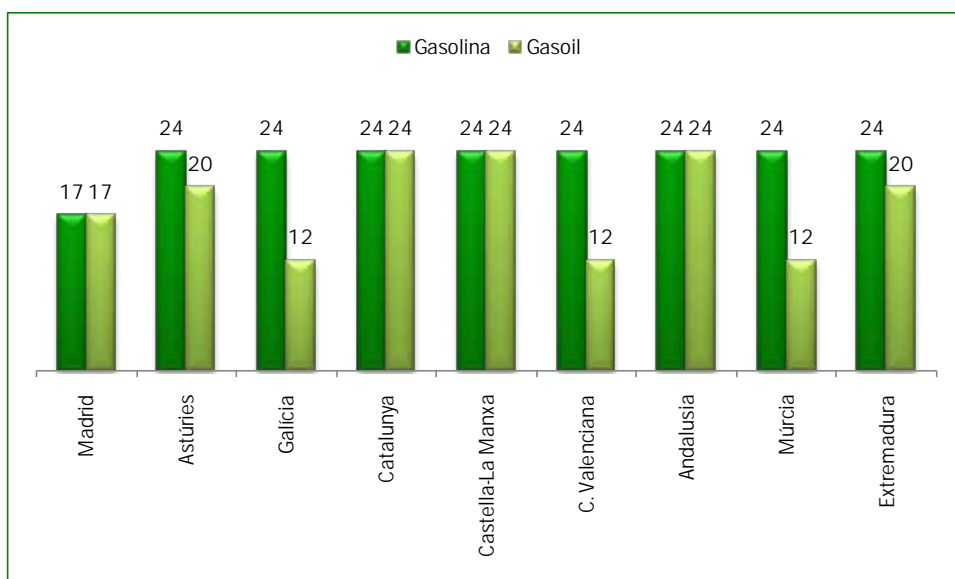


Unitats: cèntims d'euro/litre.

Font: elaboració pròpia a partir de CORES.

Com apunta Avedillo (2012), a banda de l'IVA i l'impost especial sobre hidrocarburs,²⁴⁸ existeix l'impost sobre venda minorista, amb un tram estatal i un tram autonòmic. El tram estatal l'any 2010 era de 0,24c€/l, mentre que el tram autonòmic a Catalunya se situava en 0,24c€/l (tant en gasoil com en gasolina). L'any 2010, Catalunya va recaptar 271,8 milions d'euros a través d'aquest impost en el tram autonòmic (el 22,0% del recaptat al conjunt de l'Estat). Val a dir, però, que recentment, aquest impost ha estat declarat il·legal per part de les institucions europees, obligant a l'Estat espanyol a retornar els imports recaptats per aquest mentre ha estat en vigor.

GRÀFIC 30. Trams autonòmics de l'impost sobre venda minorista de determinats hidrocarburs, segons comunitat autònoma.⁽¹⁾ Espanya, 2010



Unitats: cèntims d'euro per litre.

²⁴⁸ Amb valors de 0,401€/l en el cas de la gasolina 95 i 0,307€/l en el cas del gasoil.

(1) L'ordre del gràfic mostra les comunitats autònomes ordenades en funció de l'entrada en vigor de l'impost. En el cas de les comunitats autònomes que no apareixen al gràfic, el tipus impositiu és de 0 euros/litre.

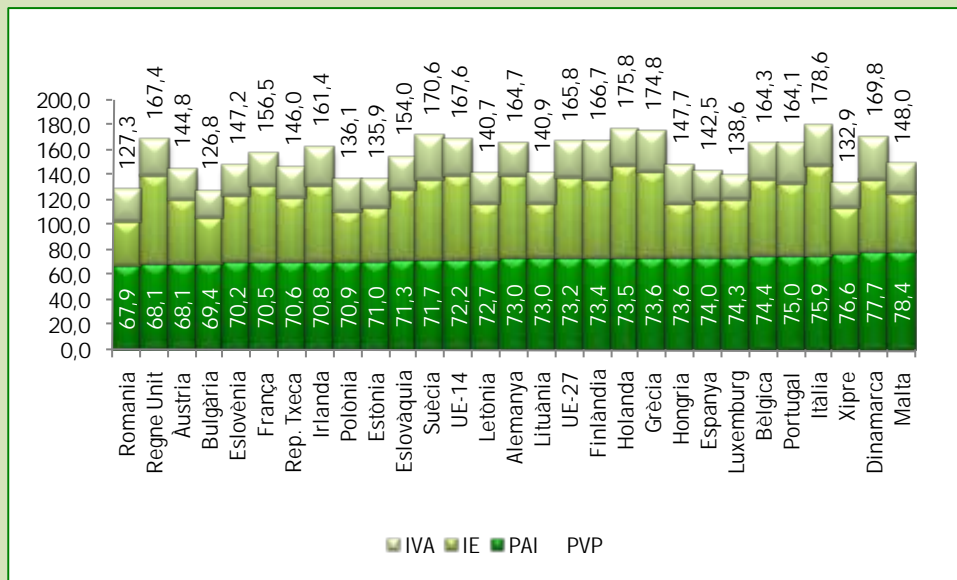
Font: AEAT (2011).

Pel que fa a la comparativa amb altres països europeus, s'observa que Espanya es troba per sobre de la mitjana de la UE-27 i UE-14 en preus abans d'impostos, tant en gasolina 95 com gasoil.²⁴⁹ Aquest elevat preu abans d'impostos es compensa amb un dels nivells impositius més baixos dels països estudiats (Espanya és el 9è país amb un menor volum impositiu sobre la gasolina 95 i 6è sobre el gasoil). La suma del preu abans d'impostos i el volum impositiu fa que el preu de venda final se situï també entre els més baixos dels països estudiats (9è en PVP de gasolina 95 i 8è en gasoil). Malgrat tot, i tal i com adverteix Avedillo (2012), les dades poden presentar algunes divergències fruit de l'heterogeneïtat en el procés i el mètode de recollida, així com en les definicions de les diferents partides.

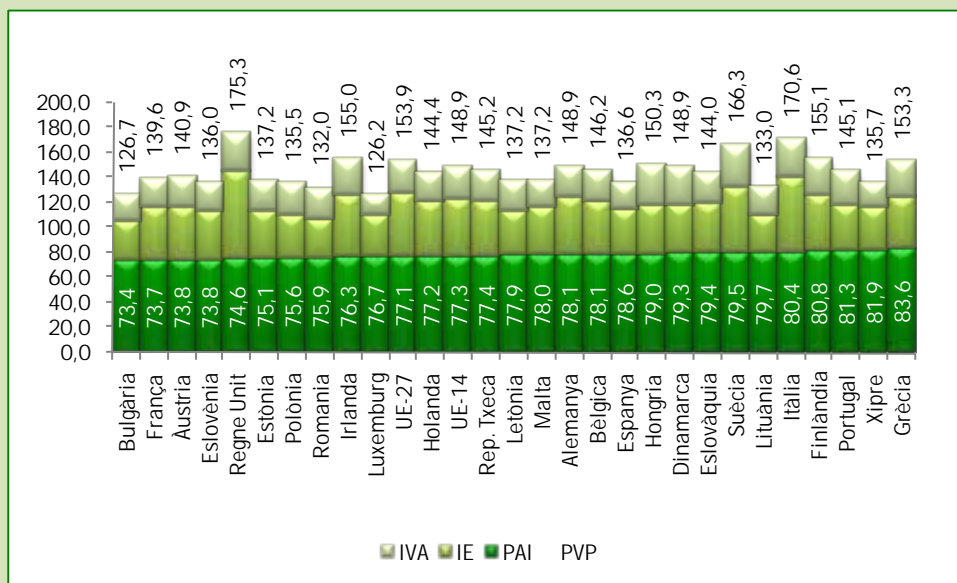
²⁴⁹ Espanya seria 20ena en el rànquing de preus de gasolina 95 i 17ena en gasoil per automoció.

GRÀFIC 31. Preu de venda al públic de la gasolina 95 i el gasoil, per conceptes. Europa, 2012⁽¹⁾

Gasolina 95



Gasoil



Unitats: cèntims d'euro/litre.

(1) Les mitjanes UE-27 i UE-14 són ponderades pel consum de cada país.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de CORES.

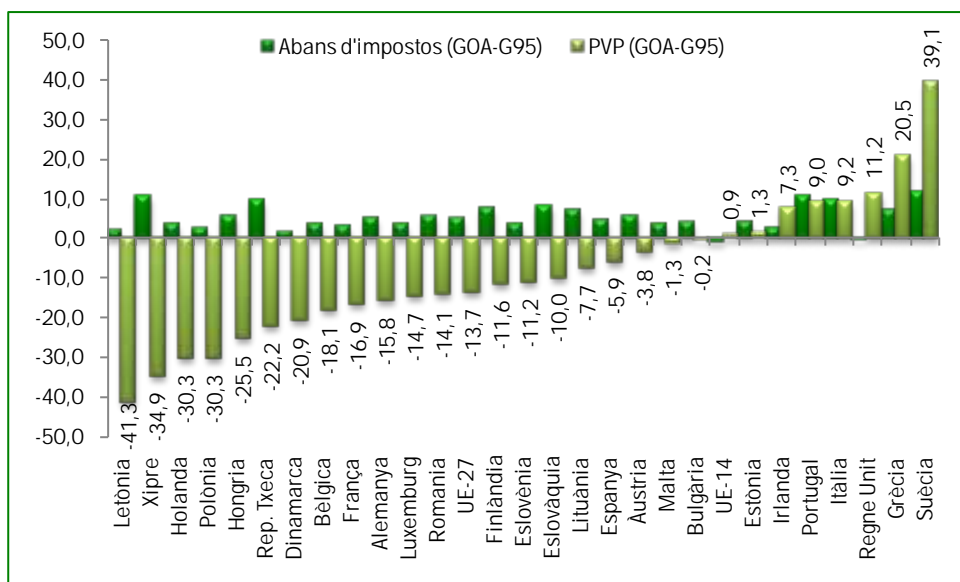
Avedillo (2012) remarca la no homogeneïtat de crús com a motiu de la diferència de preus, amb una qualitat que varia en funció del seu origen. Així, a major densitat i contingut de sofre, més costós resulta el seu processament.²⁵⁰ D'aquí que en funció de les zones de les quals es rep el cru, es configuren mercats diferenciats. Segons Avedillo (2012), les refineries d'Europa es concentren en 3 zones (mercats) amb petites diferències entre sí: Nord-

²⁵⁰ Segons Avedillo (2012), els crús provinents d'Orient Mitjà serien de pitjor qualitat, mentre que els de Nigèria, nord d'Àfrica i Rússia tindrien una qualitat major.

oest (NWE), Mediterrani (MED) i centre (CEE). Espanya participaria de la zona MED i NWE²⁵¹, el que li confereix una major flexibilitat en els aprovisionaments de producte final, tant pel que fa al comerç com a la producció.

El preu abans d'impostos és superior per al gasoil que per a la gasolina 95 en la majoria dels països estudiats. Així mateix, Espanya és dels que menys discrimina en l'àmbit impositiu entre gasolina 95 i gasoil, en un context internacional on es discrimina favorablement el preu del gasoil, llevat d'algunes excepcions (Irlanda, Regne Unit, Grècia i Suècia).

GRÀFIC 32. Diferència entre gasoil (GOA) i gasolina 95 (G95) en el preu abans d'impostos i el preu de venda al públic. Europa, 2012⁽¹⁾



Unitats: cèntims d'euro/litre.

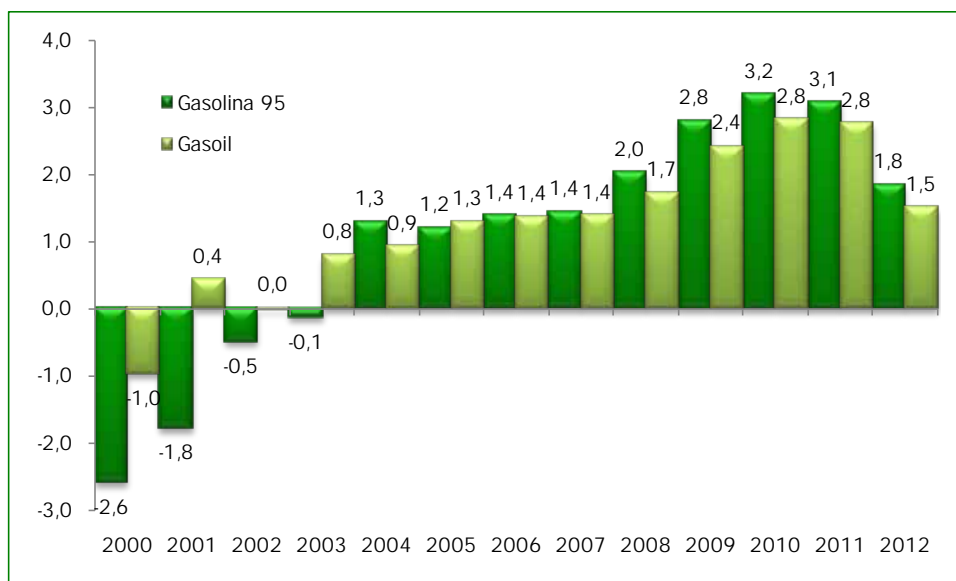
(1) Les mitjanes UE-27 i UE-14 són ponderades pel consum de cada país.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de CORES.

Si s'observa l'evolució de les diferències entre el preu abans d'impostos a Espanya i a la mitjana de la UE-14, s'observa que el preu a Espanya és més elevat i ha tendit a divergir durant la crisi. Així, durant els anys 2010 i 2011, la diferència abans d'impostos és màxima, amb 3,2 cèntims d'euro per litre en el cas de la gasolina 95 i 2,8 cèntims d'euro el litre en el cas del gasoil. Aquesta situació contrasta amb l'experimentada entre els anys 2000 i 2003, quan els preus dels carburants abans d'impostos d'Espanya se situaven a la mitjana de la UE-14.

²⁵¹ Segons Avedillo (2012), està comunament acceptat que el mercat espanyol es compon en un 70,0% del mercat NWE i en un 30,0% del mercat MED.

GRÀFIC 33. Diferències de preu del carburant abans d'impostos entre Espanya i la mitjana de la UE-14, segons tipus de carburant



Unitats: cèntims d'euros/litre.

Font: elaboració pròpia a partir de CORES.

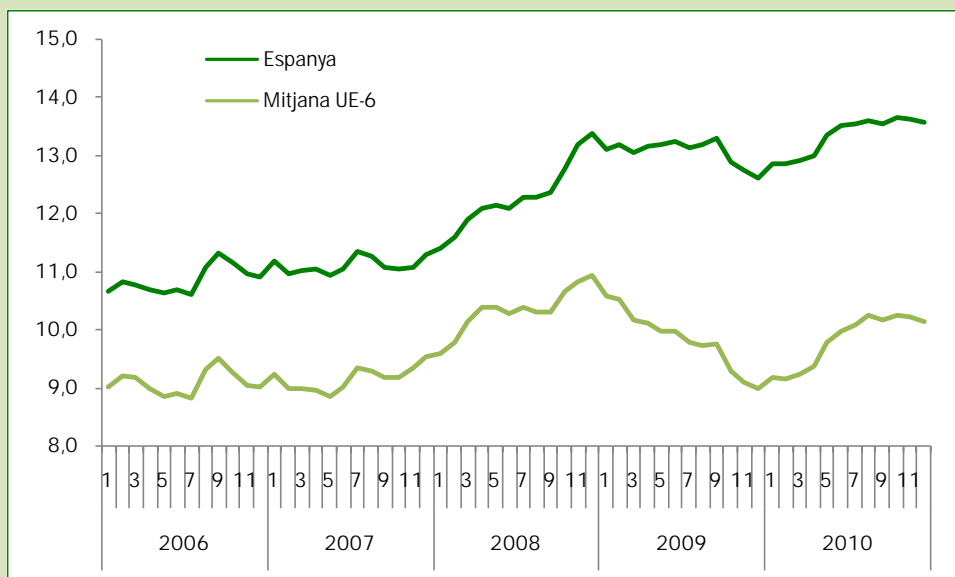
La manca de competència al mercat espanyol de carburants es tradueix en uns preus abans d'impostos per sobre dels que resultarien d'un mercat competitiu, el que, tal i com apunten a la CNE (2011b) i la CNC (2012), deriva en uns marges empresarials²⁵² per sobre de la mitjana de les principals economies europees.²⁵³ Així mateix, i malgrat tenir uns dels marges més elevats del conjunt de països analitzats abans de l'inici de la crisi, i que aquesta ha estat més intensa a Espanya, la diferència respecte a la mitjana ha augmentat, com s'observa al gràfic.

²⁵² El marge empresarial es calcula com a diferència entre el preu de venda al públic abans d'impostos i el cost d'aprovisionament als mercats internacionals. Les dades s'han extret de CNE (2010), i aquest alhora ha obtingut la informació dels preus abans d'impostos de l'*Oil Bulletin* de la Comissió Europea, que, com indiquen els autors, podria contenir algunes divergències metodològiques entre països pel que fa a la recollida de dades. Les dades del cost d'aprovisionament fan referència a la cotització internacional de referència de la gasolina 95 i el gasoil més representativa (mercats NWE –Mar del Nord- y MED –Mediterrani).

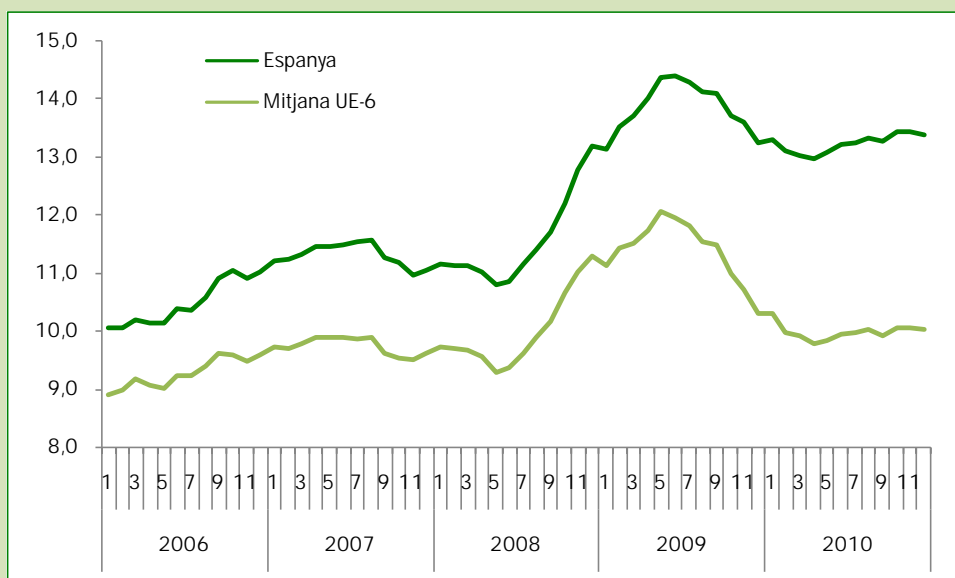
²⁵³ Bèlgica, Alemanya, França, Itàlia, Països Baixos i Regne Unit.

GRÀFIC 34. Evolució del marge empresarial,⁽¹⁾ per tipus de carburant. Espanya i UE-6

Gasolina-95



Gasoil



Unitats: c€/litre.

(1) El marge empresarial es calcula com a diferència entre el preu de venda al públic abans d'impostos i el cost d'aprovisionament als mercats internacionals. Al gràfic es mostren mitjanes anuals a 12 mesos. Per a més informació, vegeu CNE (2011b).

Font: CNE (2011b).

Avedillo (2012), basant-se en informes de la CNE, observa que els preus intramarca són molt similars. Quan s'analitza el conjunt de preus de totes les estacions, les diferències no superen el llindar de 0,01€/l. Si només s'analitzen les estacions independents, però, s'aprecia que el preu mitjà pot desviar-se fins a 0,03€/l i, en casos excepcionals, fins a 0,10€/l. Atès el baix pes de les estacions independents sobre el conjunt, es podria explicar la baixa variació de preus a Espanya.

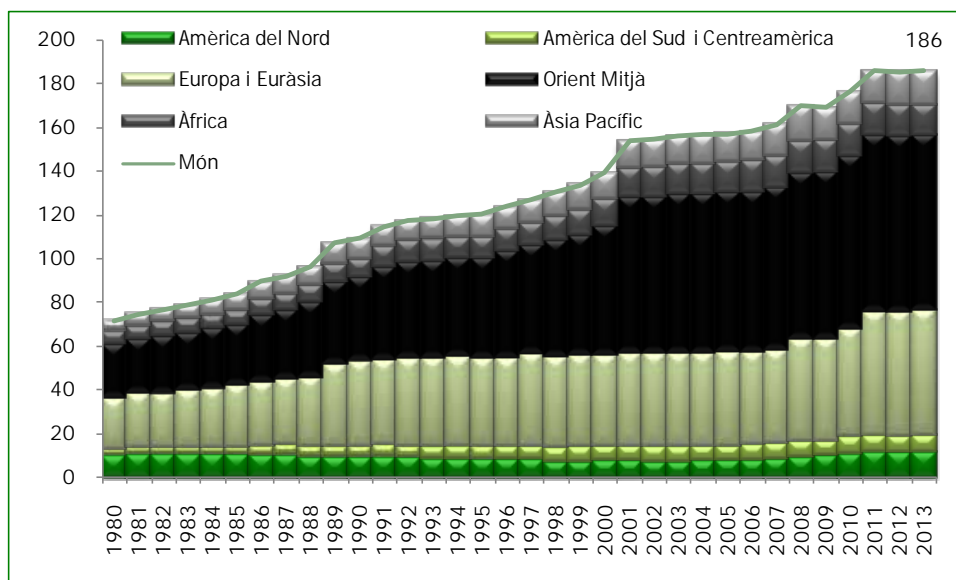
5.2. GAS

5.2.1. OFERTA I DEMANDA DE GAS A CATALUNYA

Malgrat que hi ha diferents tipus de gas aptes per al seu ús energètic, el gas natural representa el gruix del gas consumit a Catalunya (97,2% dels GWh consumits l'any 2012 a Catalunya, incloent-hi gas natural, gas butà i gas propà). Així, malgrat que en l'àmbit domèstic els gasos líquids del petroli (GLP), tant de gas butà com de gas propà,²⁵⁴ poden tenir un pes relativament important, el major ús del gas natural, tant pel que fa a activitats industrials, com pel que fa a generació elèctrica, fan del gas natural la figura predominant del sector a Catalunya. Per aquest motiu, en aquest apartat només s'estudien les infraestructures relatives al gas natural.

Tal com passava amb el petroli, el gas natural també s'haurà d'enfrontar a un pic en la seva producció, moment a partir del qual aquesta començarà a decaure. De forma similar al que passava amb el petroli, les noves troballes seran cada cop més inaccessibles, i n'incrementaran el cost d'extracció, el que sens dubte es traslladarà al preu final. De moment, però, les reserves segueixen augmentant.

GRÀFIC 35. Evolució de les reserves de gas natural al món, per zones. Món, 1980-2013



Unitats: trillions de metres cúbics.

Font: elaboració pròpia a partir de BP Statistical Review of World Energy.

La distribució del gas al món és similar a la del petroli, amb l'Orient Mitjà com el territori amb més abundància del recurs. A diferència del petroli, però, Europa i Euràsia apareixen com uns territoris amb disponibilitat del recurs fruit, principalment, de les reserves existents a Rússia, que acumula el 16,8% de les reserves de gas mundial l'any 2013, sent la segona potència en la matèria. Per davant de Rússia se situa Iran (18,2%) i just per darrere Qatar (13,3%), ambdues ubicades a l'Orient Mitjà. Per darrere d'aquests països se situen altres territoris amb menors reserves (Turkmenistan 9,4%, Estats Units 5,0%, Aràbia Saudita 4,4%, etc.).

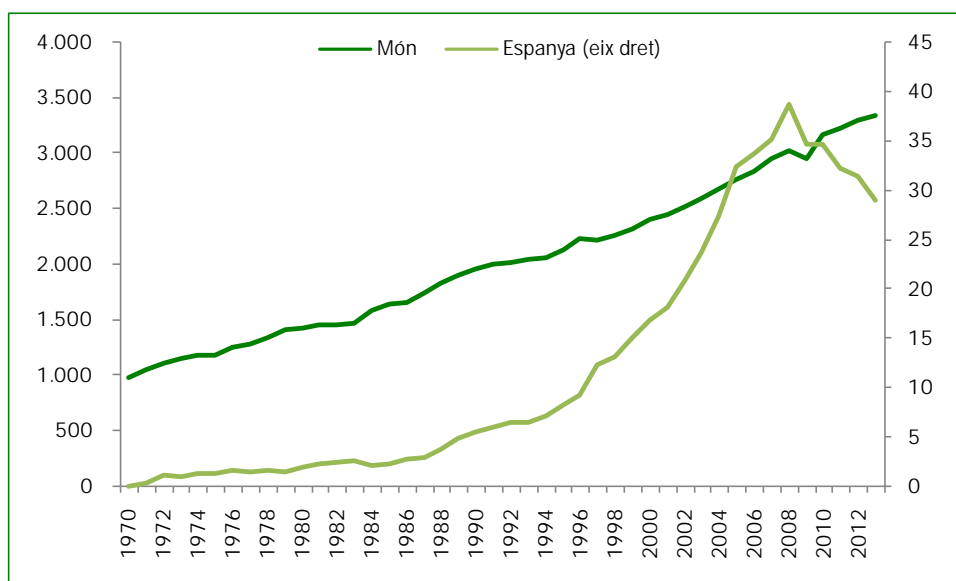
Espanya i Catalunya compten amb poques reserves de gas, el que fa necessari importar la pràctica totalitat del gas que es consumeix al territori. Els principals països des dels quals Espanya importà gas l'any 2011 foren Algèria (37,8%), Nigèria (19,7%) i Qatar (13,0%). Noruega (8,2%), Trinidad i Tobago (6,9%) i Egipte (6,5%), juntament amb els països mencionats anteriorment, representen el 92,1% de les importacions de gas espanyoles l'any 2011.

Com s'observa al gràfic 36, el consum de gas a Espanya és relativament recent, amb l'increment més important a partir dels anys 90 en endavant. L'any 2013, Espanya consumia el 0,9% del gas consumit al món, una proporció

²⁵⁴ L'any 2012, el gas natural representava el 87,8% dels GWh consumits en gas a l'àmbit domèstic a Catalunya, per un 6,5% del gas butà i un 5,7% del gas propà. L'any 2012, a Catalunya hi havia gairebé 1,2 milions d'abonatats al gas butà, amb un consum d'uns 5,4 milions de bombones (4,4 per abonat).

petita, si es compara amb Estats Units (22,2%) o Rússia (12,3%), els grans consumidors mundials, però més pròxima al consum de França (1,3%), Itàlia (1,9%) o Alemanya (2,5%).

GRÀFIC 36. Evolució del consum de gas. Món i Espanya, 1969-2013



Unitats: bilions de metres cúbics.

Font: elaboració pròpia a partir de BP Statistical Review of World Energy.

El consum de gas natural a Catalunya ha seguit una evolució paral·lela a l'espanyola, fins al punt de duplicar-se'n el consum entre l'any 2000 i l'any 2008²⁵⁵, per reduir-se a partir de l'any 2009 fruit de la crisi econòmica.

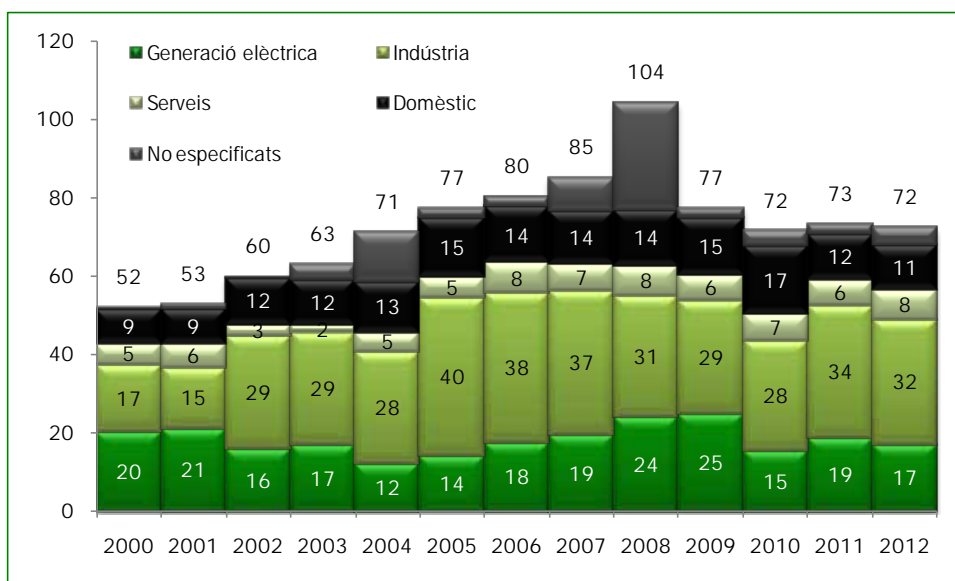
Tal i com es mostra a CNE (2012b), l'any 2011, el 24,7% del gas consumit a Catalunya corresponia a la generació elèctrica, per un 51,2% a consums industrials i un 21,4% a consums domèstics o comercials.²⁵⁶

Utilitzant dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme sobre consum de gas natural a Catalunya l'any 2012, s'observa que la major part del gas consumit es va destinar a la indústria (43,9%), seguida de la producció d'energia elèctrica (23,7%). El consum per a usos domèstics representava el 15,5%, mentre que els serveis consumien el 10,5% del total de gas. Observant l'evolució del consum per sectors, s'aprecia l'important creixement en el consum per a usos industrials entre l'any 2000 i 2005, així com els increments en el consum de gas per a generació elèctrica entre 2004 i 2009, i la posterior davallada en aquest consum.

²⁵⁵ Les dades mostren que l'augment s'explicaria per usos "no especificats". Si s'obvia aquesta partida, el creixement l'any 2008 seria nul.

²⁵⁶ A Espanya, el pes en el consum l'any 2011 era: 29,4% per a generació elèctrica, 53,9% per a usos industrials i 16,8% per a consum domèstic i comercial.

GRÀFIC 37. Consum de gas, per sectors. Catalunya, 2000-2012



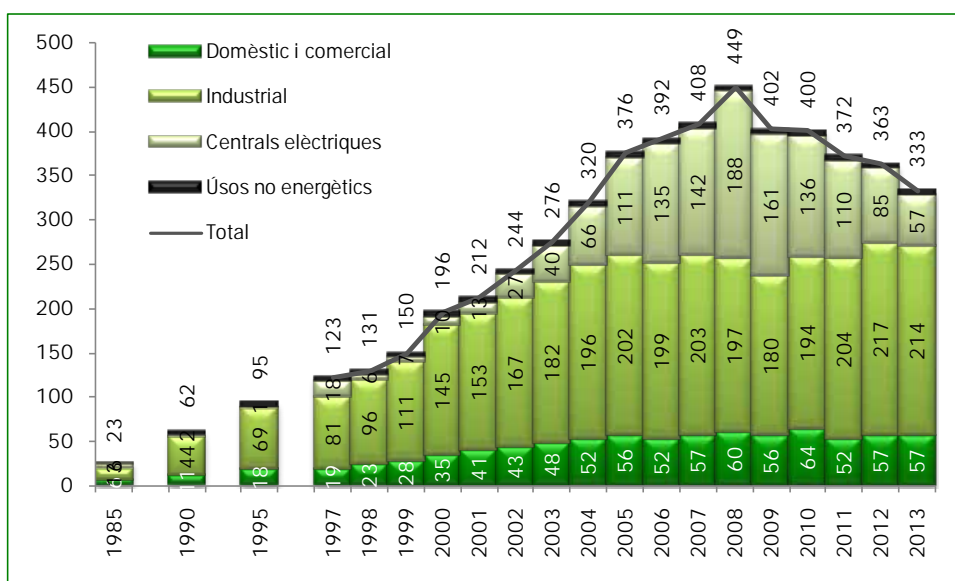
Unitats: TWh.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

L'any 2012, el consum de gas natural a Catalunya representava el 20,5% del gas natural consumit a Espanya. Així mateix, l'any 2012 Catalunya tenia el 28,7% dels clients de gas del conjunt de l'Estat espanyol, un pes molt superior al pes de Catalunya al conjunt de l'Estat, tant en termes de població com de PIB. Destaca també el major ús que es feia del gas per a usos domèstics a Catalunya. Així, el consum per a usos domèstics representava el 24,9% del consum per a usos domèstics del conjunt de l'Estat. Això explica la forta implantació del gas natural a Catalunya, on el nombre final d'usuaris domèstics (2,1 milions d'usuaris) representa el 29,3% del conjunt de l'Estat.

Aquesta evolució diferent en el consum de gas natural s'aprecia millor amb dades de Sedigas per a Espanya, que amplien el període d'anàlisi de 1985 a 2013, on s'observa el creixement diferenciat en funció d'usos domèstics, industrials o per a centrals elèctriques. Destaca especialment la irrupció de l'ús per a generació d'energia elèctrica amb el canvi de mil·lenni. Així, per a l'any 2013 el sector industrial representaria el gruix del consum a Espanya (64,1%), seguit del consum realitzat per centrals elèctriques (17,0%) i domèstic (17,0%).

GRÀFIC 38. Consum de gas natural, segons usos. Espanya, 1985, 1990, 1995 i 1997-2013



Unitats: TWh.

Font: elaboració pròpia a partir de Sedigas.

Per províncies, l'any 2012 Barcelona consumia el 54,1% del total de gas utilitzat a Catalunya, en bona mesura pel seu pes poblacional, i en menor mesura per la producció d'energia elèctrica a partir del gas. Tarragona, amb el 31,6% del total de gas consumit a Catalunya, sobresurt pel fet de tenir ubicades al seu territori indústries químiques, petroquímiques i de refinament del petroli, el que fa que el consum per a usos industrials sigui molt important. Per altra banda, destaquen els baixos consums de les províncies de Girona i Lleida, amb un pes reduït de la indústria i la generació elèctrica.

TAULA 18. Subministrament de gas natural al mercat amb fins energètics, per sectors de consum i províncies. Catalunya i Espanya⁽¹⁾, 2012

TWh	Barcelona	Girona	Lleida	Tarragona	Catalunya	Espanya
Generació elèctrica	11	2	1	2	17	92
Indústria	11	1	3	19	35	164
Servels	4	0	0	0	5	27
Domèstic	9	1	0	1	11	45
No especificats	4	0	0	0	5	26
Total	39	5	5	23	72	354
%	Barcelona	Girona	Lleida	Tarragona	Catalunya	Espanya
Generació elèctrica	15,8	2,8	2,0	3,2	23,7	25,9
Indústria	15,3	1,7	4,5	26,4	48,0	46,3
Servels	5,0	0,5	0,4	0,5	6,4	7,6
Domèstic	12,4	1,7	0,5	1,0	15,5	12,8
No especificats	5,7	0,0	0,1	0,6	6,4	7,4
Total	54,2	6,6	7,6	31,6	100,0	100,0

Unitats: TWh i percentatges.

(1) Hi ha algunes diferències entre les dades que proporciona el Ministeri i les que proporciona Sedigas pel que fa a sectors de consum. Es desconeix el motiu de les divergències.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

5.2.2. ESTOC D'INFRASTRUCTURES RELACIONADES AMB EL GAS A CATALUNYA

Els dipòsits de gas natural líquid (GNL) del port de Barcelona són els primers que van existir a Espanya. D'aquí l'elevat nivell d'implantació del gas natural a Catalunya. Fruit d'aquest primer punt d'entrada de gas a Espanya, la xarxa de gas es va començar a desenvolupar també a partir del port de Barcelona²⁵⁷. A continuació es presenten les capacitats i característiques d'aquestes infraestructures. Aquestes s'han dividit en infraestructures relacionades amb l'emmagatzematge de gas en forma de dipòsits, i la xarxa de transport i distribució.

5.2.2.1. DIPÒSITS

A Catalunya només existeix un gran dipòsit de gas, que s'ubica al moll d'inflamables del port de Barcelona i és propietat d'Enagás. Si bé aquesta planta, que serveix alhora de dipòsit i planta de gasificació del GNL, data de mitjan els anys 70, recentment s'ha modernitzat, alhora que ha ampliat la seva capacitat d'emmagatzematge. Actualment és el dipòsit de gas més gran d'Espanya.

L'any 2009 la capacitat d'aquests dipòsits era de 540.000 m³, repartits en 6 tancs. Recentment es van substituir tres dipòsits (dos de 40.000 m³ i un de 80.000 m³) per dos dipòsits de més capacitat (de 150.000 m³ cadascun), ampliant la capacitat d'emmagatzematge fins als 680.000 m³, repartits en cinc dipòsits (quatre de 150.000 m³ i un de 80.000 m³) amb una capacitat de gasificació de 1.950.000 m³/hora.

L'any 2010 s'hi van descarregar 62,4TWh²⁵⁸, repartits en 71 vaixells. Del total del gas rebut a la planta de Barcelona, el 34,0% provenia de Qatar, el 24,0% de Nigèria, un 14,0% d'Egipte i un 12,0% d'Algèria, entre els proveïdors més destacats.

²⁵⁷ Per veure una recreació de l'evolució de les principals infraestructures del gas implantades a Espanya, vegeu Enagás: http://www.enagas.es/cs/StaticFiles/ENAGAS/evolucion/es/Evolucion_FS_esp.html [no funciona]

²⁵⁸ L'any 2009 haurien estat 72,4TWh.

Per bé que no es troba dins dels límits administratius de Catalunya, convé mencionar el dipòsit de gas Castor, que pretenia ser una dipòsit de gas de reserva, situat a les costes de Vinaròs. Els terratrèmols ocasionats arran de la injecció de gas al subsòl marí han portat a cancel·lar el projecte.

5.2.2.2. XARXA DE TRANSPORT I DISTRIBUCIÓ

La xarxa de gas espanyola va nèixer a Barcelona, amb la connexió marítima entre el port i el Besòs. A partir d'aquí la xarxa s'estén al sud, en direcció a València, i per la vall de l'Ebre, concentrant la bifurcació a Tivissa, on s'empalmen els dos ramals. La línia fins a Barcelona s'ha duplicat, juntament amb els ramals que van a València i per la vall de l'Ebre.

TAULA 19. Xarxa de gas. Catalunya, 2010

	Data d'inici	Diàmetre	Longitud (km)	Propietat
Línia marítima Port de Barcelona-Besòs	1974	20	13	Enagás
Ramals diversos i connexió de xarxes		20-12-10-8	80	Enagás ⁽¹⁾
Tercer cinturó de Barcelona	2000-2004	20	31	Enagás
Planta de Barcelona-L'Arboç	2008	24	70	Enagás
Duplicació Barcelona-L'Arboç	2008	36	72	Enagás
L'Arboç-Tivissa	2005	24	89	Enagás
Desdoblament L'Arboç-Tivissa	2006	26	89	Enagás
Tivissa-Paterna	1980-2003	26	224	Enagás
Duplicació Tivissa-Paterna (trams 1 i 3)	2011	40	178	Enagás
Haro-Tivissa	1979-2005	30-26	372	Enagás
Duplicació Castelnou-Tivissa	2010	26	91	Enagás

Unitats: any, polzades i km.

(1) Argenton-Canet i Súria-Cardona pertanyen a Gas Natural-Fenosa.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Enagás.

A Tivissa s'ubica una estació de compressió amb un cabdal autoritzat de 800 kNm³/h. A Catalunya existeix una segona estació ubicada a Banyeres, amb un cabdal autoritzat de 1.125 kNm³/h.

MAPA 4. Mapa de la xarxa de gasoductes. Catalunya, 2011



Unitats: gasoductes.

Font: Enagás.

El gasoducte entre Martorell i Figueres, de 78,6 milions d'inversió i 164 quilòmetres de longitud, està construït fins a Hostalric. Aquest gasoducte hauria de permetre la posterior connexió entre els gasoductes que enllacen Espanya i el nord d'Àfrica (Marroc i Algèria) amb França en el projecte MidCat. Malgrat això, el tram Hostalric-Figueres, i la posterior interconnexió amb França es troben aturats.

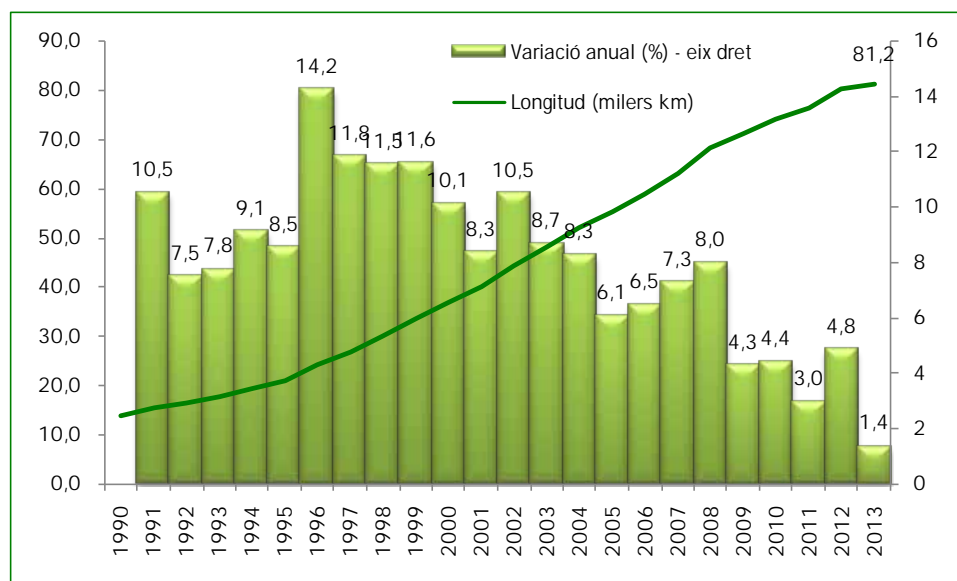
MAPA 5. Mapa de la xarxa de gasoductes. Espanya, 2013



Unitats: gasoductes.
Font: Enagás.

Si hom estudia l'evolució de la xarxa de gasoductes a Espanya proporcionada per Sedigas, s'observa un creixement important d'aquesta entre 1990 i 2008 que s'alenteix amb l'inici de la crisi econòmica. En total la longitud de la xarxa espanyola se situaria al voltant dels 81 mil quilòmetres l'any 2013.

GRÀFIC 39. Longitud de la xarxa de transport i distribució. Espanya, 1990-2013



Unitats: milers de quilòmetres i percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de Sedigas.

Segons dades del Ministeri de Foment, la xarxa de gasoductes per al transport tindria una longitud d'uns 9,6 mil quilòmetres l'any 2012. Si es creués la informació de Sedigas amb la provinent del Ministeri de Foment, s'obtindria una aproximació de la longitud de la xarxa de transport i la de distribució. Com s'observa al gràfic, la longitud de la xarxa de distribució seria fins a 7 vegades superior a la xarxa de transport, i hauria augmentat en major magnitud que la xarxa de transport durant els darrers anys (123,7% entre els anys 2000 i 2012, per un 74,7% la xarxa de transport durant el mateix període).

GRÀFIC 40. Longitud de la xarxa de transport i distribució. Espanya, 2000-2012

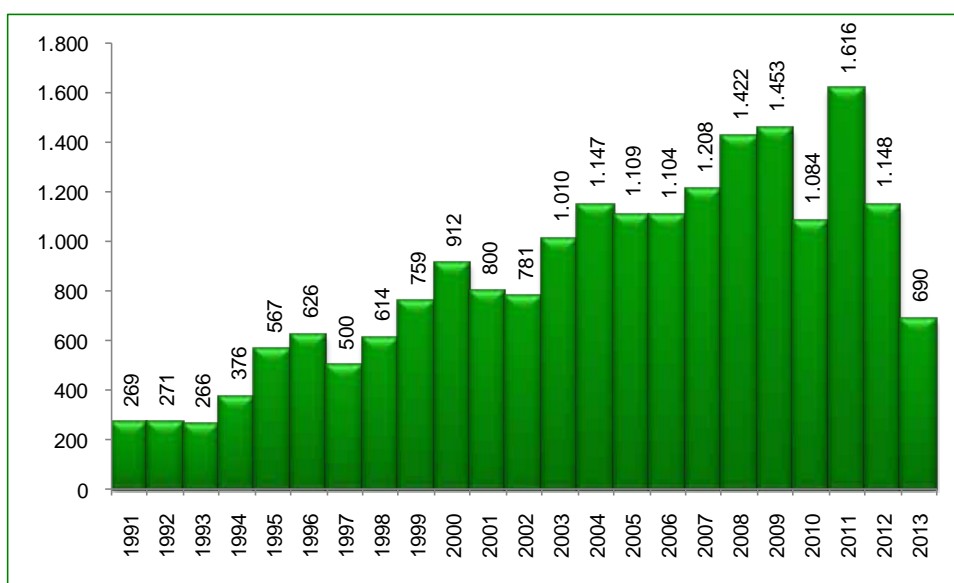


Unitats: milers de quilòmetres.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri de Foment i Sedigas.

Pel que fa a la inversió en xarxes de transport i distribució a Espanya, aparentment aquesta s'hauria mantingut elevada durant els darrers anys, malgrat la crisi econòmica, a excepció de l'any 2013, on s'aprecia un cert retrocés.

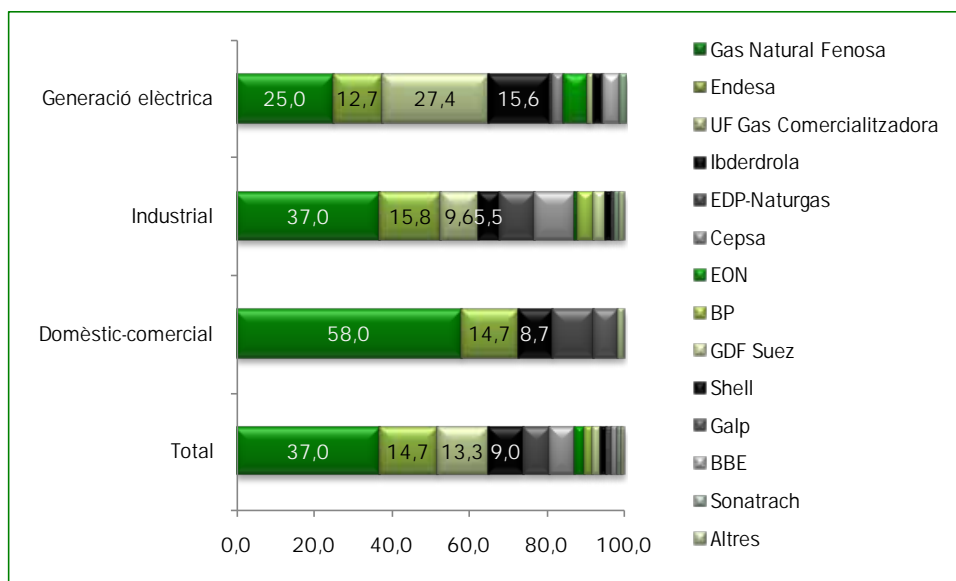
GRÀFIC 41. Inversions materials en la xarxa de gas natural. Espanya, 1991-2013



Unitats: milions d'euros corrents.

Font: elaboració pròpia a partir de Sedigas.

GRÀFIC 42. Quota de mercat per volum de vendes final de gas natural (en GWh), segons companyies i sector. Espanya, 2011



Unitats: percentatges.
Font: CNE (2012b).

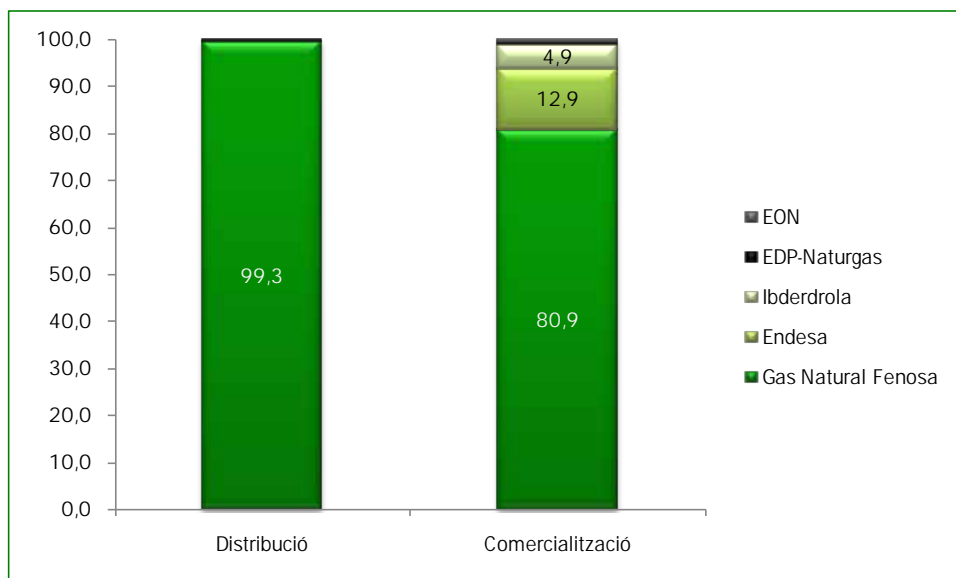
Tal com assenyalen Gandolfi i Sicilia (2012) en base a CNE (2012b), la concentració d'operadors al sector l'any 2011 a Espanya era notable, sent especialment acusada al segment domèstic i comercial. Així, en el subministrament per a la generació d'energia elèctrica l'HHI era de 1.854, per 2.007 en el subministrament per a usos industrials, i de 3.839 en el subministrament per a usos domèstics i comercials²⁶³.

Als informes de la CNE (2011a i 2012b) destaquen sinergies entre la distribució i la comercialització de gas natural, amb l'existència de monopolis locals allà on el distribuïdor és propietari de la xarxa de gas secundària (punts de subministrament). Així, Gas Natural-Fenosa és gairebé monopolista a Catalunya, Galícia, Andalusia, Castella la Manxa, la Rioja, Comunitat Valenciana, Navarra, Castella i Lleó i Comunitat de Madrid²⁶⁴. Endesa ho és a les Illes Balears, Aragó i Extremadura, mentre que EDP-Naturgas ho és a Astúries, País Basc, Múrcia i Cantàbria. Com s'observa al gràfic a continuació, en el cas de Catalunya, Gas Natural-Fenosa controla la pràctica totalitat de la xarxa de distribució a Catalunya, el que es tradueix també en un fort domini com a comercialitzadora.

²⁶³ L'any 2007 l'HHI al segment domèstic i comercial era superior als 6.200 punts, mentre que segons CNE (2011a) l'any 2010 els valors eren de 4.625 al segment domèstic-comercial, 2.032 a l'industrial i 1.565 al de generació d'energia elèctrica.

²⁶⁴ Des de la fusió entre Gas Natural i Unión Fenosa, Galp controla una part de la comercialització a la Comunitat de Madrid, si bé la presència de Gas Natural segueix sent dominant.

GRÀFIC 43. Pes de la propietat de la xarxa de distribució (punts de subministrament) i la comercialització (nombre de clients), per companyies. Catalunya, 2011



Unitats: percentatges.
Font: CNE(2012).

Gandolfi i Sicilia (2012) ressalten el fet que la comercialització de gas estava fortament relacionada amb la propietat de les xarxes de distribució de gas, fruit de la integració vertical. És a dir, que existeixen monopolis regionals en funció de la propietat de la xarxa de distribució. Així, l'any 2008, a Espanya, el 94,1% dels clients de les diferents companyies es trobaven a l'àrea de distribució del mateix grup empresarial. L'any 2010, aquest percentatge baixava fins al 86,4% fruit de l'entrada de GALP arran de la desinversió resultant de la fusió de Gas Natural i Unió Fenosa a Madrid.

Segons Gandolfi i Sicilia (2012), un dels punts que més limiten la competència al sector gasista és la poca transparència de la informació, que no està disponible per a tots els agents. Així mateix, Gandolfi i Sicilia (2012) consideren que la TUR al sector gasista actua com una barrera d'entrada a nous competidors.

Finalment, convé mencionar que la regulació del sector gasista recau en al Comissió Nacional dels Mercats i la Competència (CNMC)²⁶⁵.

5.2.3.2. EL PREU DEL GAS

El preu per al consumidor final del gas s'obté de carregar uns peatges per l'ús de les infraestructures d'emmagatzematge, transport i distribució al preu d'abastiment de la matèria prima, i aplicar uns marges empresarials.

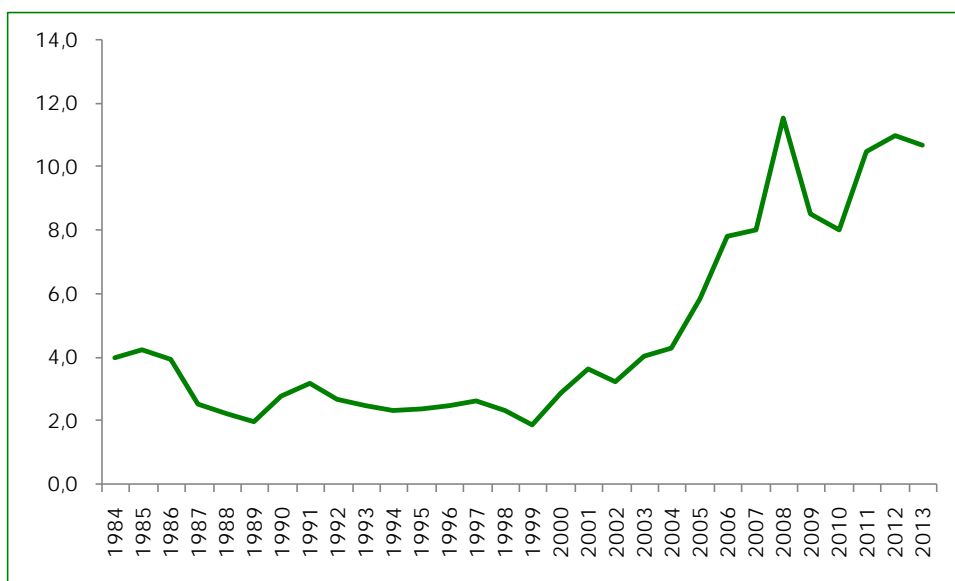
Des de l'any 1998 s'inicia la liberalització del sector, motiu pel qual actualment a Espanya i Catalunya hi conviuen preus de mercat lliure i tarifes regulades d'últim recurs. A continuació es fa una breu exposició de la formació d'aquest preu.

La formació del preu al mercat majorista

Si hom estudia l'evolució del preu del gas al mercat mundial, s'aprecia un increment fins al 2008, seguit d'una reducció durant els anys 2009 i 2010, i un posterior increment els anys 2011 i 2012. Malgrat les variacions dels darrers anys, la tendència iniciada l'any 2000 apunta a un increment sostingut del preu del gas, fruit de l'augment de la demanda a escala mundial.

²⁶⁵ Recentment s'han modificat els òrgans reguladors de diferents sectors, que estaran regulats per la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència (CNMC), creada arran de la Llei 3/2013, i que fusiona la Comissió Nacional de la Competència amb la Comissió Nacional de l'Energia.

GRÀFIC 44. Preu⁽¹⁾ del gas natural. Unió Europea, 1984-2013



Unitats: dòlars del 2013 per milions d'unitats termals britàniques (Btu).

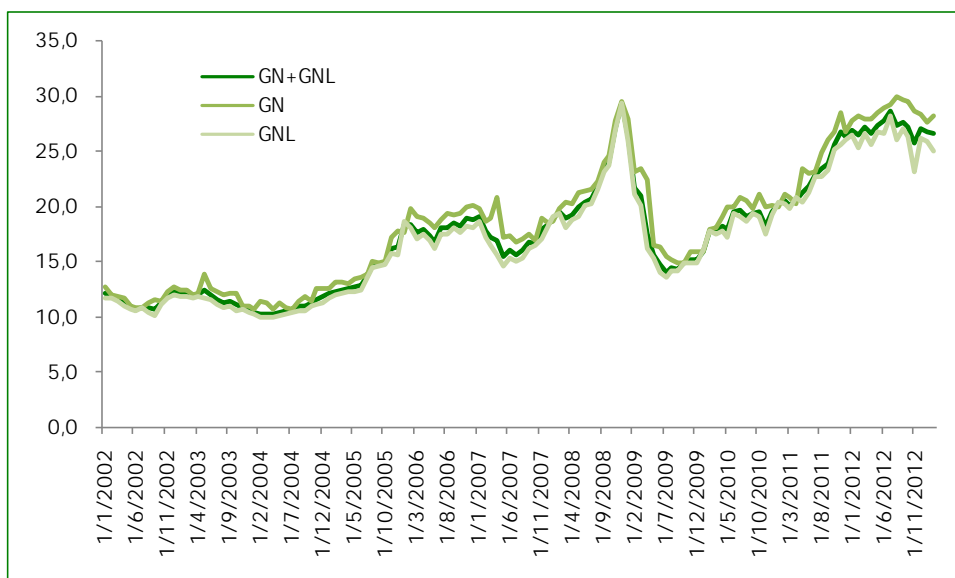
(1) El preu inclou el cost, l'assegurança i el transport del gas.

Font: elaboració pròpia a partir de BP Statistical Review of World Energy.

Martin i Villaplana (2012) destaquen que no existeix un mercat majorista líquid i transparent de gas natural a Espanya, amb molts contractes a llarg termini (10 anys o més)²⁶⁶.

Si s'observa l'evolució del cost d'aprovisionament del gas natural a Espanya, s'observa que l'augment de preu registrat l'any 2008 es reproduïx a partir de l'any 2010, amb la diferència que l'any 2009 es tractava d'un període breu de preus elevats, mentre que l'any 2011 es manté fins a l'actualitat. Així entre el gener de l'any 2010 i el febrer de 2013, el cost d'aprovisionament de gas natural (líquat o en forma gasosa) augmenta un 66,8%.

GRÀFIC 45. Cost d'aprovisionament del gas natural, segons tipus. Espanya, 2002-2012



Unitats: euros per MWh.

Font: CNE.

²⁶⁶ Actualment està en marxa la formació d'un mercat majorista de gas per a la Península Ibèrica: MIBGAS.

Peatges

L'accés de tercers a les instal·lacions gasistes està regulat pel Reial Decret 949/2001, i els peatges i cànon d'accés es fixen per ordre ministerial. Entre aquests gravàmens es pot distingir entre els que recauen sobre les plantes de regasificació, els magatzems subterranis, els peatges d'entrada a la xarxa de gasoductes, els peatges de sortida de la xarxa de gasoductes per una connexió internacional, els peatges de sortida de la xarxa de gasoductes a un consumidor final, així com el peatge de sortida a consumidor amb peatge interrompible i el peatge aplicable a contractes d'accés de duració inferior a un any.

Entre els gravàmens a les plantes de regasificació existeixen el peatge per la descàrrega de bucs, el cànon per emmagatzematge de GNL, el peatge de regasificació, el peatge per càrrega de cisternes i el peatge de transvasament de GNL a bucs. El gravamen a magatzems subterranis es concreta en un cànon en funció de la quantitat contractada de magatzem de gas.

El peatge d'entrada a la xarxa de gasoductes i el peatge de sortida de la xarxa de gasoductes per una connexió internacional s'aplica sobre les empreses distribuïdores, mentre que el peatge de sortida de la xarxa de gasoductes a un consumidor final l'aplica l'empresa distribuïdora a aquests últims.

Els diferents peatges de sortida de la xarxa de gasoductes a un consumidor final es determinen en funció de la pressió i el consum que realitza l'individu, i els factura l'empresa distribuïdora²⁶⁷. Així, el grup 1 obté gas en nivells de pressió superiors a 60 bars. El grup 2 es proveeix de gas amb pressions que van de 60 bars o menys a pressions superiors a 4 bars.²⁶⁸ El grup 3 els componen els consumidors amb pressions inferiors a 4 bars, mentre que el grup 4 accepta subministraments interrompibles a pressions superiors a 4 bars. Els usuaris de la TUR, com es veurà més endavant, serien els del grup 3 amb consums anuals inferiors a 50.000kWh. Els peatges a pagar per cada consumidor final, es determinarien en funció del consum, a partir dels valors que s'exposen a la taula següent, i seguint diferents formules de càlcul per a cada grup.

TAULA 20. Peatges de sortida de la xarxa de gasoductes a un consumidor final⁽¹⁾, segons grup i consum. Espanya, 2013

		Consum Q (kWh/any)	Terme fix (c€/kWh/dia/mes)	Terme variable (c€/kWh)
Grup 1	1.1	Q<200.000.000	3,3783	0,0828
	1.2	200.000.000<Q≤1.000.000.000	3,0181	0,0667
	1.3	1.000.000.000<Q	2,8013	0,0601
Grup 2	2.1	Q<500.000	24,7366	0,1891
	2.2	500.000<Q≤5.000.000	6,7139	0,1508
	2.3	5.000.000<Q≤30.000.000	4,3960	0,1221
	2.4	30.000.000<Q≤100.000.000	4,0283	0,1096
	2.5	100.000.000<Q≤500.000.000	3,7035	0,0961
	2.6	500.000.000<Q	3,4065	0,0833
		Consum Q (kWh/any)	Terme fix (€/mes)	Terme variable (c€/kWh)
Grup 3	3.1	Q≤5.000	2,4700	2,8165
	3.2	5.000<Q≤50.000	5,6600	2,1446
	3.3	50.000<Q≤100.000	53,0100	1,5291
	3.4	100.000<Q	79,1500	1,2256
			Consum Q (kWh/any)	Terme fix (c€/kWh/dia/mes)
	3.5	8.000.000<Q	5,7926	0,1501

Unitats: euros i cèntims d'euro.

(1) El grup 3.5 fa referència a consum nocturn (realitzat entre les 23:00 i les 7:00 hores), mentre que el grup 4, multiplica el coeficient del grup corresponent (grup 1 o grup 2) per 0,7 en cas d'interrupció tipus "A" (5 dies de durada màxima de les interrupcions en un any) i per 0,5 en cas d'interrupció tipus "B" (10 dies de durada màxima de les interrupcions en un any).

Font: elaboració pròpia a partir de l'Ordre IET/2812/2012.

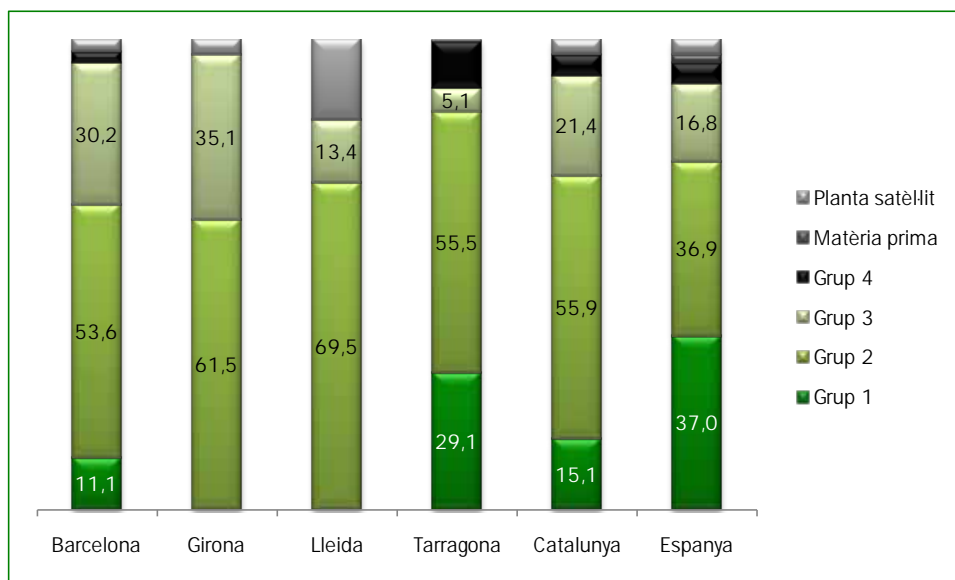
Com s'observa al gràfic següent, el grup amb un major consum seria el grup 2, seguit del grup 3 i el grup 1, amb equivalència al que serien sectors industrial, domèstic-comercial i de generació d'energia elèctrica, respectiva-

²⁶⁷ Es tracta d'un preu de distribució de gas regulat per l'Administració.

²⁶⁸ No s'hi inclouen els peatges transitoris 2.bis, que s'extingiran, de consumidors industrials que abans del 19 de febrer de 2002 estiguessin connectats a gasoductes amb una pressió inferior o igual a 4 bars (pròpia del grup 3) amb un consum d'entre 500.000kWh/any i 30.000.000kWh/any. A la llarga aquests consumidors de gas a baixa pressió han de passar a formar part del grup 3.

ment. En la comparativa amb Espanya, sobresurt el major pes dels grups 2 i 3 a Catalunya, i un pes menor del grup 1. Si la comparativa es realitza entre províncies catalanes, destaca la inexistència de consum del grup 1 a Girona i Lleida, i l'elevat consum d'aquest grup a Tarragona.

GRÀFIC 46. Consum de gas natural (MWh), per grups de peatge. Catalunya i Espanya, 2011



Unitats: percentatges.
Font: CNE (2012).

Si aquesta mateixa anàlisi es realitza en funció del nombre de clients de cada grup, s'aprecia que la pràctica totalitat dels consumidors se situen al grup 3, mentre que al grup 1 només hi ha 4 consumidors a tot Catalunya, per 1.165 del grup 2 i 5 consumidors al grup 4.

TAULA 21. Nombre de consumidors i consum anual, per grups de peatge. Catalunya i Espanya, 2011

Nº de clients	Grup 1	Grup 2	Grup 3	Grup 4	Matèria Prima	Planta satèl·lit	Total
Barcelona	3	903	1.734.193	2	-	49	1.735.150
Girona	-	101	173.316	-	-	18	173.435
Lleida	-	59	79.357	-	-	28	79.444
Tarragona	1	102	153.483	3	-	22	153.611
Catalunya	4	1.165	2.140.349	5	-	117	2.141.640
Espanya	108	4.496	7.273.319	11	2	565	7.278.501
MWh/Client	Grup 1	Grup 2	Grup 3	Grup 4	Matèria Prima	Planta satèl·lit	Total
Barcelona	1.550.906	24.970	7,3	512.562	-	22.858	24,2
Girona	-	28.577	9,5	-	-	8.706	27,0
Lleida	-	71.854	10,3	-	-	37.347	76,8
Tarragona	6.892.819	129.055	7,8	784.625	-	5.201	154,5
Catalunya	2.886.384	36.770	7,7	675.800	-	20.828	35,8
Espanya	1.284.631	30.745	8,6	1.411.758	3.146.821	22.796	51,5

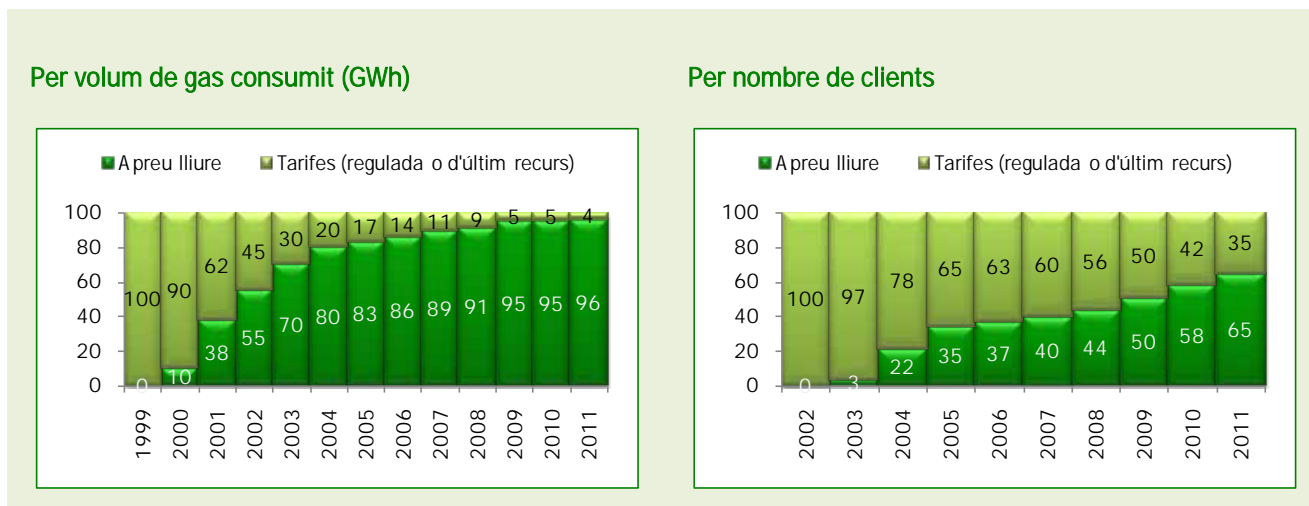
Unitats: unitats i MWh/client.
Font: CNE (2012).

Si s'estudia el consum per cada grup de peatge, s'observen les diferències existents entre grups, així com l'elevat consum que realitza el grup 4, a cavall entre el grup 1 i el grup 2. Atesa la diferent composició territorial, no és estrany doncs, que el major consum per client s'obtingui a la província de Tarragona, seguida de la província de Lleida.

Preu final

Tal com passa amb el sector elèctric, el sector del gas compta també amb una proporció del sector que opera en un mercat lliure i una altra que ho fa en un sector regulat. Des de la liberalització del sector l'any 1998, el mercat liberalitzat s'ha anat obrint pas com es mostra als gràfics següents. Així, si s'estudia el pes del mercat liberalitzat al sector a Espanya, s'observa que el 96,0% del gas comercialitzat es ven a un preu que fixa el mercat, mentre que el 4,0% restant es ven a través d'una tarifa regulada o d'últim recurs (TUR). En canvi, si s'estudia en funció del nombre de clients a Espanya, s'aprecia un major pes de la tarifa d'últim recurs, que s'enfila fins al 35,0%.

GRÀFIC 47. Proporció del mercat que opera sota un preu fixat al mercat lliure i el que opera en base a una tarifa regulada. Espanya, 1999-2011



Unitats: percentatges.
Font: CNE (2012b).

Si bé les empreses poden operar lliurement al mercat, fixant el preu que considerin oportú, al mercat regulat només hi subministren gas les comercialitzadores d'últim recurs (CUR). Aquestes són: Gas Natural-Fenosa S.U.R, SDG, SA; Endesa Energia XXI, SLU; HC-Naturgas Comercialitzadora de Último Recurso, SA; Iberdrola Comercialización de Último Recurso, SAU i Madrileña Suministro de Gas SUR, SL (grup Galp).²⁶⁹

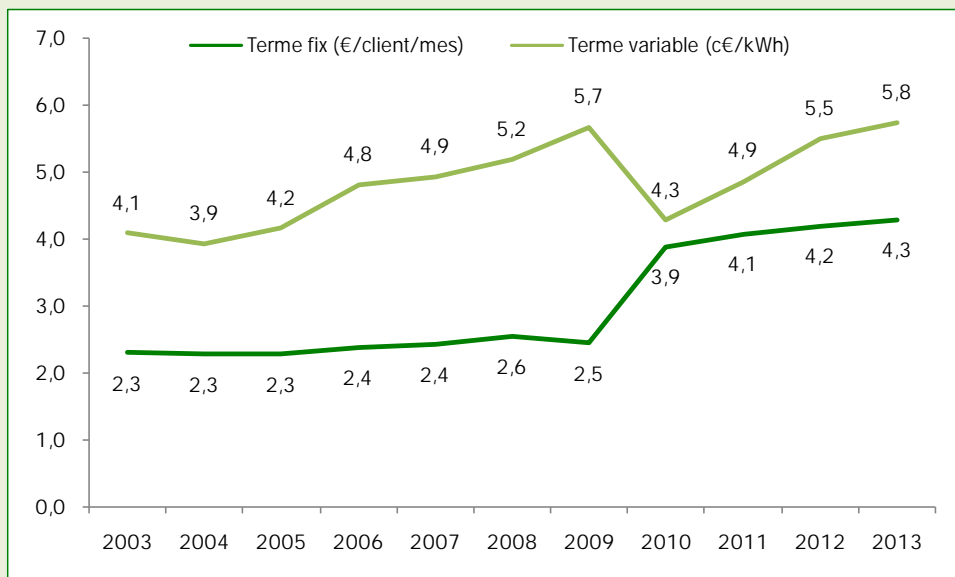
El preu de la tarifa d'últim recurs ve determinat²⁷⁰ per un terme fix i un terme variable, que s'obtenen de la suma de diferents costos del sistema. Així, el cost de la matèria prima s'inclou al terme variable de la tarifa, i es determina a partir de les subhastes de TUR-Gas que duu a terme OMIE, amb un terme per consum d'hivern i un altre de base. A continuació es mostra l'evolució d'aquests termes, distingint en funció de si es tracta de la tarifa 3.1 (consum inferior a 5.000kWh/any) o 3.2 (consum entre 5.000 i 50.000kWh/any).

²⁶⁹ Com es veurà més endavant, són pràcticament les mateixes empreses que subministren energia elèctrica com a CUR.

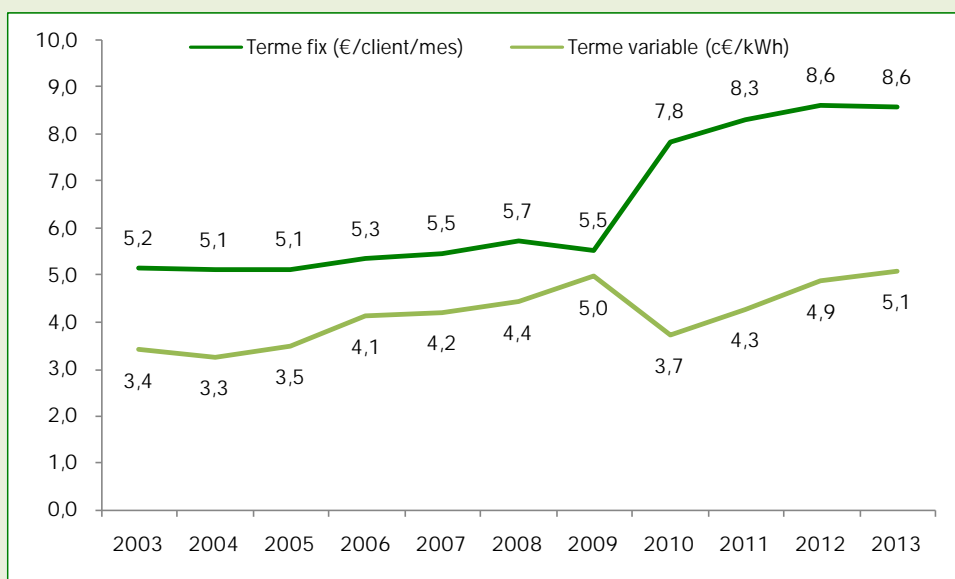
²⁷⁰ Per una millor explicació vegeu: Ordre ITC/1660/2009, de 22 de juny, per la que s'estableix la metodologia de càlcul de la tarifa d'últim recurs de gas natural.

GRÀFIC 48. Evolució termes fix i variable de la TUR⁽¹⁾, segons tarifa. Espanya, 2003-2013

Tarifa 3.1



Tarifa 3.2



Unitats: euros i cèntims d'euro.

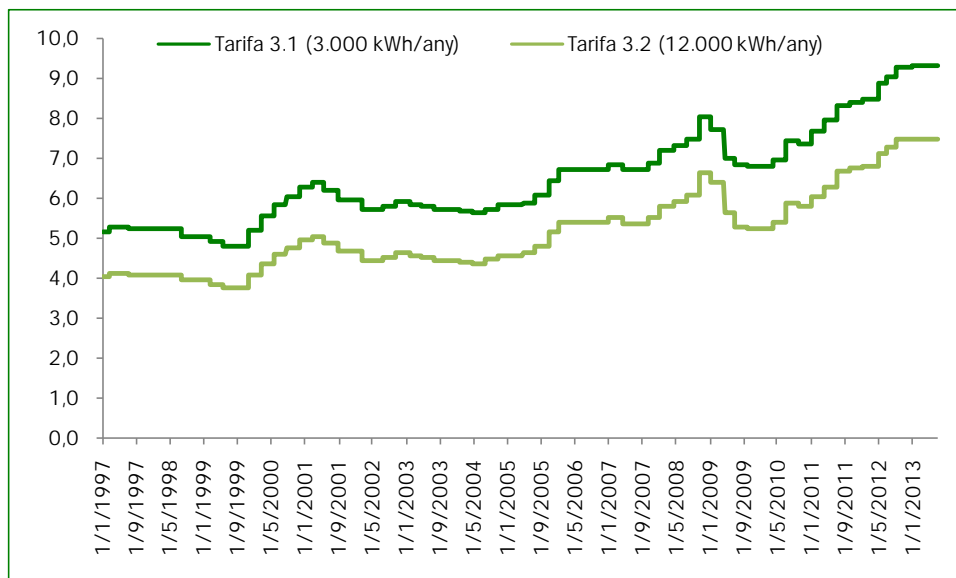
(1) Les dades de 2003, 2004 i 2005 fan referència a les tarifes vigents des del mes d'abril (normalment es realitzen 4 canvis anuals: gener, abril, juliol i octubre). La resta fan referència als termes vigents al gener (o el primer trimestre de l'any).

Font: elaboració pròpia a partir de Sedigas.

Com s'observa al gràfic fins a l'any 2009, el terme fix de la tarifa és bastant estable, mentre que el variable creix de forma recurrent. Aquesta evolució també es dona a partir de 2010, si bé amb un major increment del terme fix. L'any 2009 constitueix un any de canvi, amb un fort increment del terme fix i un descens de la part variable de la tarifa, tant per la 3.1 com per la 3.2. Aquestes variacions es deuen als canvis metodològics en el càlcul de la tarifa introduïda per l'Ordre ITC/1660/2009.

Com mostra el gràfic següent, el preu tipus per un consum estàndard amb les tarifes regulades augmenta de forma constant a partir de l'any 2010, seguint una evolució paral·lela al preu dels mercats internacionals, malgrat que de menor intensitat²⁷¹.

GRÀFIC 49. Preu de venda al públic màxim de les tarifes d'últim recurs⁽¹⁾ de subministrament de gas natural. Espanya, 1997-2013



Unitats: cèntims d'euro per kWh.

(1) El preu està calculat per un consum tipus que s'indica entre parèntesi per cada tarifa. S'han recalculat les dades entre 1997 i novembre de l'any 2000, en què CORES proporcionava el preu per tèrmies consumides.

Font: elaboració pròpia a partir de CORES.

Segons la CNE (2012), i analitzant dades per l'any 2011 a Espanya, per consumidors amb dret a TUR les diferències existents entre el preu de la TUR i el preu del mercat lliure són molt reduïdes (amb una diferència entre màxima i mínima oferta del mercat lliure de 0,013€/kWh), amb el preu del mercat lliure situant-se per sota de la TUR (amb descomptes mitjans d'un 0,7% i un 1,8%, depenent del tipus de client TUR). Per clients sense dret a TUR, la diferència entre ofertes és encara menor (0,003€/kWh, entre màxima i mínima).²⁷²

Com assenyalen Gandolfi i Sicilia (2012), la taxa de *switching*²⁷³ ha augmentat al sector gasista espanyol, passant del 5,6% de l'any 2009, al 12,0% de l'any 2010 i 19,5% de l'any 2011. Aquest fet, però, s'explicaria, segons els autors, per un descontentament derivat de l'augment de preus del sector, el que juntament amb la situació de crisi econòmica del país hauria motivat molts canvis de companyia. És a dir, no es considera que l'increment de la taxa de *switching* estigui motivada per un increment de la competència.

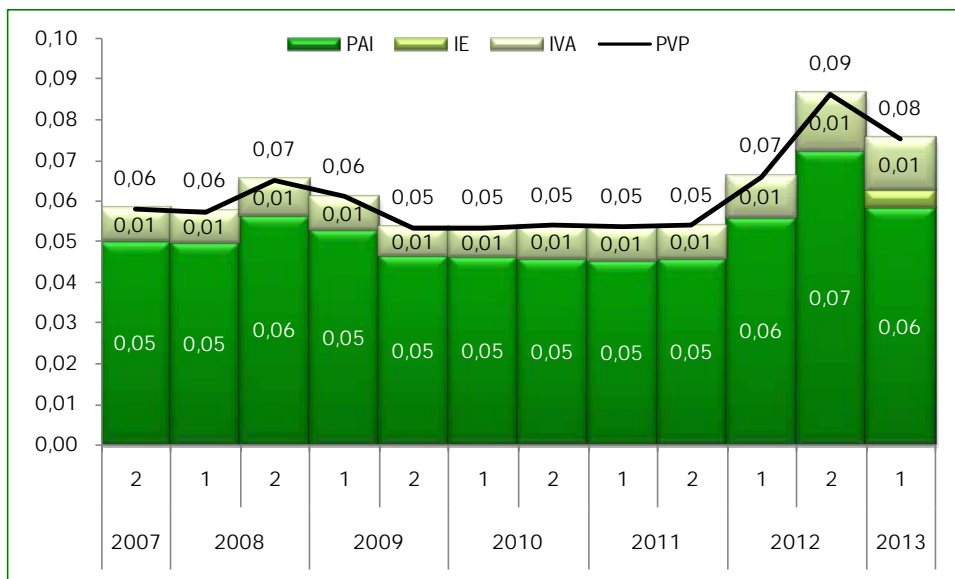
Amb dades d'Eurostat per a Espanya, també es percep l'increment de preus produït a escala mundial, amb increments del preu final durant l'any 2008, i una posterior reducció entre els anys 2009 i 2011, amb un nou increment més pronunciat l'any 2012, fruit de l'increment del preu abans d'impostos.

²⁷¹ El preu màxim de venda al públic de la TUR1 o Tarifa 3.1 augmenta un 37,4% entre gener de 2010 i gener de 2013, mentre que el de la TUR2 o Tarifa 3.2 s'incrementa un 42,8%, per sota de l'augment del 66,8% del cost d'aprovisionament de gas natural durant aquest període.

²⁷² Durant els anys 2013 i 2014 hi ha hagut desajustos entre els ingressos que s'obtenen a partir dels peatges del gas, i els costos regulats del sistema, el que ha derivat en un dèficit de tarifa al sector del gas. Atès que aquest no és de la mateixa magnitud que al sector elèctric, i que es produeix en un període molt més curt de temps, no s'analitza en aquest informe.

²⁷³ Nombre de canvis de subministrador dividit per nombre de consumidors de l'any considerat.

GRÀFIC 50. Evolució del preu del gas natural per a consumidors domèstics⁽¹⁾, per conceptes⁽²⁾. Espanya, 2007-2013



Unitats: euros/kWh.

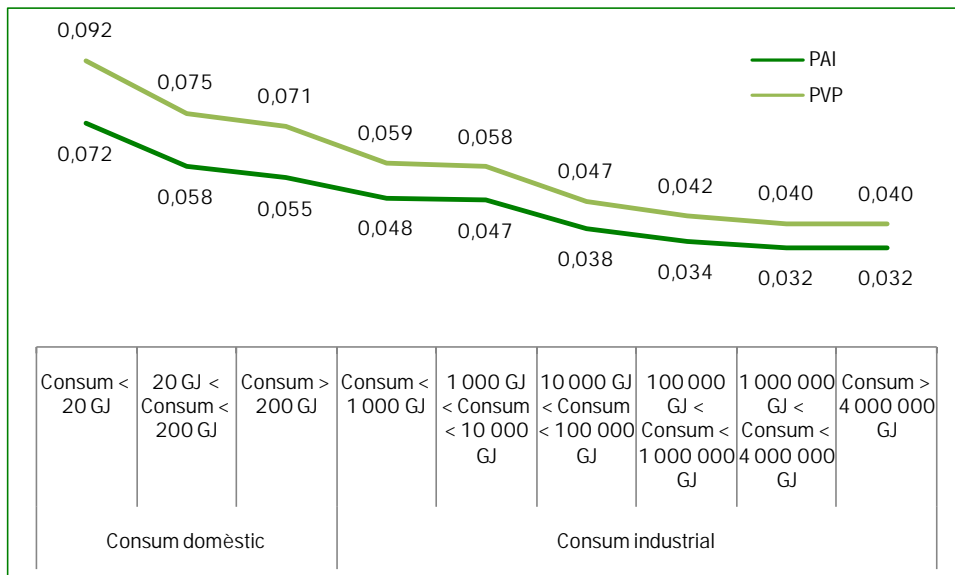
(1) En un tram de consum d'entre 20GJ i 200 GJ.

(2) PAI=Preu abans d'impostos; IE=Impostos Especials; IVA=Impost sobre el Valor Afegit; PVP=Preu de Venda al Públic.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

El preu del gas per trams, mostra un descens del preu amb un major consum, sent el preu pel tram de consum inferior més del doble del preu per un major consum.

GRÀFIC 51. Preu del gas natural⁽¹⁾, per trams de consum. Espanya, 1r semestre de 2013



Unitats: euros/kWh.

(1) PAI=Preu abans d'impostos; PVP=Preu de Venda al Públic.

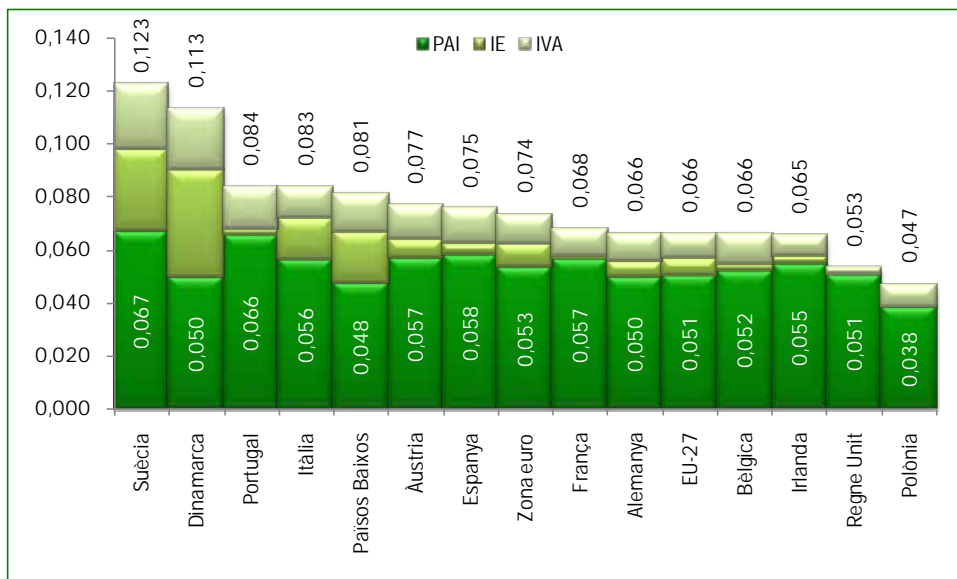
Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

Comparativa internacional

En la comparativa europea s'observen algunes diferències importants entre països. Així, Espanya presenta uns nivells de preus sense impostos per sobre de la mitjana de la UE-27 i de la zona euro. Malgrat que un menor nivell

impositiu situa el preu de venda al públic per sota d'alguns països amb preus abans d'impostos inferiors als d'Espanya, aquesta es manté amb uns preus finals superiors a la mitjana.²⁷⁴

GRÀFIC 52. Preu del gas natural per a consumidors domèstics⁽¹⁾, per conceptes⁽²⁾. Europa, 1r semestre de 2013



Unitats: euros/kWh.

(1) En un tram de consum d'entre 20GJ i 200 GJ.

(2) PAI=Preu abans d'impostos; IE=Impostos Especials; IVA=Impost sobre el Valor Afegit.

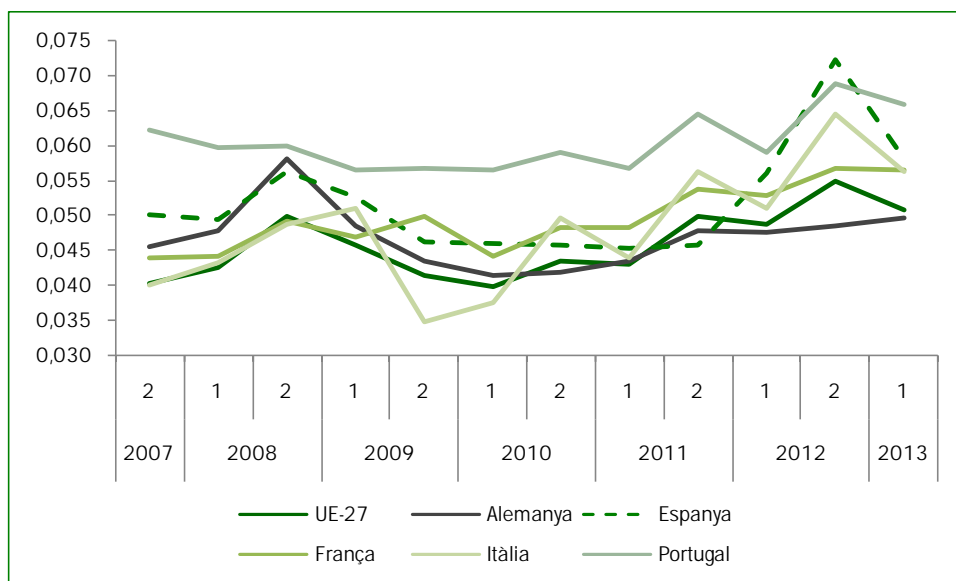
Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

Val a dir que a Europa el gas arriba de dues fonts. Per una banda, als països mediterranis el subministrament procedeix principalment d'Àfrica i països de l'Orient Mitjà. En canvi, als països del nord, Rússia representa el principal subministrador. Això, juntament amb la via de subministrament (bucs metaners o gasoductes) podria explicar algunes de les diferències en el preu abans d'impostos.

L'evolució del preu del gas sense impostos, mostra que Espanya evoluciona en paral·lel a la mitjana de la UE-27, malgrat l'increment experimentat l'any 2012.

²⁷⁴ Aquest fet es deu, en part, a l'augment de l'IVA, puix abans de la crisi el menor nivell impositiu compensava el major preu abans d'impostos.

GRÀFIC 53. Evolució del preu del gas natural per a consumidors domèstics⁽¹⁾, sense impostos. Europa, 2007-2013



Unitats: euros/kWh.

(1) En un tram de consum d'entre 20GJ i 200 GJ.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

5.3. ELECTRICITAT

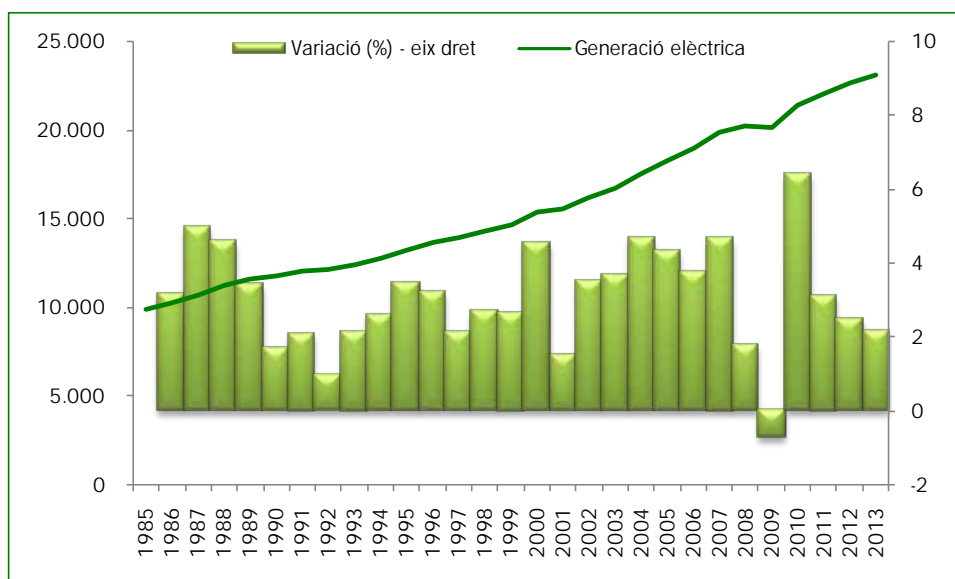
5.3.1. OFERTA I DEMANDA D'ENERGIA ELÈCTRICA A CATALUNYA

A diferència del gas i del petroli, l'energia elèctrica s'obté de la transformació d'altres fonts d'energia en el moment en què hi ha una demanda, motiu pel qual no existeix un estoc, i l'oferta es determina en funció de la potència instal·lada i la disponibilitat de les fonts energètiques que alimenten el funcionament d'aquestes centrals. En aquest sentit, Catalunya només disposa d'algunes fonts autòctones (principalment renovables), i el gruix de l'energia primària per a la transformació en energia elèctrica prové de l'exterior (combustible nuclear i gas²⁷⁵, principalment).

A escala mundial, s'observa un increment sostingut de la generació (i consum) d'energia elèctrica des de l'any 1985, només interromput l'any 2009 arran de la crisi econòmica.

²⁷⁵ Atès que en l'apartat anterior ja s'ha estudiat la disponibilitat de gas per territoris a escala mundial, no s'hi incideix en aquest apartat. Pel que fa al combustible nuclear, segons Foro Nuclear, la major part de les reserves d'urani es troben a Austràlia (27,0%), Kazakhstan (14,0%), Canadà (13,0%) i Sudàfrica (7,0%). Si bé Espanya és el segon país europeu amb reserves d'urani, la seva explotació no es rendible amb els preus actuals i la tecnologia disponible. Segons Foro Nuclear, Espanya necessita unes 1.800 tones de U308 natural, que s'importa de Canadà i Austràlia (35,0%), d'Àfrica (35,0%) i l'antiga URSS (30,0%).

GRÀFIC 54. Producció d'energia elèctrica. Món, 1985-2013

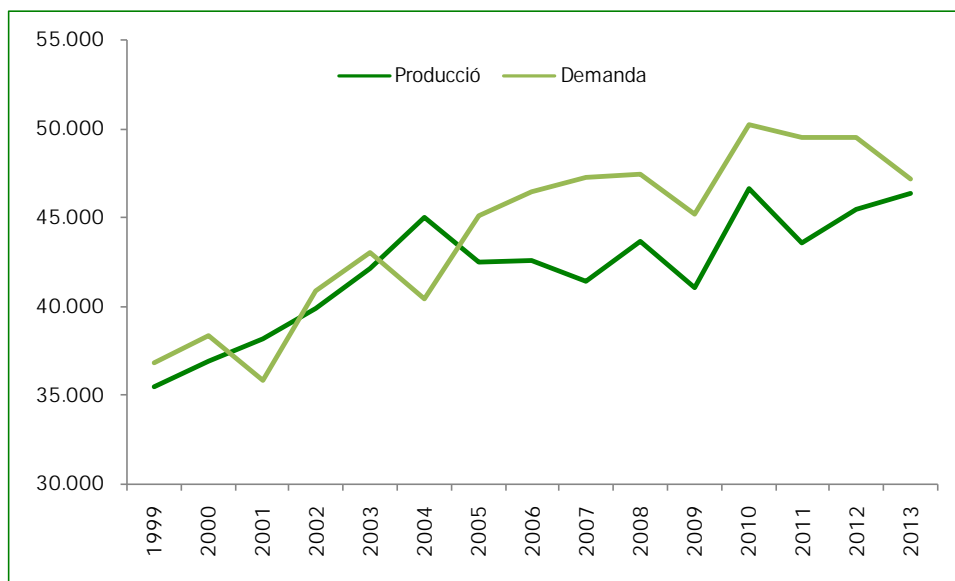


Unitats: TWh i percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de BP Statistical Review.

A Catalunya, com s'observa a continuació amb dades d'REE, la producció bruta d'energia elèctrica dels darrers anys se situa al voltant dels 45.000 GWh/any després d'anys d'increment sostingut de la producció fins a l'any 2004. Pel que fa al consum d'energia elèctrica, s'observa un creixement sostingut fins a l'any 2008, quan el consum d'energia elèctrica es redueix per tornar-se a recuperar l'any 2010 i tornar a decréixer posteriorment.

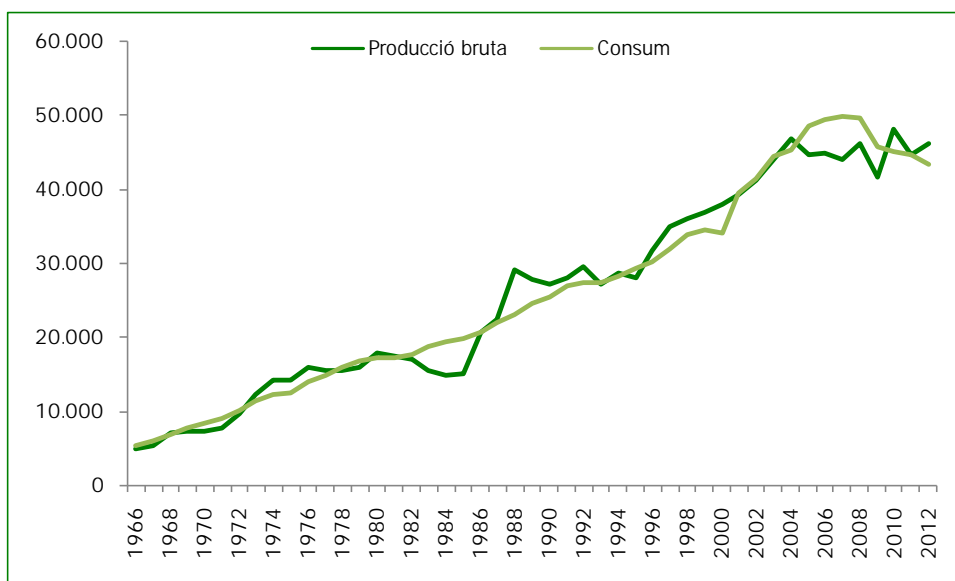
GRÀFIC 55. Producció bruta i consum d'energia elèctrica. Catalunya, 1999-2013



Unitats: GWh.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

GRÀFIC 56. Producció bruta i consum d'energia elèctrica. Catalunya, 1966-2012

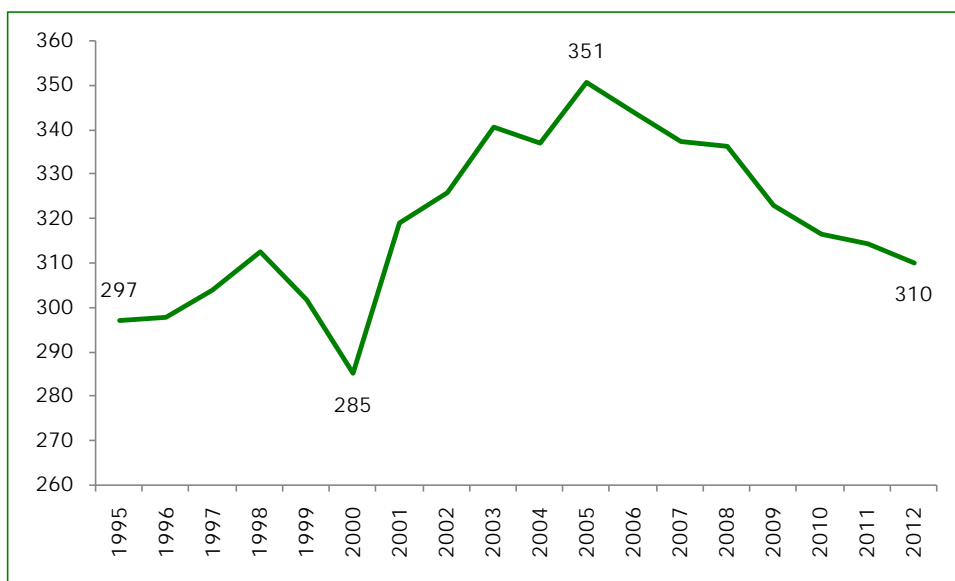


Unitats: GWh.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Val a dir, que existeix un cert desacoblament entre el consum d'energia elèctrica i el PIB català des de l'any 2005. Així, l'any 2005 es consumien 351MWh per cada milió d'euros de PIB generat, mentre que l'any 2012, el consum era de 310MWh per generar el mateix producte.

GRÀFIC 57. Consum d'energia elèctrica i PIB a preus constants. Catalunya, 1995-2012



Unitats: MWh/Milions d'euros de PIB (milions d'euros de l'any 2000).

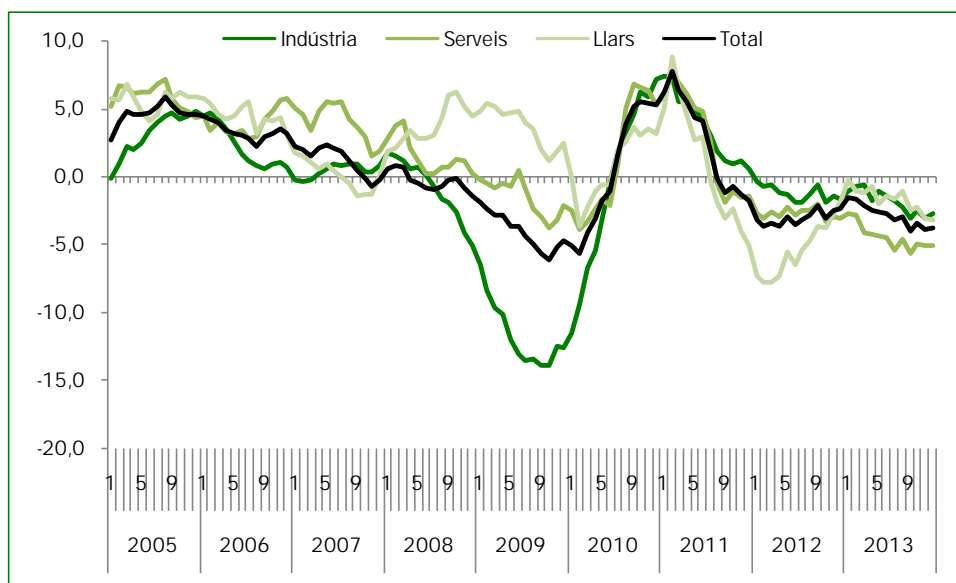
Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, i INE.

El consum per càpita d'energia elèctrica l'any 2012 a Espanya se situava en 5,8MWh per habitant/any, un valor similar al registrat a Catalunya. Si es comparen aquests valors amb els de països similars per l'any 2012, s'aprecia que aquests són molt superiors als 5,3MWh per habitant/any d'Itàlia o els 4,6MWh de Portugal. En canvi, són inferiors als 6,6MWh d'Alemanya o els 7,5MWh de França.

A través de dades d'Idescat, el consum elèctric a Catalunya es pot dividir en tres grans grups: indústria, serveis i llars.²⁷⁶ El pes dels tres grups s'ha mantingut constant des de l'any 2009 fins a 2013, amb vora un 35,8% dels consum per la indústria, un 36,2% pels serveis i un 26,2% de les llars. Val a dir, però, que l'any 1998, el primer de la sèrie disponible, la indústria representava el 43,5% del consum, per un 28,0% dels serveis i un 20,1% de les llars, el que reflecteix la pèrdua de pes de la indústria a l'economia.

Part d'aquest canvi estructural en el consum d'energia elèctrica s'explica pels efectes de la crisi econòmica. Així, en gran mesura, el primer descens en el consum s'explica pel comportament de la indústria, que durant l'any 2009 arriba a reduir el seu consum un 13,3%. Els serveis i sobretot les llars mostren descensos més acusats a partir de l'any 2011, com s'observa al gràfic.

GRÀFIC 58. Variació anual del consum d'energia elèctrica a Catalunya, per grups de consum. Catalunya, 2005-2013



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir d'Idescat.

Per províncies, i amb dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme,²⁷⁷ destaca el major consum de Barcelona, especialment fins a mitjan els anys 70, quan el consum de Barcelona representava més del 75,0% del total a Catalunya. L'any 2012, el consum de Barcelona representava el 66,4% del total a Catalunya, per un 17,7% de Tarragona, un 10,2% de Girona, i un 5,8% de Lleida.

Si bé la correspondència entre producció i demanda pot servir per avaluar l'estoc d'infraestructures, aquest és poc informatiu, doncs la producció és només una derivada de la potència, la millor mesura de l'estoc en la generació elèctrica. Així, l'indicador utilitzat habitualment per mesurar la correspondència entre la demanda i la potència instal·lada és el marge de cobertura.²⁷⁸ Durant el període 1996-2001, s'observa que el marge de cobertura a Espanya es reduí força (fruit de la incertesa generada anteriorment pel procés de liberalització i els baixos preus de l'electricitat que actuaven com a barrera d'entrada, com es veurà més endavant). Aquesta reducció durant el procés de liberalització hauria incentivat la inversió en nova capacitat posterior. A partir del 2008, el marge de cobertura del sistema ha augmentat considerablement, fruit de la combinació de l'increment de la potència instal·lada²⁷⁹ i la moderació en la demanda, que ha generat una contenció de les puntes de demanda. És a dir, l'excés d'oferta hauria relaxat la necessitat de disposar de capacitat per casos de puntes de demanda.

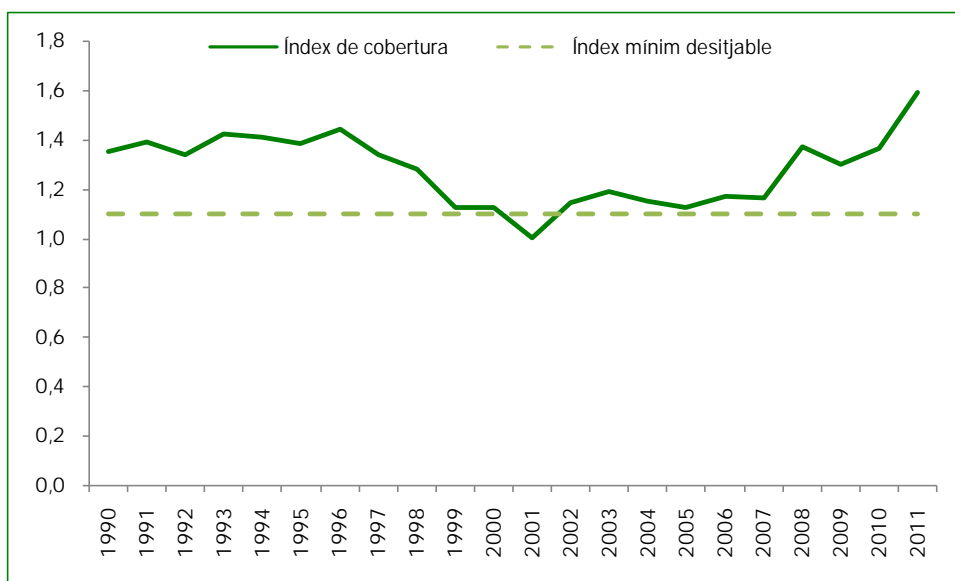
²⁷⁶ Els serveis inclou el consum de les empreses de serveis, l'Administració pública i el transport. La resta de consum es recull en la categoria "Altres".

²⁷⁷ Aparentment, i amb dades del Ministeri, s'aprecia un major descens en el consum entre 2007 i 2012 del que mostren les dades d'REE.

²⁷⁸ El marge de cobertura es calcula de la diferència entre l'índex de cobertura i l'índex mínim desitjable. L'índex de cobertura es calcula de la divisió de la potència disponible al sistema per la punta de potència demandada al sistema, on la potència disponible exclou càlculs tècnics sobre restriccions per revisió o fallida de determinades tèrmiques, per reserves hidràuliques i disponibilitat de les instal·lacions en règim especial. L'índex mínim desitjable representa un criteri tècnic desitjable.

²⁷⁹ Com explica UNESA (2012), per al càlcul de l'índex de cobertura de les puntes de demanda l'operador del sistema utilitza la potència disponible, el que implica corregir la potència neta (instal·lada) per un factor de disponibilitat efectiva. En el cas de l'energia eòlica només és con-

GRÀFIC 59. Evolució del marge de cobertura. Espanya, 1990-2011

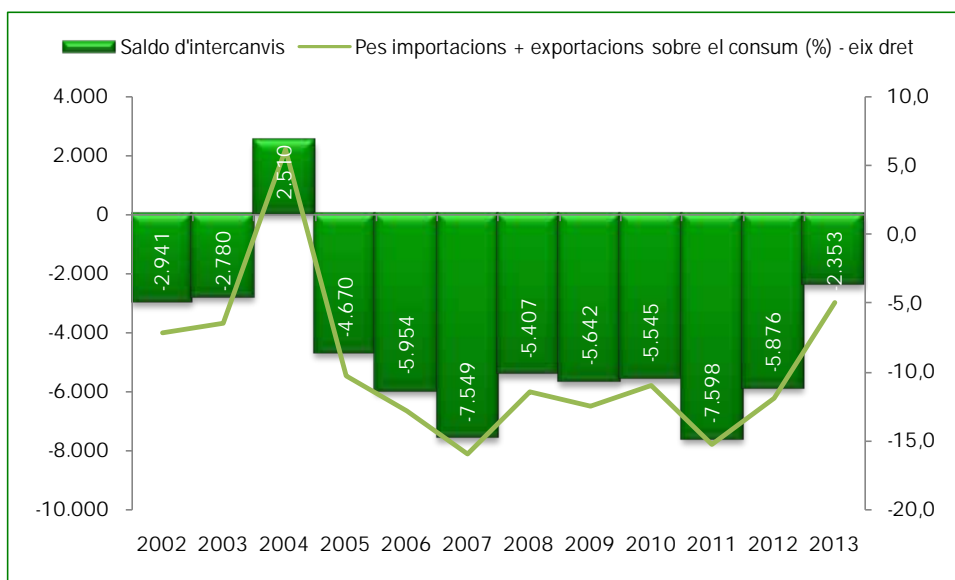


Unitats: índex

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'REE.

Com s'ha vist anteriorment, la producció d'energia elèctrica a Catalunya els darrers anys ha estat insuficient per cobrir el consum d'energia elèctrica del territori. És a dir, durant els últims anys hi hauria hagut un dèficit en l'aparellament d'oferta i demanda, el que es tradueix en importació d'energia elèctrica de l'exterior.²⁸⁰ Així, les importacions d'energia representen vora el 12,7% del consum total d'energia en el període 2005-2012.

GRÀFIC 60. Saldo exterior d'energia elèctrica. Catalunya, 2002-2013



Unitats: GWh i percentatges.

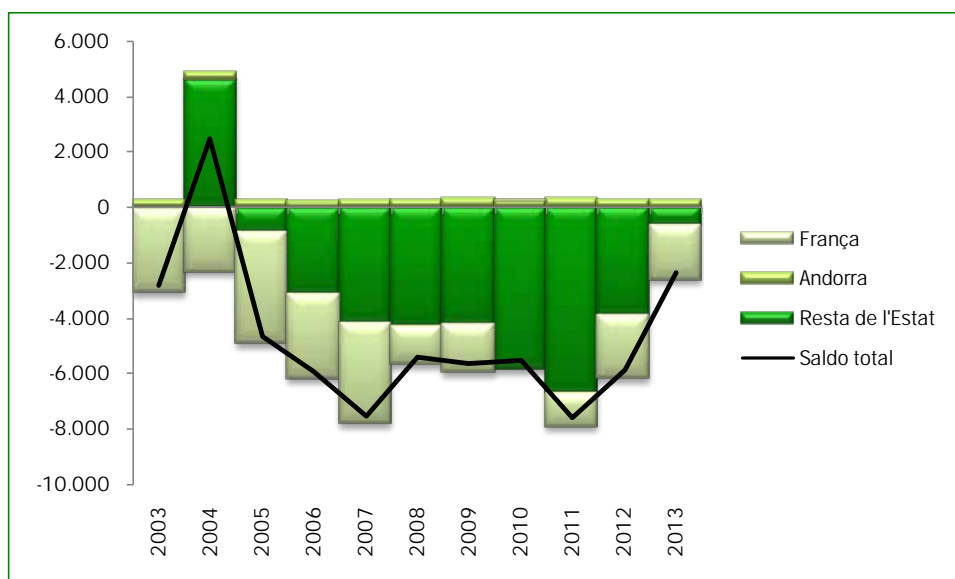
Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

Pel que fa a aquestes importacions, la major part provenen de la resta de l'Estat i França, amb saldo positiu respecte a Andorra en la sèrie de dades disponible.

sidera disponible el 7,0% de la potència eòlica instal·lada, mentre que en el cas de la solar es considera el 0,0%, atès que les puntes de demanda se solen produir entre les 8-9 de la nit els mesos de desembre i gener, quan el sol ja no aporta energia a les instal·lacions solars.

²⁸⁰ Al llarg d'aquest apartat, convindria no confondre el saldo d'intercanvis, amb el volum agregat d'intercanvis. El primer fa referència al dèficit/superàvit en generació, mentre que el segon fa referència a la interconnexió efectiva entre territoris en intercanvis d'energia.

GRÀFIC 61. Saldo d'intercanvis d'energia elèctrica, segons origen/destí. Catalunya, 2003-2013



Unitats: GWh.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

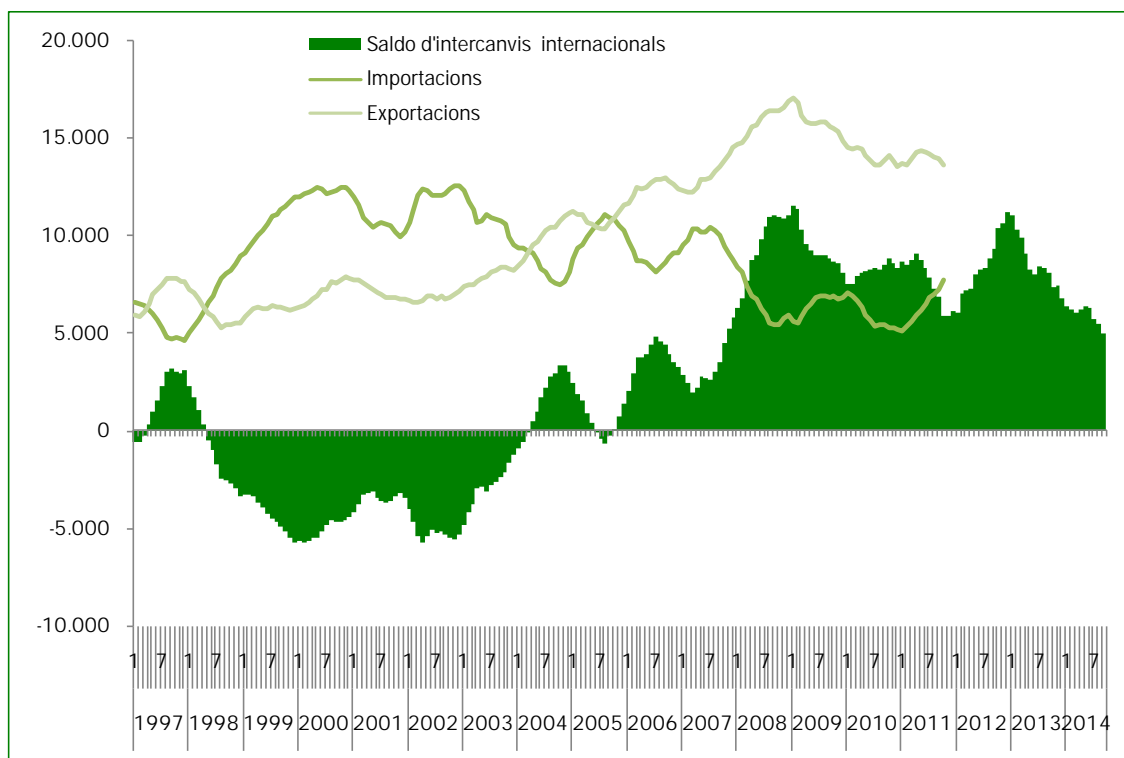
En el conjunt d'Espanya, l'any 2010 existien cinc comunitats autònomes amb dèficit en la producció d'energia elèctrica, i la resta presentaven superàvits. Aquestes són, ordenades per la relació entre energia elèctrica consumida i energia elèctrica produïda:²⁸¹ Madrid (18,8), País Basc (2,1), Cantàbria (2,0), Comunitat Valenciana (1,1) i Catalunya (1,1).²⁸² Entre les més exportadores hi havia: Extremadura (0,2), Castella La Manxa (0,5), Castella i Lleó (0,5) i Aragó (0,5).

Analitzant les importacions i exportacions d'energia elèctrica pel conjunt d'Espanya entre els anys 1997 i 2010, s'observa un increment sostingut de les exportacions d'energia, que es combina amb un descens de les importacions a partir de l'any 2000. La combinació d'aquests dos factors fa que Espanya passi d'un dèficit en la producció d'energia elèctrica (1998-2003) a un superàvit (a partir de 2004). Aquest superàvit sembla accentuar-se a partir del 2008, any d'inici de la recessió. És a dir, la capacitat instal·lada és suficient per donar cobertura a la demanda d'energia elèctrica, i part de l'electricitat produïda s'acaba exportant.

²⁸¹ Energia consumida, dividida per l'energia produïda (producció bruta en règim ordinari més aportacions de la producció en règim especial). Les que presenten dèficits són les que tenen valors superiors a la unitat.

²⁸² És a dir, es tracta de les comunitats autònomes més industrialitzades. En el cas de Madrid, la producció d'energia elèctrica és pràcticament nul·la, el que explica uns valors tan elevats.

GRÀFIC 62. Importacions, exportacions i saldo d'intercanvis internacionals d'energia elèctrica⁽¹⁾. Espanya 1997-2014



Unitats: GWh.

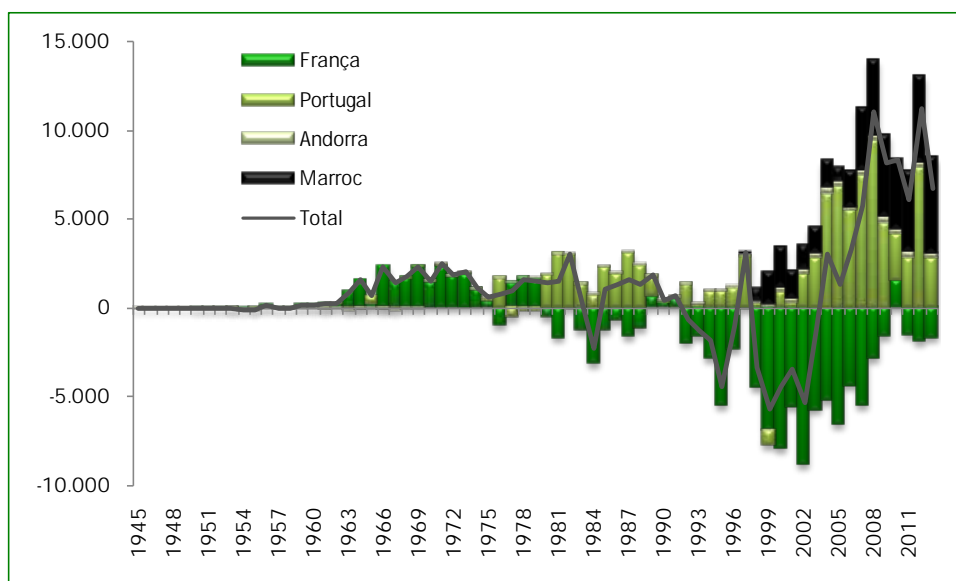
(1) Dades acumulades a 12 mesos. A partir de l'any 2012 només es disposa del saldo.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'REE.

La suma d'importacions i exportacions d'energia d'Espanya han augmentat més d'un 50,0% entre els anys 1997 i 2010, el que, juntament amb el procés de liberalització del sector i la integració europea, que ha aprofundit en el mercat únic de l'energia, i en millorar la garantia de subministrament, ha portat a la necessitat de construir línies d'alta tensió per al transport internacional de l'energia, que operin en les dues direccions.

Bona part d'aquesta evolució s'explica per un descens de les importacions d'energia d'origen francès, i un augment de les exportacions realitzades, primer a Portugal, i posteriorment al Marroc.

GRÀFIC 63. Saldo d'intercanvis internacionals d'energia elèctrica, per països⁽¹⁾. Espanya 1997-2013

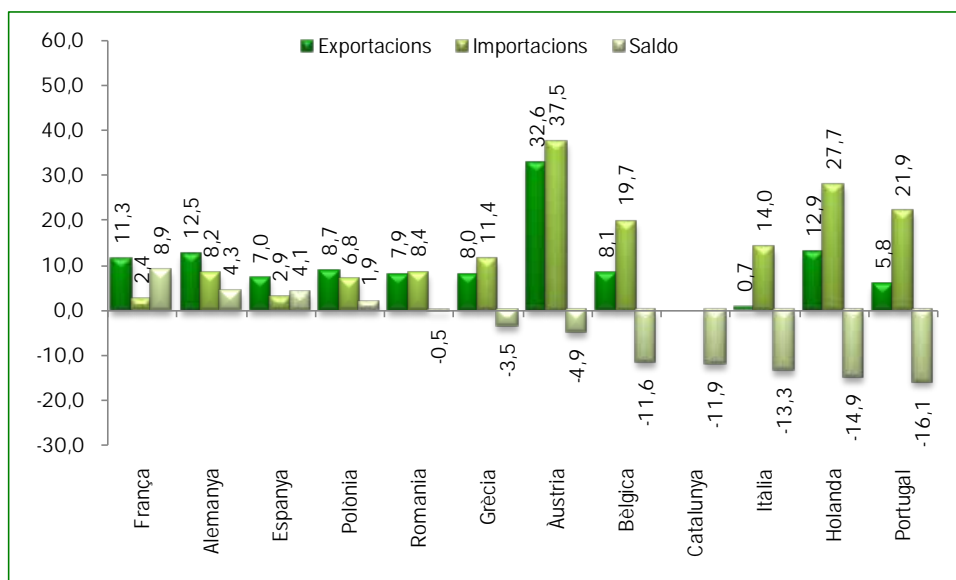


Unitats: GWh.

(1) Els valors positius representen exportacions netes (saldo positiu), mentre que els negatius representen importacions netes (saldo negatiu).
 Font: elaboració pròpia a partir de dades d'UNESA.

En l'àmbit internacional, s'aprecia com el pes del saldo d'intercanvis internacionals sobre el consum de Catalunya és similar al de Bèlgica. Destaquen els saldos exportadors de França, Alemanya i Espanya, i el saldo importador d'Itàlia. Així mateix, destaca el fet que, de tots els països analitzats, Espanya és el país on el conjunt d'intercanvis (exportacions més importacions) menys pesa sobre el consum (9,9%), mostra de l'aïllament elèctric del país.²⁸³

GRÀFIC 64. Pes dels intercanvis internacionals d'energia elèctrica sobre el consum d'energia elèctrica. Europa, 2012



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

²⁸³ Hi pot haver un efecte grandària del país i un altre de localització, sent major la suma d'importacions i exportacions en aquells països més petits i ubicats al centre del sistema. El primer fenomen podria ser un argument per Catalunya, de la que no es disposen dades, però no en el cas d'Espanya, mentre que el segon sí que seria aplicable tant a Catalunya com a Espanya. Així, països més grans que Espanya, tenen sumes superiors, com és el cas de França (13,7%), Itàlia (14,7%, important-ne la pràctica totalitat, i sent el país més fàcilment comparable per grandària i localització) o Alemanya (20,6%).

5.3.2. ESTOC D'INFRAESTRUCTURES ELÈCTRIQUES A CATALUNYA

Les infraestructures del sistema elèctric es poden dividir en unitats generadores i xarxa elèctrica, ja sigui de transport o de distribució. A continuació es presenta una breu síntesi de l'estoc disponible a Catalunya, dividint-lo per tipus d'infraestructures.

5.3.2.1. GENERACIÓ

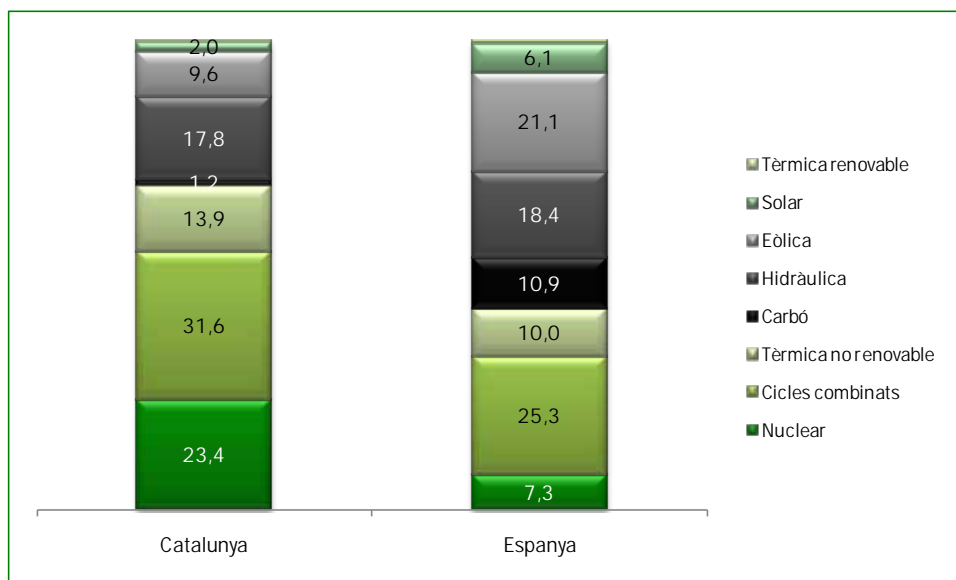
Per tal d'analitzar la capacitat de generació elèctrica a Catalunya s'ha dividit aquest apartat en tres subapartats. En primer lloc, s'estudia la potència instal·lada a Catalunya. Després s'analitza la producció derivada d'aquesta potència instal·lada, i finalment, es realitza una breu anàlisi del rendiment d'aquestes infraestructures de generació elèctrica.

Potència instal·lada

Segons dades d'REE, la potència instal·lada a Catalunya l'any 2012 era de 13.410MW. La major part de la potència corresponia a centrals de cicle combinat (31,6%), energia nuclear (23,4%) i energia hidràulica (17,8%),²⁸⁴ seguida per l'energia tèrmica no renovable (13,9%),²⁸⁵ i amb una presència testimonial del carbó (1,2%). La potència instal·lada en energia eòlica tenia un pes relativament important (9,6%), mentre que la potència en energia solar era escassa (2,0%).²⁸⁶ Finalment, les altres renovables tenien un pes molt reduït (0,5%) del total de potència instal·lada.²⁸⁷ En conjunt, el total de les energies renovables sumaven el 29,9% de la potència instal·lada a Catalunya.

Comparant la potència instal·lada a Catalunya amb la instal·lada al conjunt d'Espanya (107.616MW²⁸⁸), destaca el pes important de les centrals de cicle combinat a ambdós territoris, així com la tèrmica no renovable (superior a Catalunya en ambdós casos). Catalunya destaca en potència instal·lada en energia nuclear respecte a Espanya, que ho compensa amb una major potència instal·lada en carbó i energia eòlica. En eòlica, el pes de la potència instal·lada a Espanya duplica el pes d'aquesta a Catalunya. Destaca, així mateix, el major pes de la potència instal·lada en energia solar a Espanya, que gairebé triplica el pes que aquesta té a Catalunya.

GRÀFIC 65. Potència instal·lada, segons font d'energia. Catalunya i Espanya 2012



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

²⁸⁴ El 15,7% correspon a hidràulica en règim ordinari, i el 2,1% a hidràulica en règim especial.

²⁸⁵ El 3,9% en plantes de fuel/gas en règim ordinari, i el 10,0% en plantes de fuel/gas (cogeneració) i residus sòlids urbans en règim especial.

²⁸⁶ D'aquesta, un 1,8% en solar fotovoltaica i un 0,2% en solar termoelectrica.

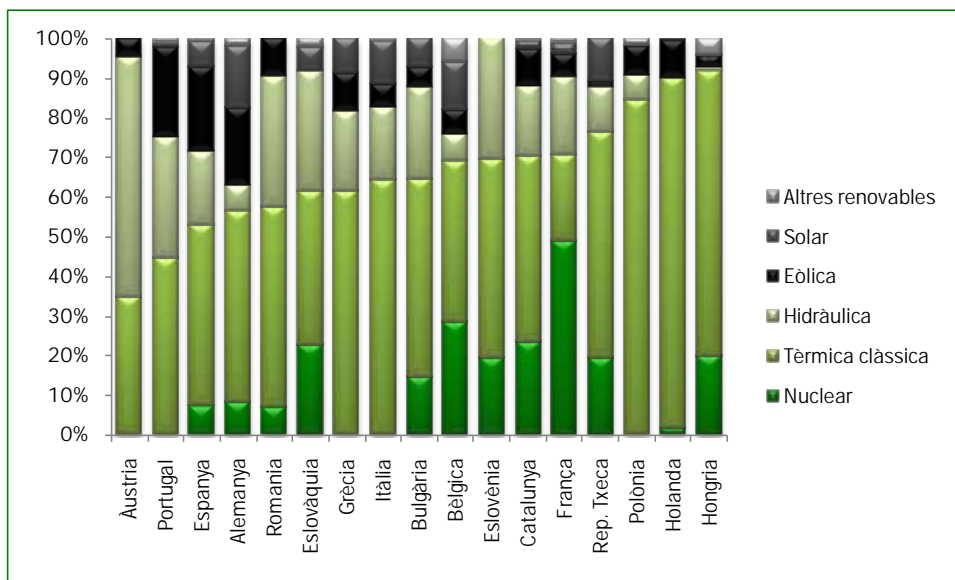
²⁸⁷ Bàsicament biomassa i biogàs.

²⁸⁸ Catalunya disposa, doncs, del 12,5% de la potència instal·lada a Espanya l'any 2012.

No és estrany, doncs, que el pes de les energies renovables en potència instal·lada sigui molt superior a Espanya (46,5%) que a Catalunya (29,9%).

En qualsevol cas, Espanya destaca per l'elevat pes de les energies renovables al mix elèctric, sent el segon país a Europa en percentatge de potència instal·lada, només superada per Àustria i Portugal, i per davant d'Alemanya. Si Catalunya es compara amb el mix de països analitzats pel que fa a potència instal·lada en energies renovables, se situaria just per davant de França, a la part baixa de la classificació.

GRÀFIC 66. Potència instal·lada, segons font d'energia⁽¹⁾. Europa, 2012



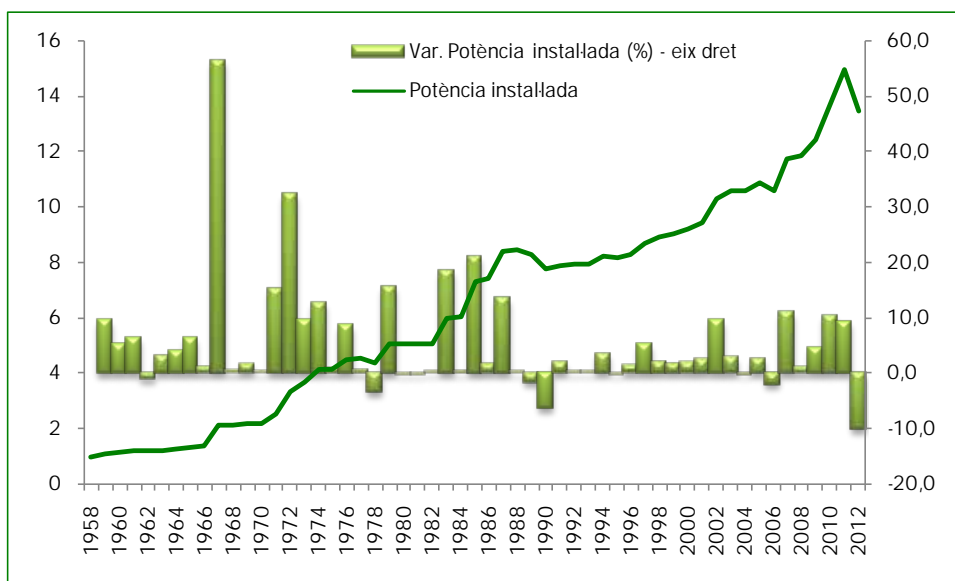
Unitats: percentatges.

(1) Inclou cicles combinats.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

Si s'observa l'evolució de la potència instal·lada a Catalunya des de 1958, s'observen alguns increments puntuals durant la dècada dels anys 70 i 80, combinats amb anys en què la potència instal·lada es manté constant, el que s'explica per la instal·lació de centrals tèrmiques de fuel i gas, així com les centrals nuclears. El creixement és limitat durant la dècada dels 90, per tornar a créixer amb força amb l'entrada del nou mil·lenni.

GRÀFIC 67. Potència instal·lada. Catalunya, 1958-2012

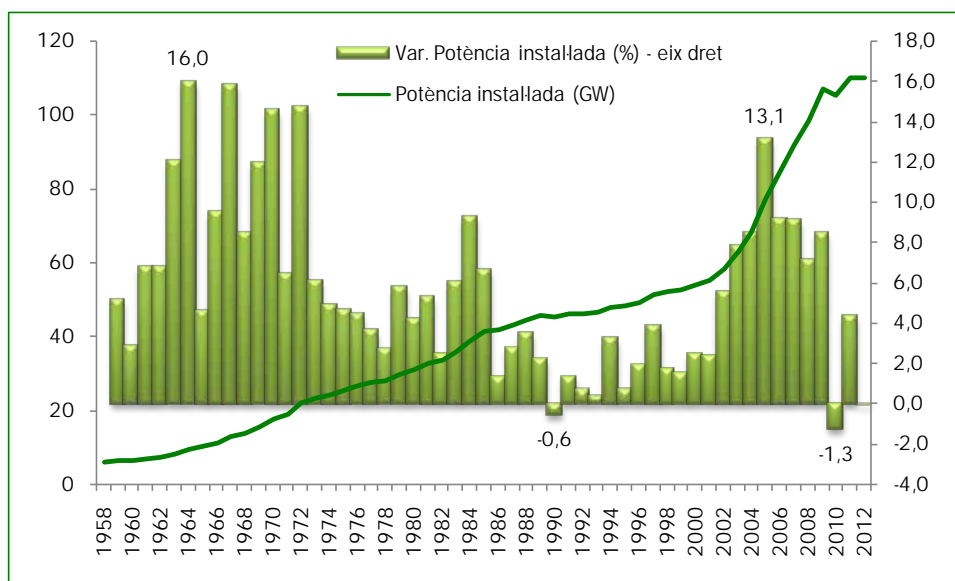


Unitats: GW i percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Per obtenir una imatge més nítida de l'evolució de la potència instal·lada es pot estudiar l'augment de capacitat de generació experimentat a Espanya.²⁸⁹ Amb dades del Ministeri, s'observa que aquesta ha viscut una forta expansió durant la darrera dècada (entre l'any 1999 i l'any 2012 la potència instal·lada ha augmentat el 108,2%. És a dir, s'ha doblat en poc més de 10 anys), motivada principalment per la construcció de generadors basats en energia eòlica i centrals tèrmiques de cycle combinat. Com s'observa al gràfic, és una expansió sense precedents a Espanya. Ni tan sols és comparable a la dècada dels anys 60 i principis dels anys 70, quan la potència instal·lada a Espanya era molt baixa (infraestructures poc madures), amb la implantació de l'energia hidràulica i tèrmica. Tampoc durant la inversió en energia nuclear l'augment havia estat tant elevat, especialment si es té en compte la maduresa de les infraestructures energètiques. Aquest increment s'explicaria per la previsió de tancament de les centrals nuclears, a les que finalment es va allargar la vida útil, unit a la necessitat d'instal·lar capacitat de recolzament per a les energies renovables no adaptables. Així mateix, el fort creixement de la demanda anterior a la crisi, hauria incentivat aquesta forta inversió en capacitat.

GRÀFIC 68. Potència instal·lada. Espanya, 1958-2012



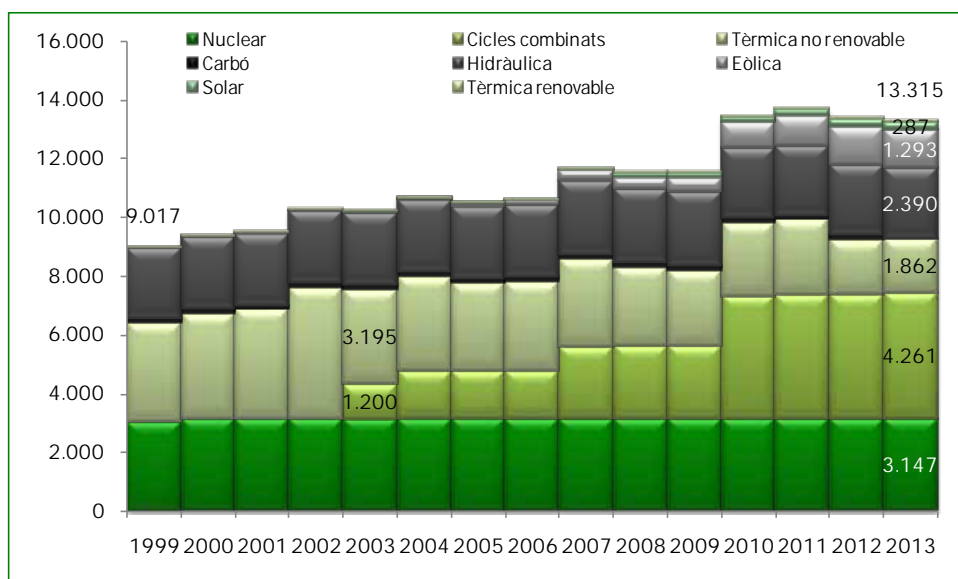
Unitats: GW i percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Pel que fa a l'evolució de la potència instal·lada a Catalunya els darrers anys, el fet més destacable és l'increment de la potència instal·lada en centrals de cycle combinat, amb un augment molt destacat l'any 2010. Així la potència en centrals de cycle combinat supera la potència instal·lada en centrals nuclears, que roman constant durant el període, tal com passa amb les centrals hidràuliques i les centrals que utilitzen el carbó. Només les centrals de tèrmica no renovable (centrals de fuel/gas) decreixen de forma notòria durant el període, i compensen l'increment en centrals de cycle combinat. És molt destacada també l'evolució de l'energia eòlica, amb un increment molt important entre 2006 i 2013. Destaca, així mateix, l'increment de l'energia solar en potència instal·lada entre 2007 i 2013.

²⁸⁹ En ampliar el territori analitzat, l'increment no està tan supeditat a instal·lacions puntuals de centrals, com succeeix en el cas de Catalunya. Per altra banda, Catalunya presenta un major pes de les grans centrals, mentre que a Espanya, la proporció de centrals amb molta potència i les de menor potència es troba més equilibrada.

GRÀFIC 69. Potència instal·lada, segons font d'energia⁽¹⁾. Catalunya, 1999-2013



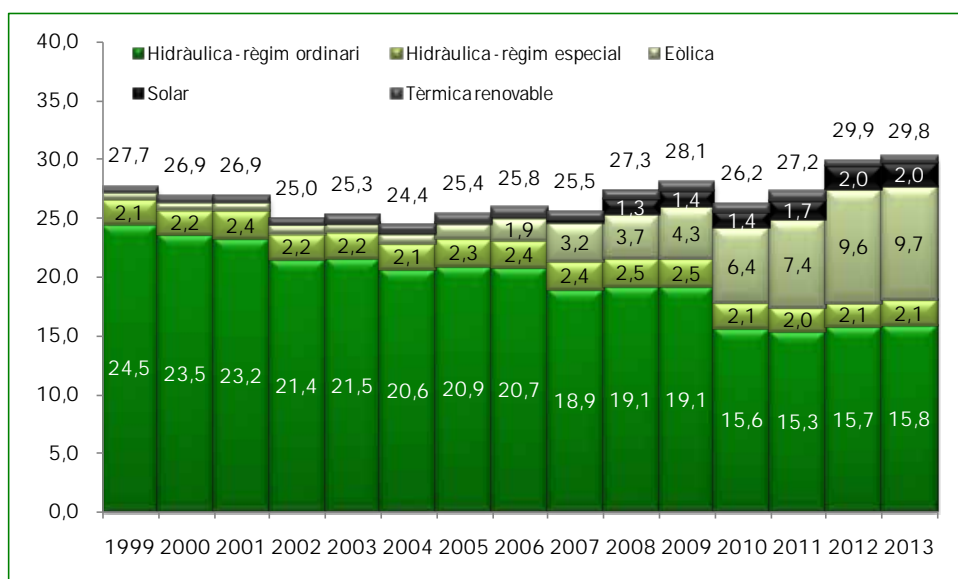
Unitats: MW.

(1) Fins a l'any 2002, la categoria tèrmica no renovable inclou els cicles combinats.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

Malgrat l'increment en potència instal·lada en energies renovables, el pes d'aquestes sobre el total de potència instal·lada no ha variat excessivament durant l'última dècada, fruit del fort increment en potència instal·lada en centrals de cycle combinat observat anteriorment.

GRÀFIC 70. Pes de les energies renovables sobre la potència instal·lada. Catalunya, 1999-2013



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

Per províncies, s'observa la importància de la província de Tarragona en la producció d'energia elèctrica, amb una potència instal·lada equivalent al 52,3% del total existent a Catalunya l'any 2009. Aquest gran pes de la província de Tarragona s'explica per la concentració a la província del total de la producció d'energia nuclear, així com una forta presència de la capacitat instal·lada en cycle combinat. Tarragona, és, també, la província amb una major capacitat instal·lada en energia eòlica. Contrasta, en canvi, el baix pes que té la província de Girona en la producció d'electricitat, amb només un 2,2% de la potència instal·lada a Catalunya.

TAULA 22. Potència instal·lada, segons tipus de central de producció i província. Catalunya, 2009

Valor	Hidràulica	Eòlica	Solar	Tèrmica	Cicle Combinat	Nuclear	Altres	Total
Barcelona	122	257	53	1.369	1.375	0	6	3.182
Girona	157	1	19	2	87	0	3	268
Lleida	1.907	268	75	0	215	0	4	2.469
Tarragona	334	439	30	13	2.520	3.147	9	6.491
Catalunya	2.520	965	177	1.384	4.196	3.147	22	12.410

Pes (%)	Hidràulica	Eòlica	Solar	Tèrmica	Cicle Combinat	Nuclear	Altres	Total
Barcelona	1,0	2,1	0,4	11,0	11,1	0,0	0,1	25,6
Girona	1,3	0,0	0,2	0,0	0,7	0,0	0,0	2,2
Lleida	15,4	2,2	0,6	0,0	1,7	0,0	0,0	19,9
Tarragona	2,7	3,5	0,2	0,1	20,3	25,4	0,1	52,3
Catalunya	20,3	7,8	1,4	11,1	33,8	25,4	0,2	100,0

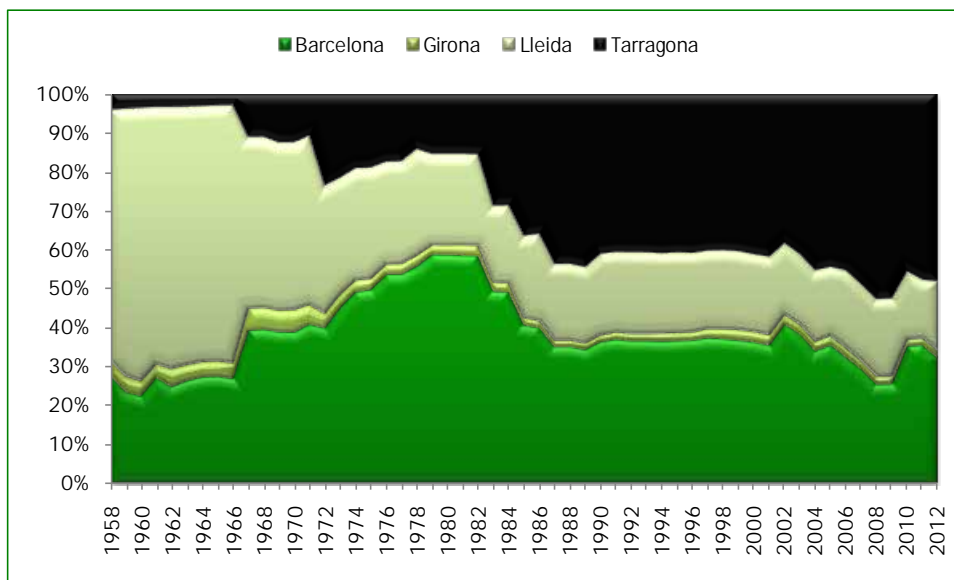
Unitats: MW i percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Altres fets destacables que s'observen de la taula anterior són la concentració de la potència instal·lada en hidràulica a la província de Lleida (15,4%), o la forta presència de la tèrmica i centrals de cicle combinat a la província de Barcelona.

Com s'aprecia al gràfic, Lleida concentrava el gruix de potència instal·lada a la dècada dels 60. A mitjan la dècada dels anys seixanta la província de Barcelona comença a guanyar protagonisme, sent la província amb més potència instal·lada al principi dels anys vuitanta, en què cedeix el protagonisme a la província de Tarragona, que des de llavors concentra la part més important de la potència instal·lada a Catalunya.

GRÀFIC 71. Potència instal·lada, per províncies. Catalunya, 1958-2012



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Potència instal·lada: principals instal·lacions

A continuació s'ofereix una llista de les principals centrals de producció d'energia elèctrica, centrant l'estudi en aquelles que aporten una major potència al sistema, ordenades cronològicament.

Hidràulica

L'energia hidràulica és la tercera font d'energia primària en la producció d'energia elèctrica i en quant a capacitat instal·lada amb un 17,9% de la potència instal·lada a Catalunya l'any 2013. A continuació es detallen les principals instal·lacions ubicades a Catalunya.

Com s'observa a la taula següent,²⁹⁰ les principals centrals de producció d'energia elèctrica a partir d'energia hidràulica en règim ordinari s'ubiquen a la província de Lleida, i principalment al Pirineu lleidatà, especialment els centres amb major potència instal·lada, ubicats en alta muntanya. La majoria daten dels anys 60, i és la font d'energia primària que presenta unes centrals més antigues. És a dir, és la que té unes instal·lacions amb un grau d'amortització més elevat. En aquest sentit, doncs, destaca el repte afegit que presenta per a aquestes centrals el canvi de model hidràulic que considera la reserva dels cabals de manteniment per sobre de qualsevol altre ús, així com el canvi en el règim pluviomètric experimentat a Catalunya durant les darreres dècades.

TAULA 23. Principals centres de producció d'energia elèctrica hidràulica⁽¹⁾ en règim ordinari. Catalunya, 2009

	Nom	Any	Potència	Companyia	Pes (%)
Barcelona	Sau	1963	56	Endesa	2,4
Girona	Susqueda	1967	90	Endesa	3,8
Lleida	Canelles	1959	108	Endesa	4,6
	Camarasa	1920	59	Endesa	2,5
	Llavorsí*	1966	53	Endesa	2,2
	Montamara*	1974	92	Endesa	3,9
	Tavascan*	1971	152	Endesa	6,4
	Sallente	1985	446	Endesa	18,9
	Aiguamoix	1965	100	Endesa	4,2
	Benós	1952	52	Endesa	2,2
Tarragona	Riba-Roja	1967	263	Endesa	11,1
Catalunya	Altres		894		37,8
	Total		2.366		100

Unitats: anys, MW i percentatges.

(1) Montamara i Sallent són centrals amb sistema de bombeig.

* Llavorsí, Tavascan i Montamara formen part del mateix complex de la Vall de Cardós.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

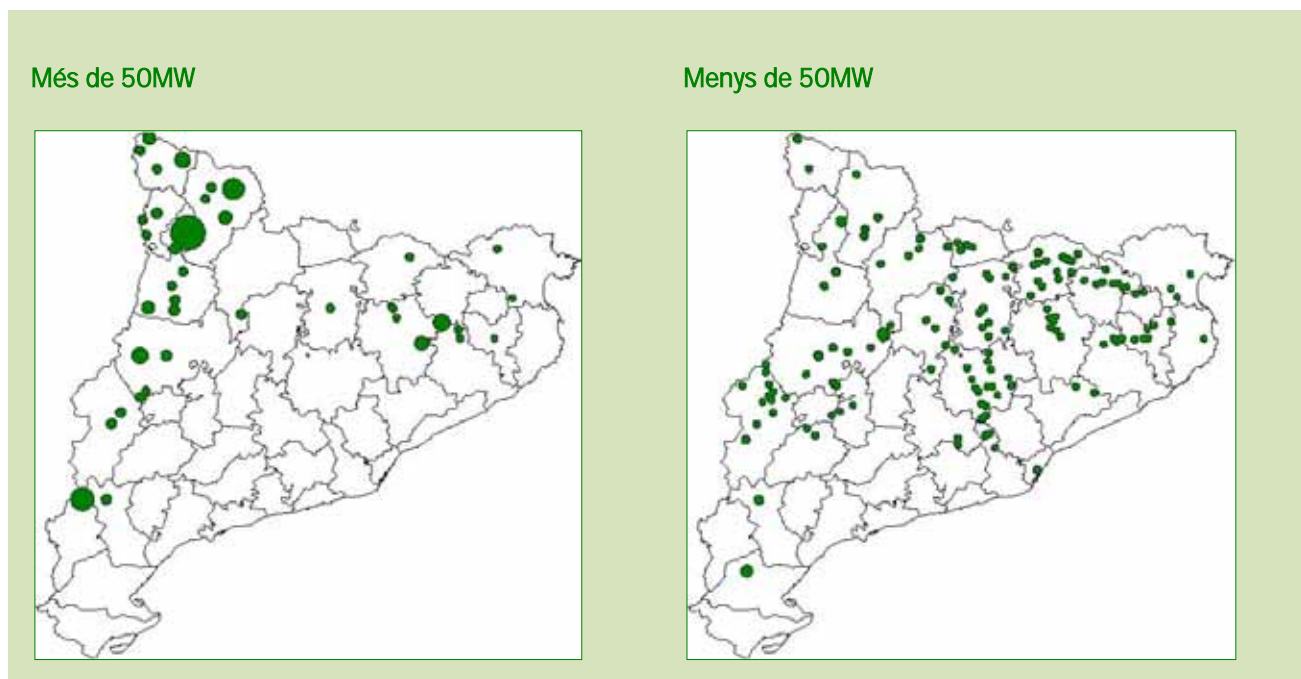
Tal i com s'apunta Corominas (2012), algunes centrals hidràuliques de la conca de l'Ebre es troben a la frontera entre Catalunya i Aragó.²⁹¹ Seria el cas de les centrals de Riba-roja (Catalunya) i Mequinensa (Aragó) a l'Ebre, Canelles (Catalunya) i Santa Anna (Aragó) o Baserca (Catalunya) i Moralets-Llauset (Aragó) al Noguera Ribagorçana, entre els més rellevants. Segons Corominas (2012) "hi ha 9 centrals hidroelèctriques amb infraestructures compartides entre Aragó i Catalunya, amb un total de 618MW de potència. D'aquesta, 234MW corresponen a centrals de bombament.

Com s'observa al gràfic, si les centrals hidràuliques de major potència s'ubiquen a la conca de l'Ebre, els centres de generació amb menor potència se situen principalment a les conques internes de Catalunya, i especialment a les províncies de Barcelona i Girona. L'any 2012 existien 284 instal·lacions de generació a partir d'energia hidràulica en règim especial, amb una potència instal·lada de 279MW.

²⁹⁰ S'inclouen només les centrals amb una potència major a 50.000 kW, i representen el 64,5% del total de la potència instal·lada en energia hidràulica a Catalunya.

²⁹¹ En la taula anterior s'ha respectat la ubicació que li atorga el Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme a cada central.

MAPA 7. Centres de producció d'energia elèctrica hidràulica, segons règim. Catalunya, 2011



Unitats: centrals.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Les centrals hidràuliques es poden classificar en centrals regulables (amb embassament) i fluents (que al no disposar de capacitat d'embassament aprofiten el cabal del riu, motiu pel qual la seva generació elèctrica varia en funció del volum d'aigua d'aquest). Entre les regulables es pot distingir entre centrals amb embassament (les més comunes) i centrals de bombeig (que conformen com a mínim 2 embassaments). Entre aquestes últimes es pot diferenciar entre bombeig pur (no reben cap aportació natural d'aigua al seu embassament superior) i les de bombeig mixt (reben aportacions naturals d'aigua al seu embassament superior).

Les centrals de bombament, permeten emmagatzemar l'energia sobrant produïda durant la nit per tornar-la a generar en les puntes de més demanda, exercint el paper de regulador del sistema.²⁹² És a dir, fruit de la distribució horària de la demanda d'energia elèctrica, es bomba aigua cap a l'embassament superior durant la nit (hores vall) consumint energia, per tornar-la a alliberar per la producció d'energia durant el dia (hores punta).²⁹³ En conjunt, i segons dades de Buil (2009), aquest és un dels sistemes més eficients d'emmagatzematge d'energia, amb una eficiència del 77,0%, i que es complementa amb la implantació dels parcs eòlics, la producció d'energia dels quals, al dependre del vent, no coincideix amb les hores de més consum.

Finalment, i pel que fa a l'estructura del mercat, destaca l'hegemonia d'Endesa en la producció d'energia elèctrica a partir d'energia hidràulica a Catalunya.

Tèrmica

Les centrals tèrmiques convencionals han deixat d'operar definitivament fa relativament poc. La pràctica totalitat d'instal·lacions d'energia tèrmica s'ubicaven a la província de Barcelona, i dataven dels anys setanta. Eren, doncs, després de les centrals hidràuliques, les segones instal·lacions amb més antiguitat a Catalunya.

²⁹² Per a una anàlisi detallada de l'ús de les centrals hidroelèctriques com a reguladores del sistema, vegeu Buil (2009): "El binomi aigua i energia".

²⁹³ Com s'observa al gràfic, aquest consum suposa aproximadament un 1,0% de la producció bruta d'energia.

TAULA 24. Principals centres de producció d'energia elèctrica tèrmica⁽¹⁾. Catalunya, 2009

	Nom	Any	Potència	Companyia	Pes (%)
Barcelona	Sant Adrià	1973	658	Endesa	47,6
	Foix	1979	520	Endesa	37,6
	Cercs	1971	160	Eon	11,6
Catalunya			1.383		100,0

Unitats: anys, MW i percentatges.

(1) Les centrals de Sant Adrià i Foix utilitzen fuel/gas, mentre que la de Cercs utilitza el carbó com a energia primària.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Endesa, és qui concentrava la major part dels actius en aquesta energia, amb les centrals de Sant Adrià i de Cubelles, que conjuntament representaven el 85,2% de la potència instal·lada en energia tèrmica convencional.

La planta de Cercs (carbó) va deixar d'operar l'any 2011, la planta de Sant Adrià del Besòs s'ha reconvertit en plantes de cycle combinat, mentre que la planta Cubelles està en procés de fer-ho. La revisió del Pla de l'energia 2015 preveia la reducció en l'ús d'aquestes centrals, molt contaminants en termes d'emissions de CO₂.

Nuclear

L'energia nuclear, cronològicament, se situa per darrere de l'energia tèrmica, amb el total de centrals nuclears catalanes construïdes els anys vuitanta,²⁹⁴ totes a la província de Tarragona.

TAULA 25. Principals centres de producció d'energia elèctrica nuclear⁽¹⁾. Catalunya, 2009

	Nom	Any	Potència	Companyia	Pes (%)
Tarragona	Ascó I	1983	1.032	Endesa	32,8
	Ascó II	1985	1.027	Endesa	32,6
	Vandellòs II	1987	1.087	C.N.Vandellòs II - AIE	34,5
Catalunya			3.146		100,0

Unitats: anys, MW i percentatges.

(1) La central de Vandellòs II és propietat d'Endesa (72,0%) i Iberdrola (28,0%). El reactor d'Ascó II està participat en un 85,0% per Endesa i un 15,0% per Iberdrola, mentre que el reactor d'Ascó I és propietat exclusiva d'Endesa.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Destaca l'elevat pes que té l'energia nuclear a Catalunya, amb 3 de les 8 centrals nuclears²⁹⁵ en funcionament a Espanya ubicades en territori català.²⁹⁶

Cicle Combinat

El relleu a les centrals tèrmiques ha vingut de les centrals de cycle combinat. A continuació es detallen les més importants, que representen el 64,9% de la capacitat instal·lada a Catalunya l'any 2009. Com s'observa a la taula, la majoria es concentren a Tarragona i Barcelona, i totes daten d'aquest segle. És a dir, es tracta juntament amb els parcs eòlics, de les centrals energètiques més noves.

TAULA 26. Principals centres de producció d'energia elèctrica amb cycle combinat. Catalunya, 2009

	Nom	Any	Potència	Companyia	Pes (%)
Barcelona	Besòs Cogeneració	2002	419	Endesa	10
	Sant Adrià	2002	401	Gas Natural	9,6
Tarragona	Tarragona	2003	400	Endesa	9,5
	Tarragona-CC	2008	468	Eon	11,2
	Tarragona Power	2004	424	Iberdrola	10,1
	Plana del vent II	2007	400	Gas Natural	9,5

²⁹⁴ La central de Vandellòs I, en desús des de 1989, fruit d'un incident de nivell 3 (incident important), es va construir l'any 1972. L'any 2028 està previst el desmantellament del seu reactor.

²⁹⁵ Les ubicades fora de Catalunya són Garoña (Burgos), Almaraz I i II (Càceres), Cofrentes (València) i Trillo (Guadalajara).

²⁹⁶ Durant la redacció d'aquest informe, s'ha procedit al tancament de la central nuclear de Garoña per part d'Endesa i Iberdrola, si bé està prevista la seva reobertura.

	Plana del vent II	2007	400	Gas Natural	9,5
Catalunya			4.196		100

Unitats: anys, MW i percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Com s'ha observat anteriorment, la capacitat instal·lada en centrals de cycle combinat ha augmentat considerablement des de l'any 2009, motiu pel qual les dades utilitzades descuiden algunes noves centrals. Segons REE, existirien fins a 3 centrals al Besòs (Besòs 3, 4 i 5), amb una potència de 412MW, 407MW i 873MW, respectivament. En les dades d'REE, en canvi, només hi apareixen dues centrals de cycle combinat a Tarragona, de 400MW i 424MW, respectivament, a diferència de les 3 que computa el Ministeri. Finalment, existirien dues noves centrals al Port de Barcelona, amb 413MW i 435MW de potència, respectivament.

En l'àmbit empresarial la construcció d'aquest tipus de centrals ha facilitat la irrupció de Gas Natural-Fenosa dins del sector elèctric en la fase de producció, amb la instal·lació de tres centrals en territori català.

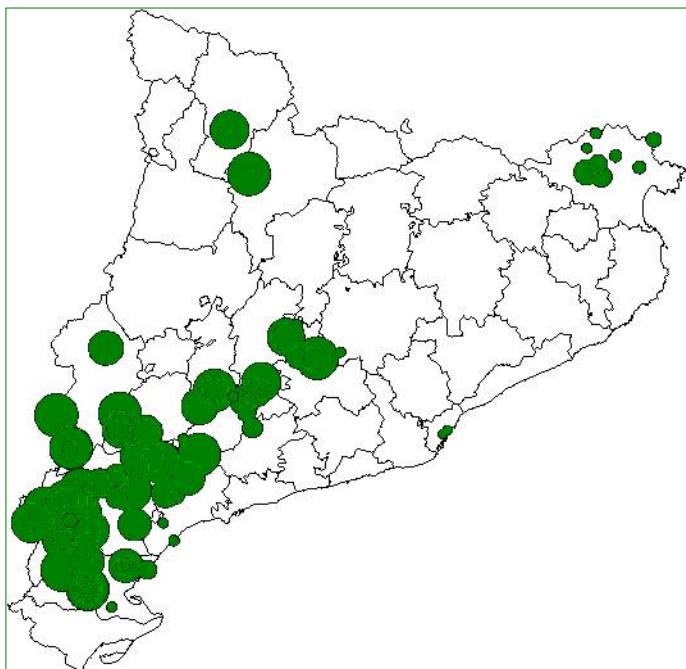
Eòlica

La inversió en energia eòlica ha estat un dels trets més destacats en l'economia espanyola durant la darrera dècada, fins al punt que la capacitat instal·lada a Espanya l'any 2010 representava el 10,2% de l'energia eòlica instal·lada al món, sent només superada per la Xina (22,4%), els Estats Units (20,2%) i Alemanya (13,7%).

Malgrat la forta implantació de l'energia eòlica a Espanya, a Catalunya aquest procés ha estat més lent, fins al punt que l'any 2012, la potència instal·lada a Catalunya (1.236MW), representava només el 5,5% de la potència instal·lada al conjunt de l'Estat espanyol, un pes, sens dubte, molt inferior al que li correspondria a Catalunya per població o pes econòmic, en part per problemes regulatoris específics de Catalunya.

L'any 2012, existien 51 parcs eòlics repartits pel territori català. Les principals centrals de producció d'energia eòlica, s'ubiquen, com s'ha observat anteriorment, a la província de Tarragona, i en menor mesura, de Lleida i Barcelona, i la majoria han estat construïdes a partir de l'any 2005. Es tracta doncs, d'un capital en infraestructures recent.

MAPA 8. Parcs eòlics, segons potència. Catalunya, 2011



Unitats: unitats.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

La crisi econòmica, i conseqüent descens en el consum d'energia elèctrica, unit a la reducció de les subvencions a les energies renovables, dificulta la construcció de nous parcs eòlics.²⁹⁷

Altres fonts d'energia

Entre les altres fonts de generació, totes elles sota règim especial, destaca la cogeneració, molt present a Catalunya com a conseqüència del seu elevat pes industrial,²⁹⁸ si bé la potència instal·lada és la mateixa que l'any 2002, com s'observa a la taula, mostra de la maduresa d'aquestes instal·lacions. La major part d'aquestes instal·lacions utilitzaven gas natural (164, amb una potència instal·lada de 1.085MW, per 74MW de fuel-oil i 13MW de gasoil).

Aquesta estabilitat s'aprecia també en les instal·lacions de residus i tractament de residus, amb un nivell de potència similar al que tenien l'any 2002. Val a dir que en tractament de residus, els 104MW de potència instal·lada utilitzaven el gas natural com a combustible, mentre que als residus, 47MW utilitzaven residus sòlids urbans i 10MW residus sòlids industrials.

Tant en cogeneració com en residus, la potència mitjana de les instal·lacions era de poc més de 6MW, mentre que entre les de tractament de residus, l'any 2012 era d'uns 15MW.

TAULA 27. Potència instal·lada i nombre d'instal·lacions. Catalunya, 2012

	2002		2012	
	Potència instal·lada (MW)	Nombre instal·lacions	Potència instal·lada (MW)	Nombre instal·lacions
Cogeneració	1.172	163	1.172	182
Residus	49	8	57	9
Tractament de residus	116	11	104	7
Solar fotovoltaica	1	78	246	3.409
Solar termoelectrica			23	1
Biomassa	24	5	57	37

Unitats: MW i nombre d'instal·lacions.
Font: elaboració pròpia a partir de CNE.

On s'observen increments significatius és entre les instal·lacions que utilitzen energia solar i biomassa. Així, destaquen els 246MW de potència instal·lada en solar fotovoltaica, repartits en més de 3.400 instal·lacions (0,1MW per instal·lació), que contrasten amb les 78 instal·lacions de 2002. Així mateix, l'any 2012 s'installa la primera planta d'energia solar termoelectrica, amb 23MW de potència.

Pel que fa a la biomassa, en els darrers 10 anys es dobla la potència instal·lada, si bé la mida de les instal·lacions es redueix (de 5,3MW per planta es passa a 1,5MW per planta). La biomassa es compon de diferents tecnologies, sent-ne la principal font el biogàs derivat de diferents residus (52MW), destacant especialment els procedents de residus agrícoles i ramaders (15MW) i dels residus sòlids urbans (16MW).

Producció d'energia elèctrica

Segons dades d'REE, la producció d'energia elèctrica a Catalunya l'any 2012 era de 45.500GWh. Com s'observa al gràfic, una part important d'aquesta energia elèctrica s'obtenia de l'energia nuclear (52,9%), i en menor mesura de centrals de cycle combinat (18,3%) i tèrmica no renovable (13,6%).²⁹⁹ Les centrals que utilitzen carbó no van produir energia elèctrica durant l'any 2012. D'entre les tecnologies renovables, per altra banda, destaca l'aportació de l'energia hidràulica (8,0%)³⁰⁰ i eòlica (5,8%), mentre que l'aportació de l'energia solar fou del 0,9% del total de l'energia generada.³⁰¹

²⁹⁷ En aquest sentit, i al competir amb altres fonts d'energia, l'encariment progressiu dels carburants, i del gas en concret, farà cada cop més rendibles aquestes instal·lacions. És a dir, a curt termini potser no sigui l'energia més rendible en termes econòmics, però sí que pot ser-ho en un futur.

²⁹⁸ La potència instal·lada en cogeneració a Catalunya representa el 19,2% del conjunt de potència instal·lada en cogeneració a Espanya.

²⁹⁹ Produïda íntegrament per centrals que operen en règim especial (principalment cogeneració).

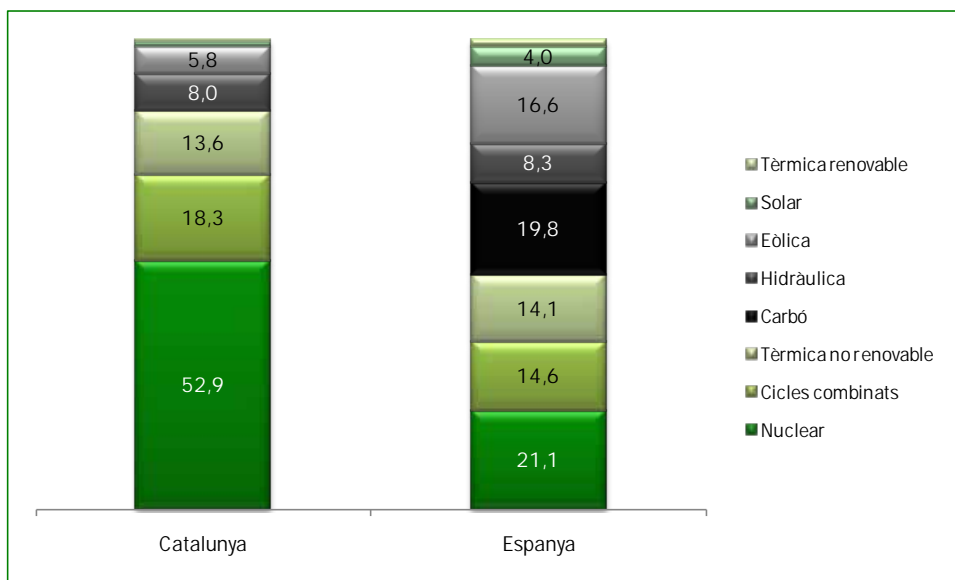
³⁰⁰ El 6,3% per centrals en règim ordinari i l'1,7% per centrals en règim especial.

³⁰¹ Pràcticament tota en forma de solar fotovoltaica.

Així doncs, el pes de les energies renovables en la generació d'energia elèctrica a Catalunya l'any 2012 era del 15,3%.

En comparació amb la generació al conjunt d'Espanya l'any 2012 (291.811GWh³⁰²), destaca el pes de l'energia nuclear a Catalunya, que més que dobla el pes de la producció a partir de fonts nuclears d'Espanya. En canvi, a Espanya una part molt important de la producció se l'emporta el carbó. Així mateix, la producció eòlica a Espanya gairebé triplica en pes a la de Catalunya, i la solar té un pes quatre vegades superior a Espanya que a Catalunya.

GRÀFIC 72. Producció elèctrica, segons font d'energia. Catalunya i Espanya, 2012



Unitats: percentatges.

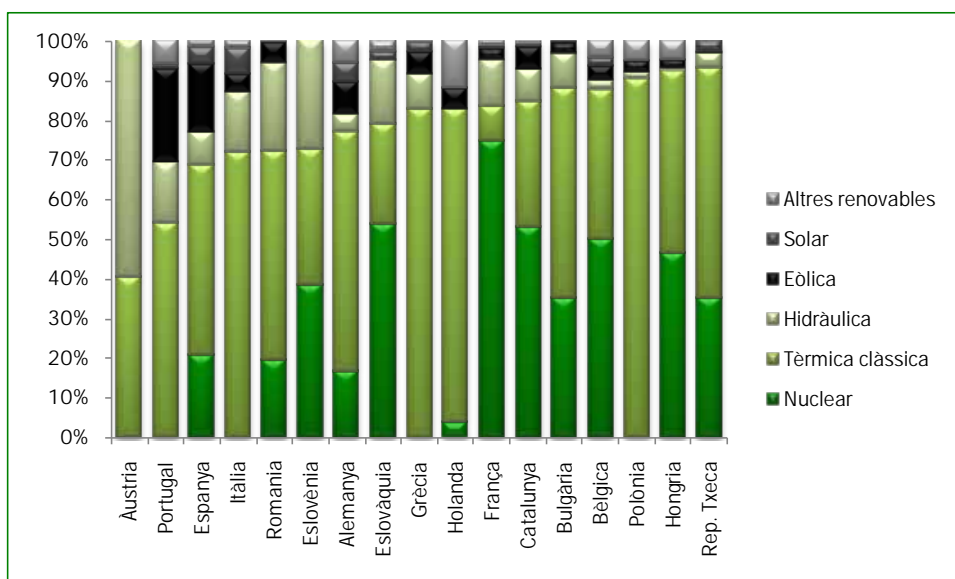
Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

En comparació a Espanya, el pes de les energies renovables en la producció d'energia elèctrica a Catalunya és limitat (30,5% a Espanya per 15,3% a Catalunya).

Tal i com passava amb la potència instal·lada, però, Espanya ocupa un dels llocs capdavanters en el pes de les energies renovables sobre la producció d'energia elèctrica, només superada per Àustria i Portugal. Catalunya, se situa just per darrere de França pel que fa al pes de les energies renovables en la generació elèctrica.

³⁰² El pes de Catalunya en la generació estatal fou del 15,6%.

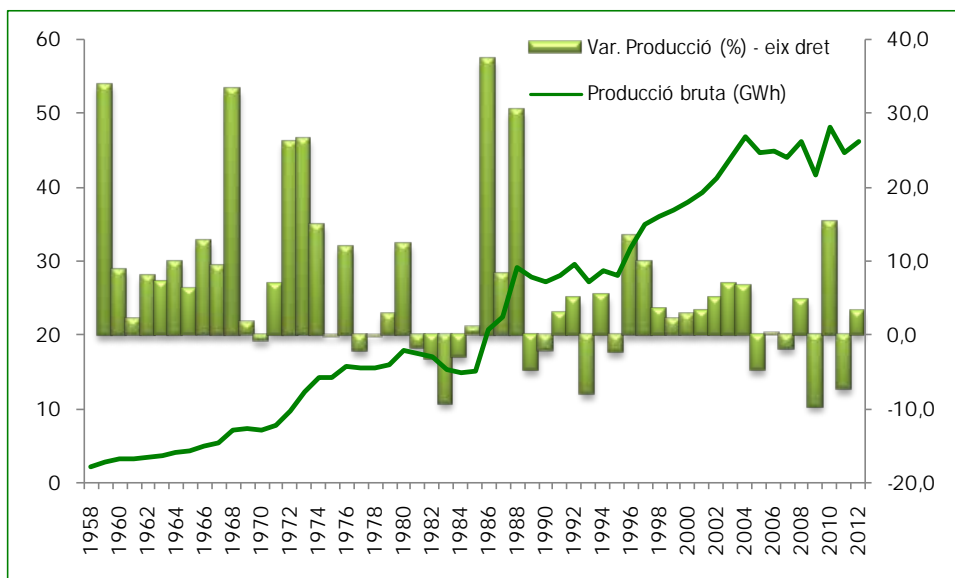
GRÀFIC 73. Producció elèctrica, segons font d'energia. Europa, 2012



Unitats: percentatges.
Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

Si s'analitza la producció d'energia elèctrica a Catalunya, s'observen algunes fases diferenciades, amb un creixement sostingut fins a finals dels anys 70, un retrocés a principis de la dècada dels 80, seguida d'un fort creixement a finals dels 80 arran de la posada en funcionament de les centrals nuclears. A principis dels anys 90 s'observa un estancament en l'energia produïda, seguit d'un creixement important entre finals dels 90 i l'any 2004. A partir de l'any 2005 la producció s'estabilitza.

GRÀFIC 74. Producció bruta. Catalunya, 1958-2012

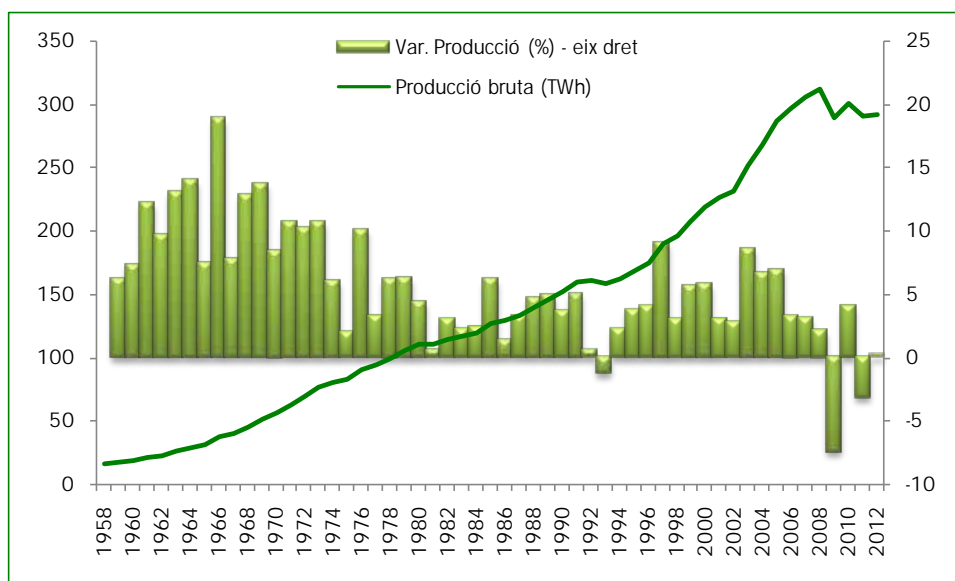


Unitats: TWh i percentatges.
Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Si s'observa l'evolució per a un àmbit territorial més gran, com Espanya, s'aprecia una major continuïtat en la producció, que malgrat tot assolix un pic l'any 2008, a partir del qual la producció es manté més o menys estable³⁰³.

³⁰³ Una part d'aquest decreixement en el consum es pot explicar per la crisi, i una altra per l'increment del preu de l'energia elèctrica, que s'analitzarà més endavant.

GRÀFIC 75. Producció bruta. Espanya, 1958-2012



Unitats: TWh i percentatges.

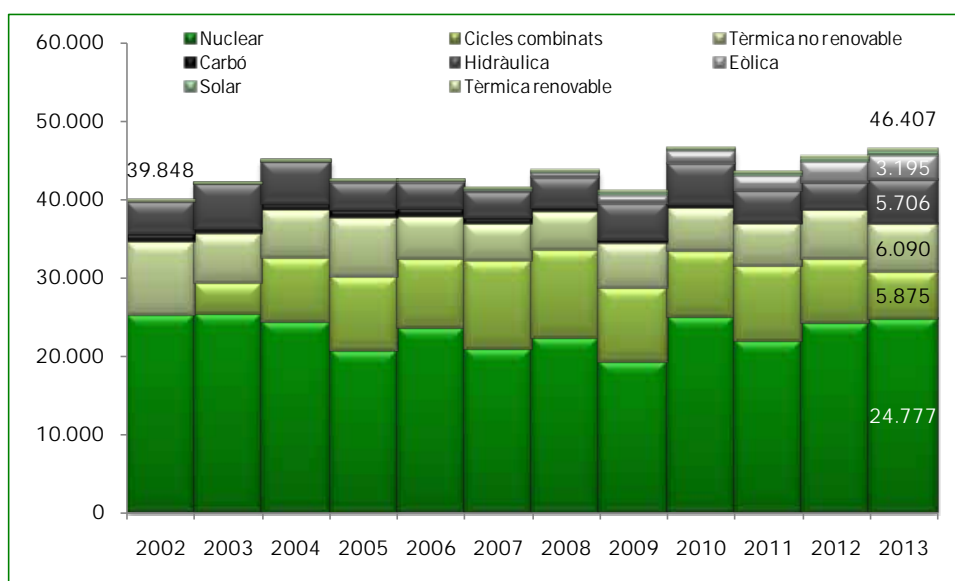
Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Analitzant l'evolució de la producció d'energia elèctrica a Catalunya per fonts d'energia, s'observa la importància de l'energia nuclear, malgrat que el pes d'aquesta s'ha anat reduint progressivament amb el pas dels anys, fruit de la no instal·lació de noves centrals i l'increment de la capacitat instal·lada d'altres fonts energètiques. Així, l'any 1999 representava un 66,3% a la generació, per un 53,4% l'any 2013.

En el gràfic, s'observa també el pes important de les centrals de cycle combinat en la generació, si bé el pes d'aquestes assoleix el seu màxim l'any 2007, amb el 27,1% de la generació, per decaure després fins al 12,7% l'any 2013, malgrat l'increment en capacitat instal·lada d'aquestes centrals observat anteriorment.

El pes de la tèrmica no renovable, es manté més o menys constant durant el període analitzat, mentre que el carbó deixa d'utilitzar-se en la generació elèctrica l'any 2010, si bé el seu pes percentual no havia estat important en el període 1999-2010, arribant a cotes màximes de producció l'any 2006 amb un 2,6%.

GRÀFIC 76. Producció elèctrica, segons font d'energia⁽¹⁾. Catalunya, 2002-2013⁽²⁾



Unitats: GWh.

(1) La categoria fuel/gas inclou centrals de cycle combinat l'any 2002.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

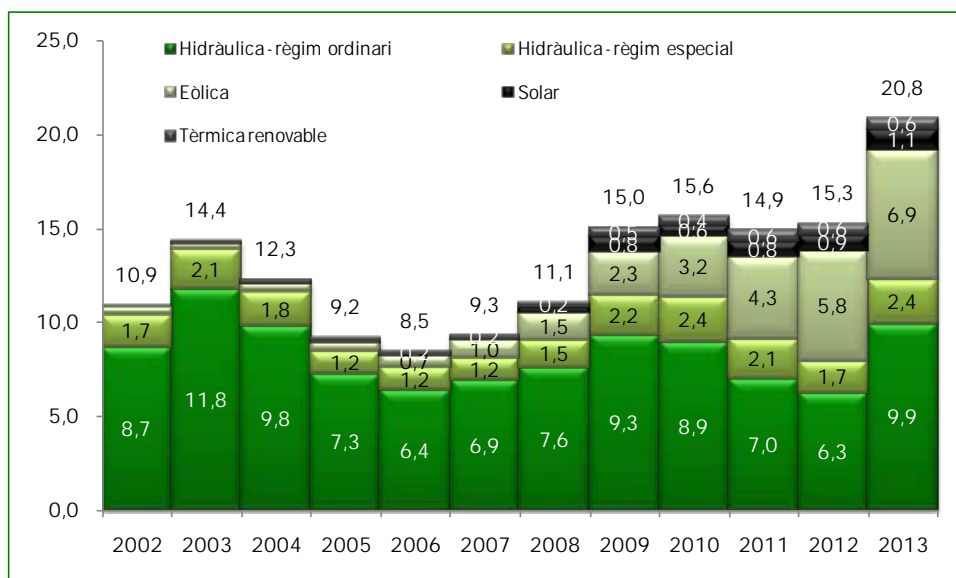
(2) No es disposa de dades desagregades per a la producció en règim especial entre 1999 i 2001, motiu pel qual no s'inclouen aquests anys al gràfic.

El pes de l'energia hidràulica l'any 2013 (12,3%) se situa per sobre del pes dels últims anys, que oscil·la al voltant del 10,2% de la generació elèctrica del sistema català entre 1999 i 2013.

El pes de l'energia eòlica s'incrementa durant els últims anys, assolint el màxim del 6,9% l'any 2013. Val a dir, que l'any 2006, el pes de l'energia eòlica sobre el total d'energia generada a Catalunya era del 0,7%, el que reflecteix l'increment en l'ús d'aquesta font energètica. Quelcom similar succeeix amb l'energia solar i la tèrmica renovable, que l'any 2008 representaven, respectivament, el 0,3% i 0,2% de la generació, i l'any 2013 representen l'1,1% i 0,6%, triplicant la seva aportació.

Separant només per renovables i no renovables, s'observa un descens del pes d'aquestes últimes entre 2003 i 2006, i un posterior increment fins al 2009 i un pes més o menys constant entre 2009 i 2012, amb un increment important l'any 2013. En bona mesura les variacions en el pes de les energies renovables s'expliquen per la major o menor aportació de l'energia hidràulica, la més important de les renovables. Destaca, però, que entre 2009 i 2012, l'energia eòlica aconsegueix suplir el descens de l'aportació hidràulica al sistema.

GRÀFIC 77. Pes de les energies renovables en la producció elèctrica⁽¹⁾. Catalunya, 1999-2013



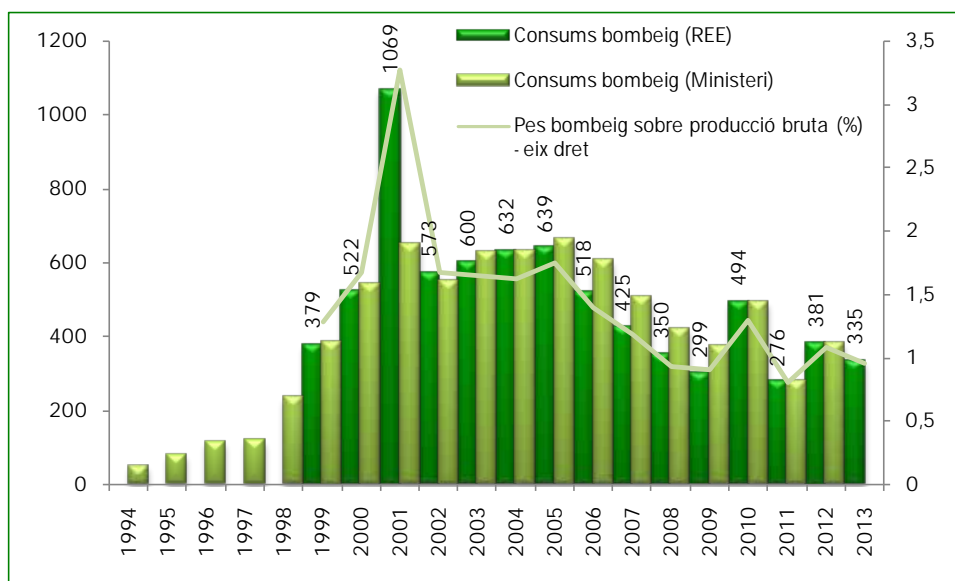
Unitats: GWh.

(1) Pes sobre la suma de producció bruta en règim ordinari i aportació de la producció en règim especial al sistema.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

Un element rellevant del mix elèctric català és, com s'ha comentat anteriorment, la capacitat de bombeig de les centrals hidràuliques reversibles. Com s'observa al gràfic, el bombeig d'aigua a Catalunya augmenta de forma considerable amb la liberalització del sector per decreixen en els darrers anys. Malgrat tot, el pes de l'energia consumida en el bombeig se situa només entre l'1,0% i el 2,0% de la producció bruta d'energia elèctrica.

GRÀFIC 78. Consum d'energia elèctrica en el bombament d'aigua. Catalunya, 1994-2013



Unitats: GWh (eix esquerra) i percentatges (eix dret).

Font: elaboració pròpia a partir d'REE i Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Pel que fa a generació elèctrica per províncies, sobresurt la província de Tarragona, amb el 67,8% de l'energia produïda a Catalunya l'any 2009, fruit de la producció d'energia nuclear, i en menor mesura d'energia provinent de centrals de cycle combinat. Girona sobresurt per l'escassa aportació a la producció elèctrica, amb només un 1,9% del total.

TAULA 28. Producció elèctrica, segons tipus de central de producció i província. Catalunya, 2009

Valor	Hidràulica	Eòlica	Solar	Tèrmica	Cicle Combinat	Nuclear	Altres	Total
Barcelona	301	172	72	802	6.806	0	7	8.159
Girona	314	0	27	8	450	0	5	803
Lleida	2.770	282	125	0	1.279	0	11	4.468
Tarragona	876	437	51	73	7.526	19.316	10	28.288
Catalunya	4.261	890	275	882	16.060	19.316	33	41.717
Pes (%)	Hidràulica	Eòlica	Solar	Tèrmica	Cicle Combinat	Nuclear	Altres	Total
Barcelona	0,7	0,4	0,2	1,9	16,3	0,0	0,0	19,6
Girona	0,8	0,0	0,1	0,0	1,1	0,0	0,0	1,9
Lleida	6,6	0,7	0,3	0,0	3,1	0,0	0,0	10,7
Tarragona	2,1	1,0	0,1	0,2	18,0	46,3	0,0	67,8
Catalunya	10,2	2,1	0,7	2,1	38,5	46,3	0,1	100,0

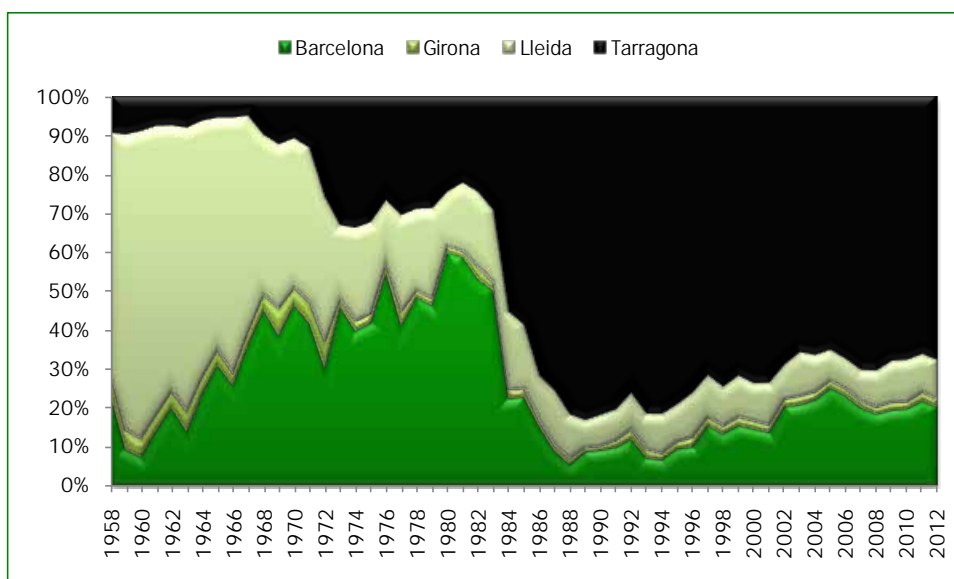
Unitats: GWh i percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Altres aspectes que destaquen en la distribució provincial són la concentració de producció d'energia elèctrica provinent de la hidràulica a Lleida, i que representa el 6,6% del total d'energia produïda a Catalunya l'any 2009, així com l'elevat pes de la producció provinent de centrals de cycle combinat a Barcelona (16,3% del total).

Si s'observa l'evolució de la generació elèctrica per províncies, s'observa un pes destacat de la província de Lleida a principis de la dècada dels 60, gracies a l'elevat pes de l'energia hidràulica, que fa que la província arribi a produir el 78,5% de l'energia generada a Catalunya l'any 1960. A mitjan els anys 60 la província de Barcelona comença a guanyar pes en detriment de Lleida, arribant al seu pes màxim l'any 1980, amb el 59,7% de la generació. Quelcom similar succeeix amb la producció a Tarragona a la dècada dels 70, però molt especialment a la dècada dels 80, on l'any 1989, la província produeix el 82,9% de l'energia generada a Catalunya, per anar perdent pes progressivament a partir de llavors en favor de Barcelona, però sense baixar del 65,0% de pes en la generació.

GRÀFIC 79. Producció elèctrica, per províncies. Catalunya, 1958-2012

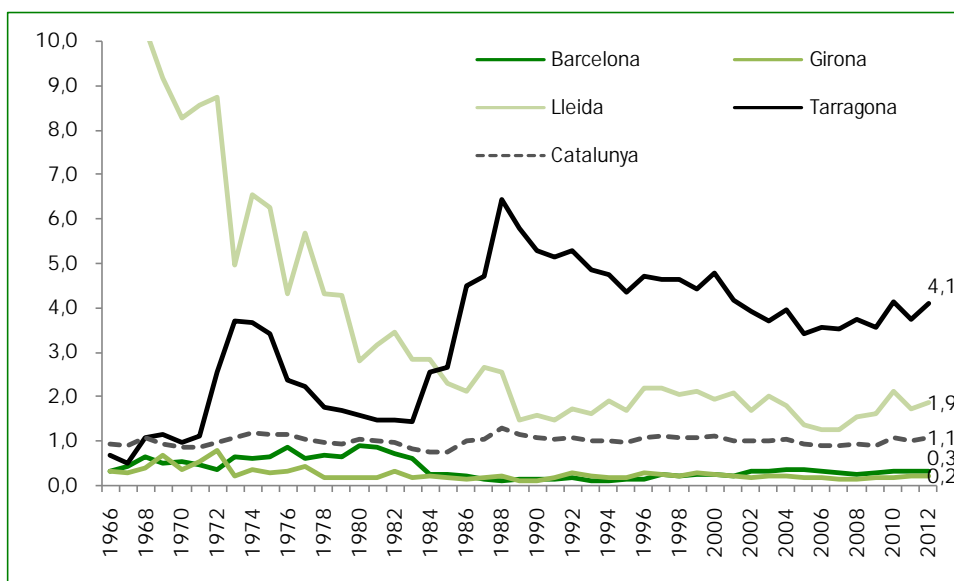


Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Si s'observa la relació entre la producció elèctrica i el consum d'electricitat, l'any 2012 s'observa una relació superior a la unitat en el cas de Tarragona (4,1) i Lleida (1,9), mentre que Barcelona (0,3) i Girona (0,2) es troben lluny de la unitat.³⁰⁴ L'evolució mostra també l'elevada desproporció entre generació i consum a la província de Lleida a l'inici del període estudiat, situant-se l'any 1966 en una relació de 15,0.

GRÀFIC 80. Relació entre producció elèctrica i consum d'electricitat, per províncies. Catalunya, 1966-2012



Unitats: relació producció/consum.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Rendiment de les infraestructures de generació elèctrica a Catalunya

Per tal de valorar en quina mesura s'utilitzen les infraestructures, s'ha dividit la producció bruta (expressada en GWh) per la potència instal·lada (expressada en MW) durant el període 2003-2008.³⁰⁵ Al dividir producció bruta

³⁰⁴ En el cas de Catalunya (1,1) es troba per sobre de la unitat, el que implicaria una major capacitat de generació que de consum, el que contradiu, en certa mesura, la informació d'REE sobre necessitat importadora d'energia elèctrica de Catalunya durant els darrers anys. En aquest informe, s'accepta com a vàlida la informació d'REE.

³⁰⁵ Durant aquest període, REE proporciona dades agregades per les diferents tecnologies de forma homogènia al llarg de la sèrie.

d'energia elèctrica (GWh) per la potència instal·lada (MW), s'aproximen els milers d'hores de funcionament a màxima potència.³⁰⁶ La mitjana per Catalunya en el període 2003-2008 és d'unes 3.940 hores, el que equival a un rendiment de les centrals del 45,0% del temps a màxima potència.

Per tecnologies, durant el període analitzat, la producció de les centrals nuclears equival a un rendiment del 83,0% del temps a màxima potència, sent l'energia que més hores està en funcionament. La segueixen els residus sòlids urbans, amb el 64,8% i el carbó amb el 57,1%. Les centrals de cycle combinat³⁰⁷ ocupen el quart lloc, amb el 54,8%, seguida del gas natural per a cogeneració, amb el 41,7%.

GRÀFIC 81. Milers d'hores en funcionament de la potència instal·lada. Catalunya, 2003-2008



Unitats: GWh/MW=milers d'hores l'any en funcionament a màxima potència.
Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

El conjunt de fonts renovables es trobarien per sota de la mitjana d'ús a Catalunya, sent la biomassa la que més hores opera a màxima potència (30,6%). La segueix l'energia hidràulica, tant en règim especial (29,0%) com en règim ordinari (18,4%). Així mateix, l'eòlica va estar operativa durant el 17,0% del temps a màxima potència i la solar fotovoltaica durant el 10,6%.³⁰⁸

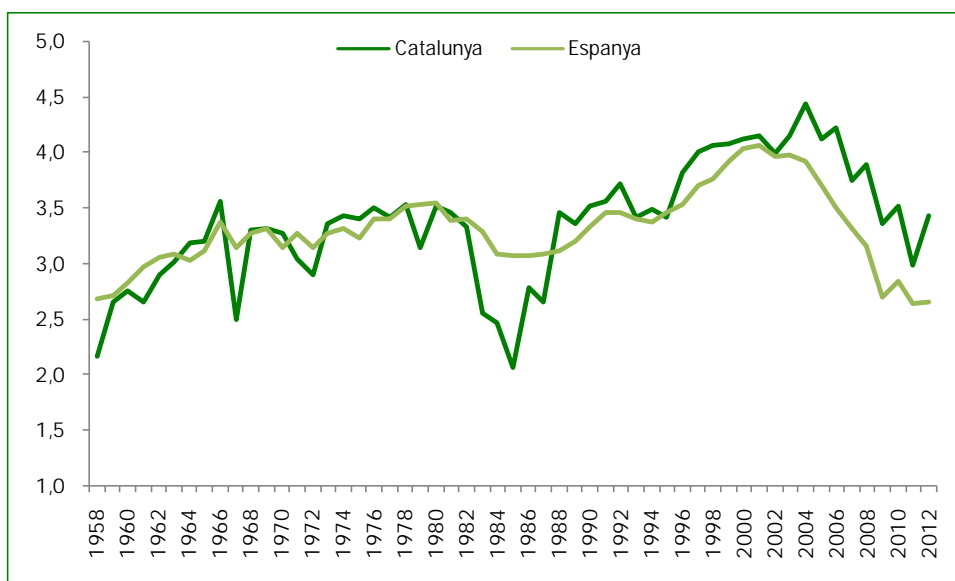
Si s'estudia l'evolució del rendiment energètic de la potència instal·lada a Catalunya i Espanya, s'aprecia una reducció significativa a mitjan els anys 80 (especialment a Catalunya) seguida d'un augment fins a l'any 2000, i una posterior reducció fins a nivells pròxims als de l'inici de la sèrie estudiada a Espanya i de principis dels 90 a Catalunya. Aquesta menor rendibilitat energètica s'explicaria en part pel menor nombre d'hores en funcionament de les centrals (fruit de l'augment de capacitat instal·lada per sobre de l'augment del consum), i en part per l'ús de tecnologies amb un menor rendiment energètic per unitat de potència instal·lada, especialment les renovables.

³⁰⁶ En un any de 365 dies, el nombre màxim d'hores en funcionament seria de 8.760 hores (uns 8,8 milers d'hores al gràfic).

³⁰⁷ Durant el període s'han instal·lat nombroses centrals de cycle combinat, motiu pel qual en alguns anys és possible que estiguin comptabilitzades instal·lacions que només hagin operat durant part de l'any, reduint el nombre d'hores en funcionament de la tecnologia. Quelcom similar pot succeir en les tecnologies més noves (eòlica, solar, biomassa, etc.).

³⁰⁸ En part, el baix nombre d'hores en funcionament s'explicaria per la naturalesa de les tecnologies, no adaptables, i que es nodreixen d'una font d'energia intermitent i variable. En el cas de la hidràulica en règim ordinari se li afegeix el component de regulador del sistema.

GRÀFIC 82. Milers d'hores en funcionament de la potència instal·lada. Catalunya i Espanya, 1959-2012

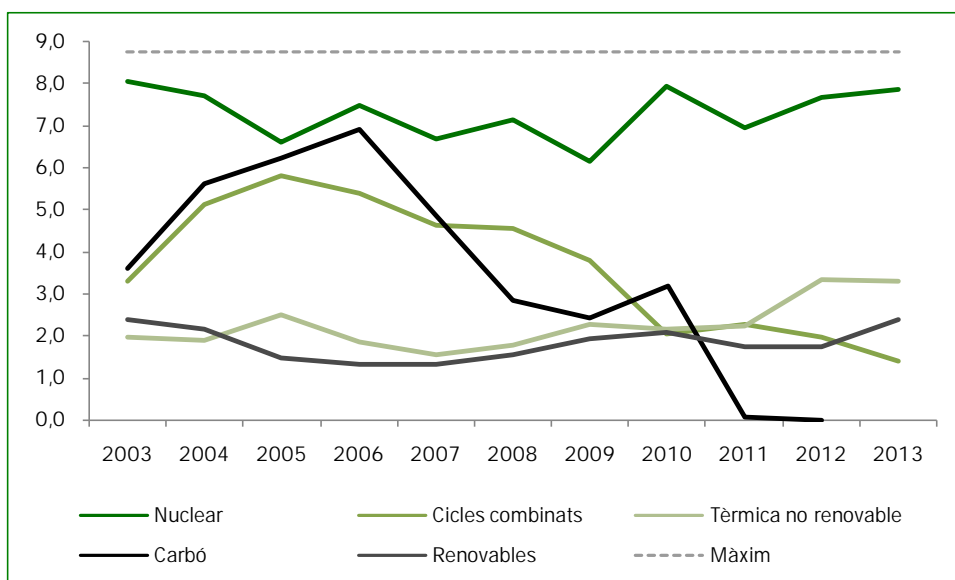


Unitats: GWh/MW= milers d'hores.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

La dada realment rellevant, però, és la que compara l'evolució d'aquest rendiment per tecnologies. Així, s'aprecia clarament una disminució en el rendiment de les centrals de cycle combinat, que l'any 2005 operaven el 66,1% del temps a màxima potència, i l'any 2013 ho feien només el 15,7% del temps. L'anterior es podria explicar per un augment de la capacitat instal·lada, sumat a un descens del consum, fruit de la crisi, i del menor cost marginal en la producció de les energies renovables, fet que els hi garanteix vendre l'energia quan estan operatives. Els cycles combinats operen quan, per les condicions meteorològiques, la producció renovable no garanteix la potència. Això té una importància rellevant, doncs implica que els costos per capacitat del sistema siguin més grans i s'acabin traslladant al preu.

GRÀFIC 83. Milers d'hores en funcionament de la potència instal·lada, segons font d'energia. Catalunya, 2003-2013



Unitats: GWh/MW.

Font: elaboració pròpia a partir d'REE.

Entre les energies renovables, el rendiment és més o menys constant al llarg del període, tal i com succeeix amb l'energia tèrmica no renovable (principalment gas en cogeneració). El carbó, per altra banda, mostra un rendiment

decreixent que l'any 2012 se situa al 0,0%, fruit de la competència dels cicles combinats unida l'aturada definitiva de la planta de Cercs.

5.3.2.2. LA XARXA ELÈCTRICA

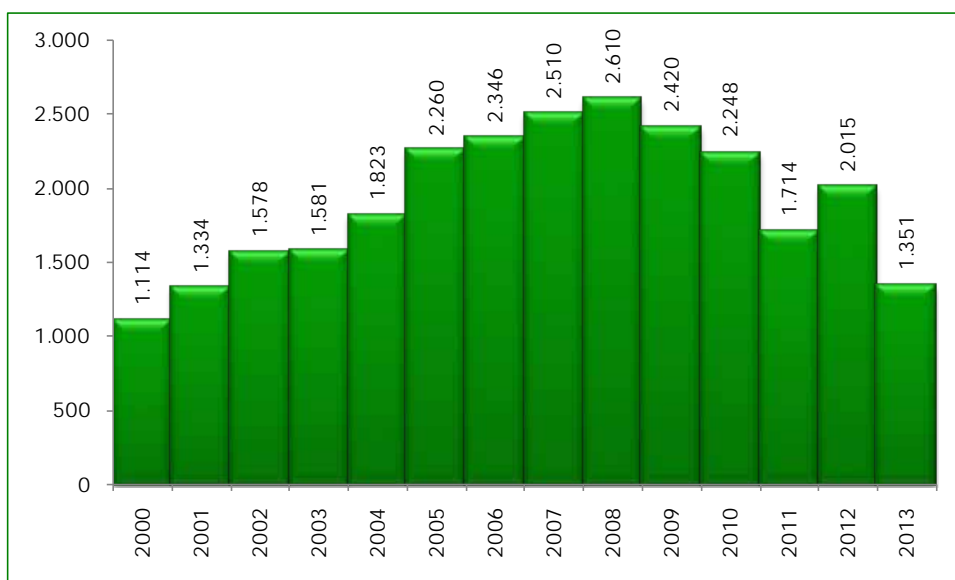
La xarxa elèctrica s'ha de dividir en xarxa de transport i xarxa de distribució.³⁰⁹ La primera opera amb tensions altes o molt altes, i transporta l'energia dels centres de generació a estacions transformadores, que posteriorment canalitzen l'energia elèctrica cap a les xarxes de distribució dels diferents distribuïdors. La segona opera amb tensions inferiors, i distribueix l'energia que arriba de la xarxa de transport al consumidor final.

El sistema elèctric peninsular, i l'estructura en xarxa pròpia de la tecnologia i del producte, fa que sigui difícil parlar d'una xarxa elèctrica a Catalunya sense referir-se al conjunt de la xarxa a Espanya, motiu pel qual en aquest apartat s'estudiarà primer l'evolució de la xarxa a Espanya per estudiar després l'evolució de la xarxa a Catalunya.

La xarxa elèctrica espanyola

Una primera aproximació a l'esforç inversor realitzat en la xarxa elèctrica de distribució s'obté a partir de dades d'UNESA, on s'observa que la inversió augmenta entre l'any 2000 i l'any 2008 i retrocedeix (el 48,2%) entre els anys 2008 i 2013, en consonància amb el cicle econòmic.

GRÀFIC 84. Inversió en xarxa de distribució d'energia elèctrica. Espanya, 2000-2013



Unitats: milions d'euros.

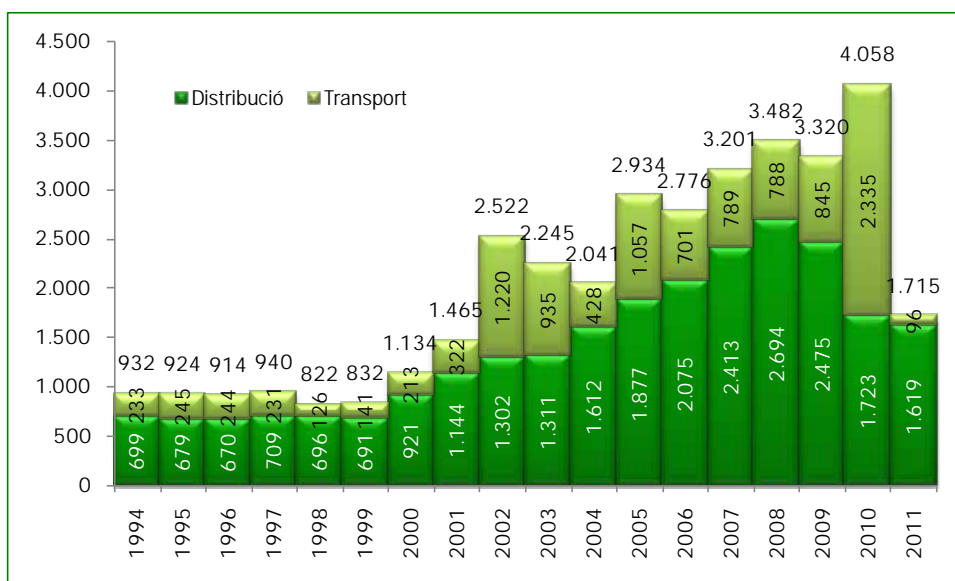
Font: elaboració pròpia a partir de dades d'UNESA.

Segons dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme,³¹⁰ analitzant la xarxa de transport i distribució, la inversió hauria crescut fins a l'any 2010, fruit de l'augment de la inversió en xarxes de transport els anys 2009 i 2010. Així mateix, durant el període 1994-2011, la despesa en inversió s'hauria concentrat aproximadament en un 70,0% en xarxes de distribució i un 30,0% en xarxes de transport. S'observa, també, el creixement important que experimenta la inversió a partir de la liberalització del sector a partir de l'any 1998.

³⁰⁹ Es considera que les línies de 220kV i 400kV es corresponen al transport, mentre que les de menor tensió es corresponen a distribució.

³¹⁰ En alguns aspectes, les dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme presenten algunes inconsistències, motiu pel qual cal interpretar aquestes dades amb certa cautela.

GRÀFIC 85. Inversió en xarxa de transport i distribució d'energia elèctrica, per tipus. Espanya, 1994-2011

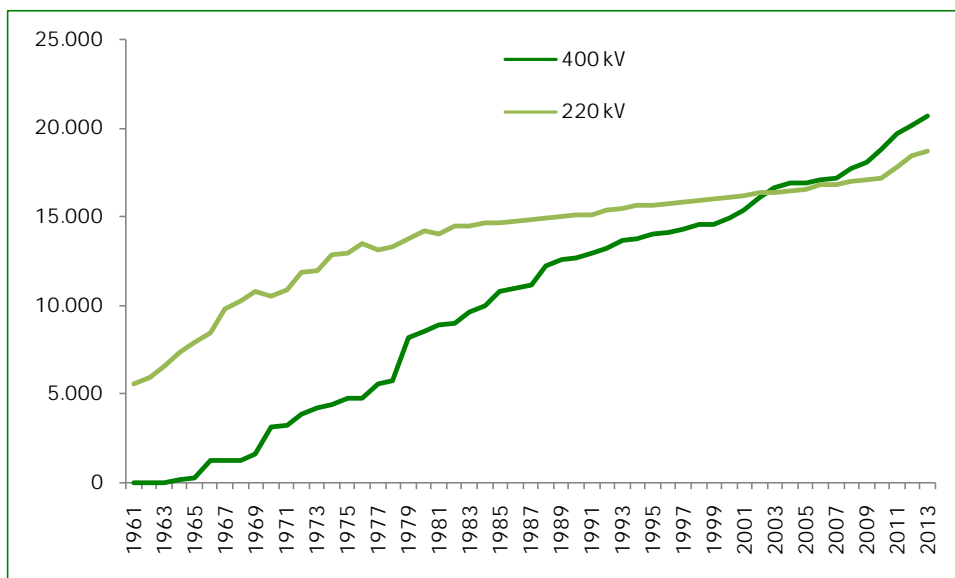


Unitats: milions d'euros.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Analitzant unitats físiques, a Espanya, s'observa un increment de la xarxa de transport de molt alta tensió (400kV), que durant els darrers anys han superat en quilòmetres (20.641 quilòmetres l'any 2013) les línies de transport d'alta tensió (18.667 quilòmetres l'any 2013), incidint en la construcció de les "autopistes de l'electricitat".

GRÀFIC 86. Quilòmetres de la xarxa de transport de Red Eléctrica de España, segons tensió. Espanya, 1961-2013

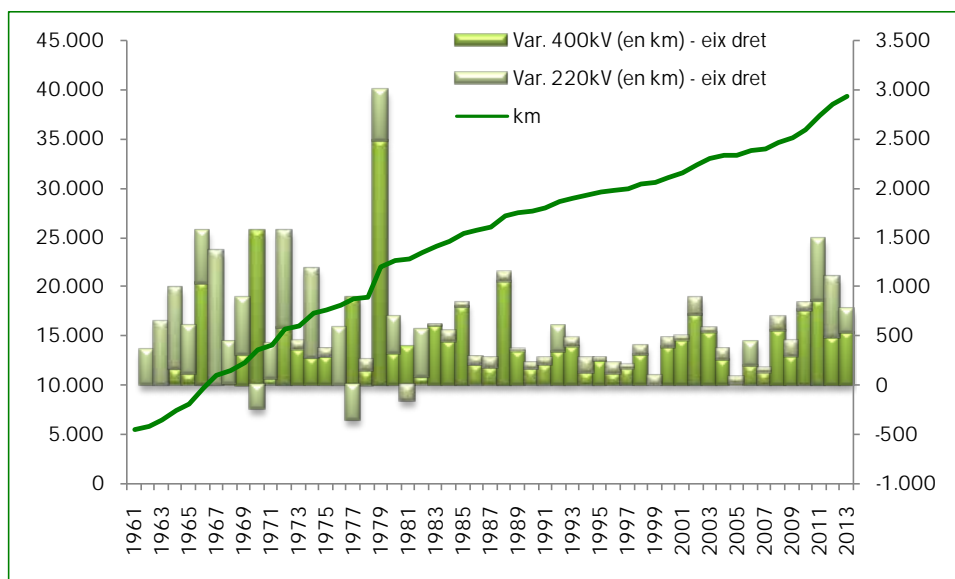


Unitats: quilòmetres.

Font: REE.

Així, des del 1998, any de l'inici del procés de liberalització, la xarxa de transport ha augmentat el 29,2% (42,0% en les línies de 400kV i 17,6% en les línies de 220kV o menys). Com s'aprecia al gràfic, el creixement de la xarxa s'ha accelerat respecte als increments experimentats durant els anys vuitanta i noranta.

GRÀFIC 87. Xarxa de transport de Red Eléctrica de España, evolució i variació anual segons tensió. Espanya, 1961-2013



Unitats: quilòmetres.

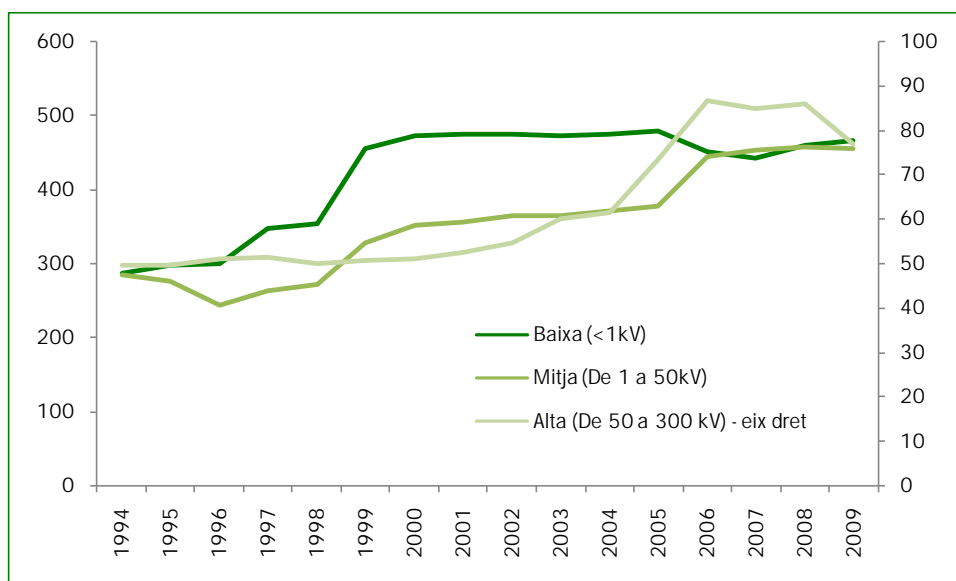
Font: Elaboració pròpia a partir de dades d'REE.

Si bé la xarxa de transport és important per al correcte funcionament del sistema elèctric, la seva extensió, en comparació a la xarxa de distribució és reduïda. Així, les línies de molt alta tensió (400kV), representaven només l'1,8% de la xarxa elèctrica a Espanya l'any 2009. Les línies d'alta tensió representaven el 7,6% de la xarxa, si bé només el 45,7% d'aquestes corresponia a REE, i per tant a transport d'energia elèctrica (3,5% del total). La resta, per tant, pertany a les empreses de distribució, que també són propietàries de la xarxa amb tensió mitjana (44,9% del total de la xarxa) i amb tensió baixa (45,8% del total de la xarxa). És a dir, la major extensió de la xarxa de transport i distribució correspon a les empreses distribuïdores (94,8%), mentre que la resta es correspon al transport (5,2%).

L'any 2009, el 13,4% dels quilòmetres de les línies de baixa tensió estaven soterrats, per un 17,9% de les línies de tensió mitja, un 2,2% de les d'alta tensió i un 0,3% de les de molt alta tensió.

Tal i com s'observa al gràfic, es notori l'increment que experimenten les xarxes de mitja i alta tensió. Entre les línies de baixa tensió, es produeix un fort increment entre 1996 i 1999, però posteriorment aquest increment s'atura, amb poques variacions en l'extensió de la xarxa elèctrica de baixa tensió.

GRÀFIC 88. Extensió de la xarxa elèctrica, segons tensió⁽¹⁾. Espanya, 1994-2009



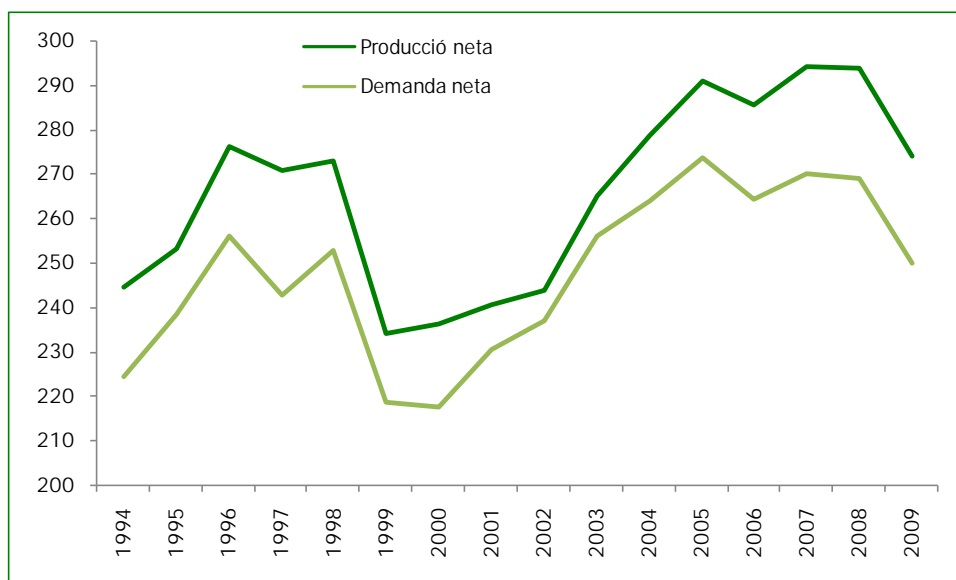
Unitats: milers de quilòmetres.

(1) El gràfic no inclou la xarxa de molt alta tensió (de 300kV fins a 800kV), analitzada anteriorment en la xarxa de transport. Així mateix, la classificació estàndard de tensió situa els límits tal i com s'indiquen al gràfic. Les dades disponibles, però, contenen una categoria per la xarxa de 37,5kV a 55,5kV, el que impedeix agrupar-les d'acord amb la classificació estàndard. Aquesta categoria, amb uns 15.800 quilòmetres de línies elèctriques de mitjana al llarg de la sèrie, s'ha inclòs a la tensió mitja.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Com una primera mesura de rendiment de la xarxa elèctrica, si es creua la informació de l'extensió de la xarxa elèctrica amb l'energia produïda o l'energia consumida durant els darrers anys, s'aprecia que si bé durant alguns anys el rendiment de la xarxa decreix, en general la tendència és a que aquesta augmenti, especialment entre l'any 2000 i l'any 2005.

GRÀFIC 89. Ús de la xarxa elèctrica. Espanya, 1994-2009

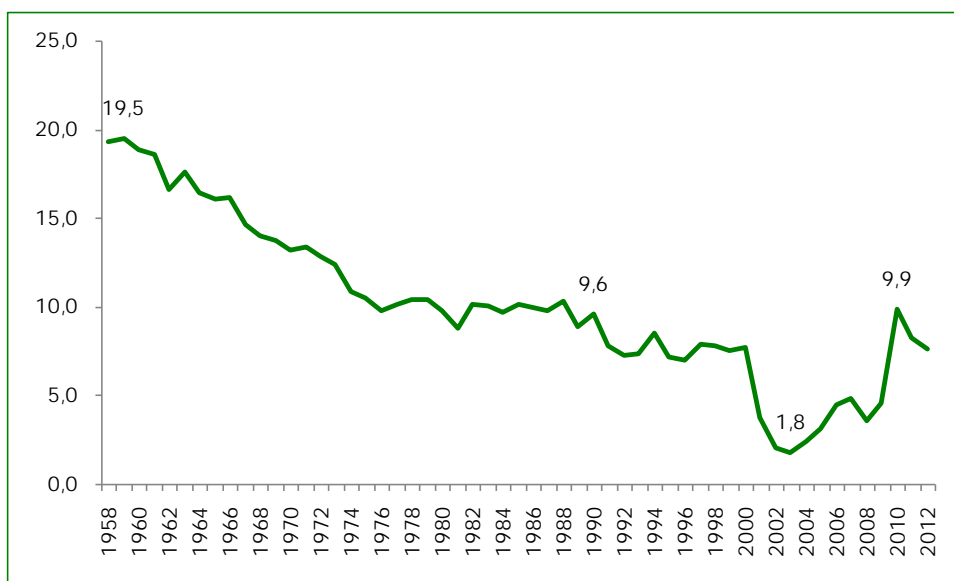


Unitats: kWh/milers de quilòmetres.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Pel que fa a l'eficiència d'aquesta xarxa de transport i distribució, destaquen les millores en eficiència experimentades en forma de menors pèrdues d'energia elèctrica. En aquest sentit, els millors rendiments de la xarxa es van assolir entre els anys 2000 i 2005, amb pèrdues de només un 1,8% de l'energia disponible, període després del qual s'aprecia un augment de les pèrdues de la xarxa.

GRÀFIC 90. Pèrdues de la xarxa elèctrica⁽¹⁾. Espanya, 1958-2012



Unitats: percentatges.

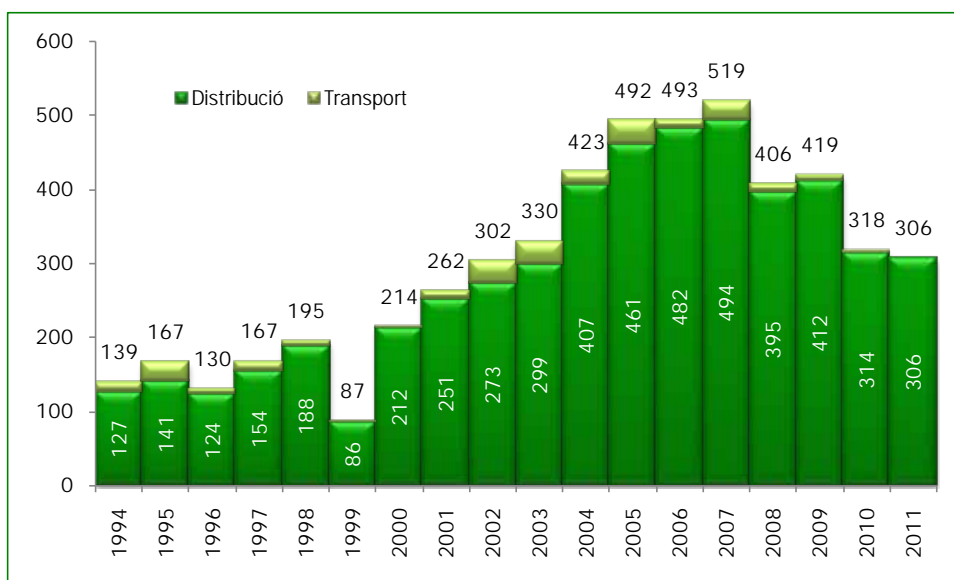
(1) El percentatge es calcula com el quocient entre pèrdues d'energia en el transport i distribució, i l'energia disponible.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

La xarxa elèctrica catalana

A diferència de les dades d'UNESA –només disponibles pel conjunt d'Espanya–, les dades del Ministeri permeten analitzar la inversió per províncies. Així, si s'analitza la inversió en xarxa elèctrica que s'ha dut a terme a Catalunya, s'aprecia que el gruix d'aquesta es concentra en xarxes de distribució, sent testimonial la inversió en xarxes de transport. De les dades se n'extreu que el màxim esforç inversor a Catalunya va tenir lloc l'any 2007, per de créixer progressivament en anys posteriors.

GRÀFIC 91. Inversió en xarxa de transport i distribució d'energia elèctrica, per tipus. Catalunya, 1994-2011



Unitats: milions d'euros.

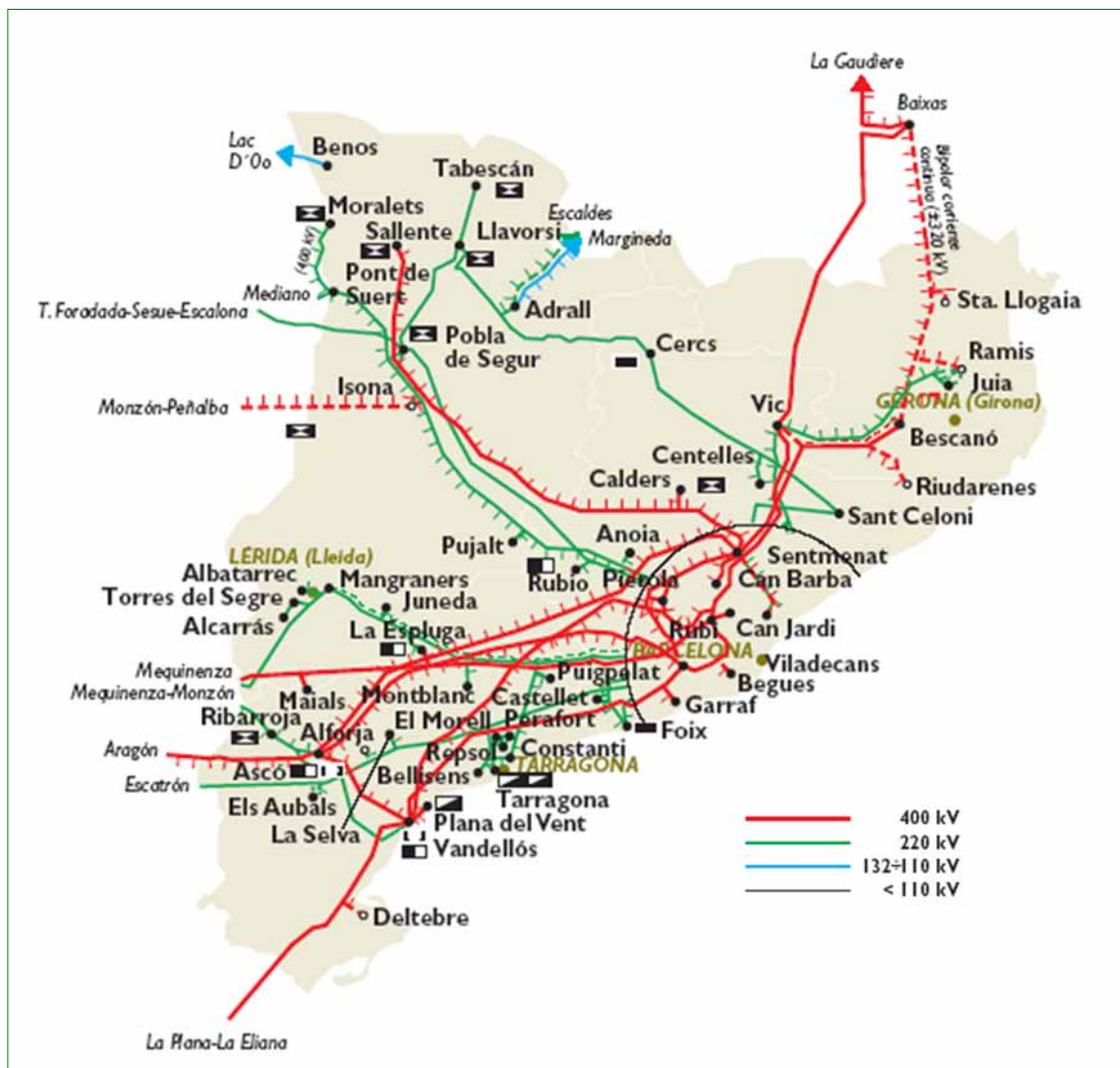
Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Per últim, si s'analitza el pes de la inversió en xarxes de transport i distribució a Catalunya sobre el conjunt d'Espanya, s'observa que durant el període 1994-2011, aquest fou del 14,8%. Si s'analitzen per separat trans-

port i distribució durant el mateix interval, s'aprecia que el pes de Catalunya en la inversió en xarxes de distribució sobre el conjunt de l'Estat fou del 20,2%, mentre que en xarxes de transport, era només el 2,2%.

La major part de línies de transport d'energia elèctrica de Catalunya es concentren entre la província de Tarragona (on es produeix més energia), i la província de Barcelona (on més energia es consumeix). Un altre eix important, uneix Barcelona amb el Pirineu lleidatà, un altre punt de producció important a Catalunya. Així mateix, la unió de les xarxes espanyola i francesa té un important punt de connexió a través de la província de Girona.

MAPA 9. Xarxa elèctrica de transport, per tipus de línies⁽¹⁾. Catalunya, 2011



Unitats: línies.

(1) La regió metropolitana de Barcelona compta amb una xarxa elèctrica no representada al mapa per motius d'espai.

Font: REE.

En aquest context, es va optar per la construcció d'una línia de molt alta tensió (400kV) que uneixi Espanya amb França. El traçat, en la seva totalitat, uneix Sentmenat amb Baixas, passant per Bescanó i Santa Llogaia, amb una longitud total d'uns 200km.

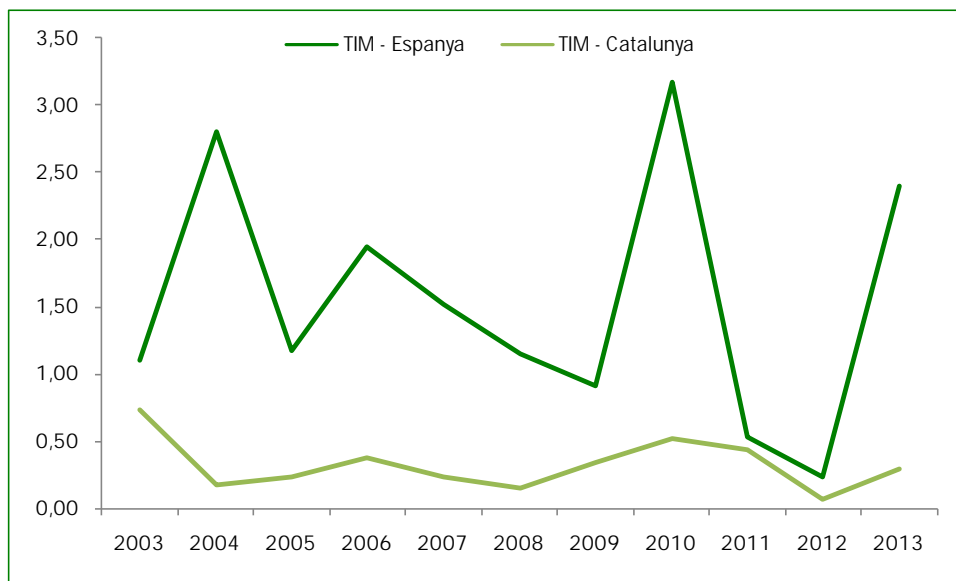
La línia construïda, doncs, uneix Santa Llogaia i Baixas, amb 64,5km de línia (33,5km al Roselló i 31km a Catalunya, passant per Santa Llogaia, Vilafant, Figueres, Llers, Pont de Molins, Cabanes, Biure, Capmany, Darnius, Agullana i La Jonquera, en paral·lel a l'AP-7). La línia finalment s'ha construït soterrada, en consens amb el territori,

amb un túnel de 8,5km que creuarà el Pirineus, i el consegüent increment de cost,³¹¹ que s'havia de situar en 700 milions d'euros.

Aquesta línia ha de permetre que augmenti la capacitat d'intercanvi d'electricitat entre Espanya i França del 3,0% al 6,0% del consum màxim de la Península Ibèrica.³¹²

En qualsevol cas, la qualitat de la xarxa elèctrica a Catalunya es troba per sobre de la mitjana estatal, on els temps d'interrupció promig són més elevats que a Catalunya, inclús en anys d'una forta pujada a Catalunya, com el 2010.³¹³

GRÀFIC 92. Temps d'interrupció de la xarxa. Catalunya i Espanya, 2003-2013



Unitats: minuts.

Font: Elaboració pròpia a partir d'REE.

5.3.3. EL MERCAT ELÈCTRIC

5.3.3.1. ESTRUCTURA DEL MERCAT

El mercat elèctric espanyol ha sofert canvis profunds des de 1998, conseqüència de la llei 54/1997 del sector elèctric, que establia una separació entre activitats regulades (transport i distribució) i no regulades (producció i comercialització), el que trencava els monopolis locals existents abans de l'aprovació de la Llei.

Com es podrà veure a continuació, pel que fa a la producció o generació d'energia elèctrica, Endesa, l'antic monopolista regional a Catalunya, segueix mantenint una forta presència en el mercat elèctric català. Val a dir, però, que en els últims anys hi ha hagut intents d'altres companyies per entrar al sector elèctric en el segment de generació. El més destacat per Catalunya potser sigui el de Gas Natural a través de l'adquisició d'Unión Fenosa. En qualsevol cas, els nivells de concentració pel que fa a la generació d'energia elèctrica segueixen sent importants a escala estatal i regional.

En la generació d'energia elèctrica a Catalunya, Endesa gaudeix d'un monopoli regional, amb vora el 60,0% de la potència instal·lada destinada al servei públic, i poc més del 67,0% de la generació d'energia elèctrica.³¹⁴ Aquest domini d'Endesa es concentra en l'estoc de centrals hidràuliques i nuclear, si bé és també la segona empresa pel que fa a centrals de cycle combinat, només superada per Gas Natural-Fenosa, la segona empresa pel que fa a capacitat instal·lada, concentrada pràcticament en exclusiva en centrals de cycle combinat. Aquestes dues empre-

³¹¹ Es calcula que el soterrament de la infraestructura multiplica per 10 el cost d'aquesta.

³¹² Encara per sota del 10,0% que recomana la UE.

³¹³ L'any 2010 es van produir les apagades a Girona, fruit de la caiguda física de part de la xarxa a conseqüència de les nevades.

³¹⁴ Com es veurà més endavant, aquesta concentració territorial pot generar problemes de competència al mercat, al tenir implicacions en les restriccions tècniques del sistema.

ses, juntament amb Iberdrola, posseeixen pràcticament el 85,0% de la capacitat instal·lada a Catalunya l'any 2010, i generaven gairebé el 90,0% de l'electricitat produïda al territori.

TAULA 29. Potència instal·lada i generació d'energia elèctrica⁽¹⁾, per tipus de planta i empresa. Catalunya, 2010

Potència (MW)	Hidràulica	H. bombeig	Eòlica	Solar	Nuclear	Tèr. convencional	Cicle Combinat	Total	Pes (%)
Endesa	1.559	692			2.688	1.179	1.281	7.399	60,3
Iberdrola			50		458		424	932	7,6
Gas Natural-Fenosa			78				2.001	2.079	16,9
Altres	190		834	192		174	468	1.858	15,1
Total	1.749	692	962	192	3.147	1.353	4.174	12.268	100,0

Generació (GWh)	Hidràulica	H. bombeig	Eòlica	Solar	Nuclear	Tèr. convencional	Cicle Combinat	Total	Pes (%)
Endesa	3.660	493			21.233	60	2.189	27.634	67,3
Iberdrola			0		3.627		1.881	5.508	13,4
Gas Natural-Fenosa			159				3.600	3.759	9,2
Altres	776		1.404	298		576	1.079	4.133	10,1
Total	4.436	493	1.563	298	24.860	635	8.749	41.034	100,0

Unitats: MW i GWh.

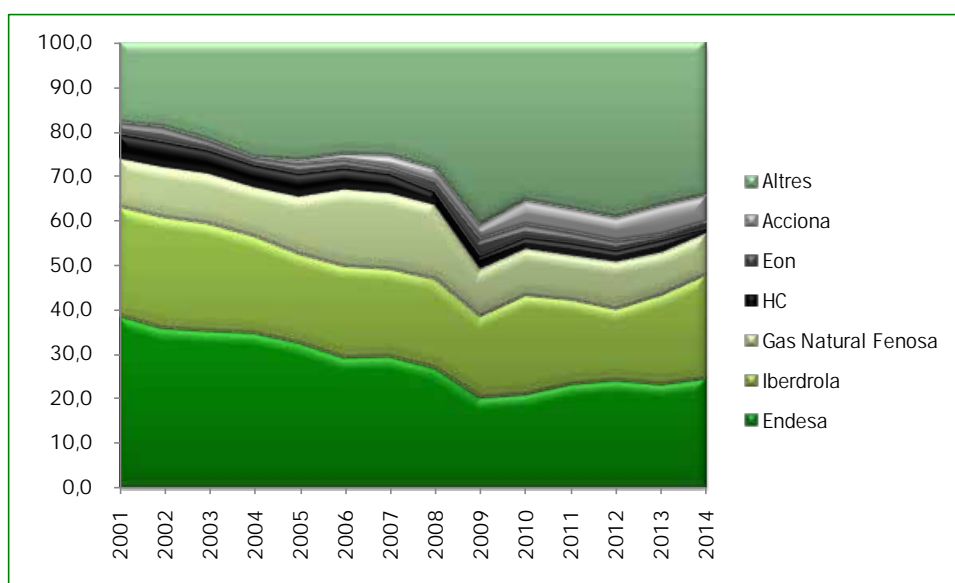
(1) La taula no inclou unitats autoproduïdores.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Part de la falta de competència regional a Catalunya s'explicaria per la concentració de centrals hidràuliques en un únic operador, juntament amb el fort pes de l'energia nuclear, l'escassa participació de les energies renovables i l'elevat pes de les centrals de cicle combinat (tecnologia concentrada en poques empreses). En qualsevol cas, però, s'ha de tenir present el moment de construcció d'aquestes centrals per entendre aquesta configuració empresarial.

A Espanya, la quota de mercat de les principals empreses s'ha anat reduint des de la liberalització del mercat, si bé encara en controlen una part important. Com s'observa al gràfic, la generació conjunta dels cinc grups principals (Endesa, Iberdrola, Gas Natural-Fenosa, HC i Eon) se situava gairebé al 60,0% de l'energia generada al mercat diari l'any 2014.

GRÀFIC 93. Quota de mercat al mercat diari (programa viable). Espanya, 2001-2014



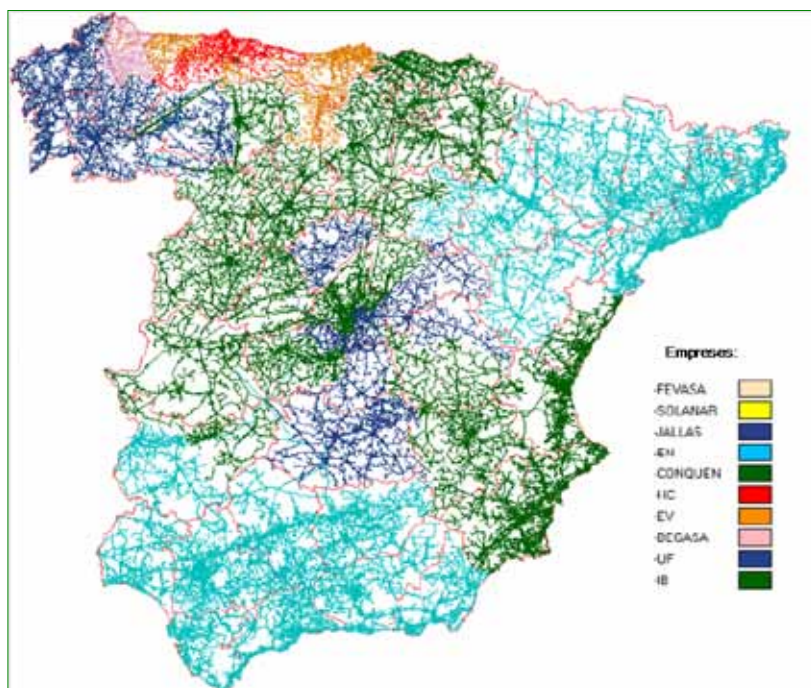
Unitats: percentatges

Font: elaboració pròpia a partir d'OMIE.

Pel que fa al transport, Red Eléctrica de España (REE), en virtut de la Llei 27/2007, exerceix de transportista únic i operador del sistema elèctric espanyol. La companyia³¹⁵ malgrat estar participada en un 20,0% per Societat Estatal de Participacions Industrials (SEPI) es pot considerar a tots els efectes una empresa privada.³¹⁶ És la titular de la major part de la xarxa elèctrica espanyola de transport (alta i molt alta tensió).

La distribució és una activitat regulada, que exerceixen empreses privades. Es produeix sobre la xarxa secundària o capil·lar, on les empreses gaudeixen de monopolis regionals. Així, la pràctica totalitat de la xarxa elèctrica catalana és propietat d'Endesa, com s'aprecia a la figura adjunta.³¹⁷

MAPA 10. Xarxa de distribució d'energia elèctrica, segons companyia. Espanya, 2008



Unitats: xarxa elèctrica.
Font: Solé (2009).

Aquest domini territorial és part intrínseca de l'estructura de xarxa. Blázquez-López i Grifell-Tatjé (2011) ofereixen dades sobre els quilòmetres de xarxa a Espanya en funció de la companyia que n'és propietària, on s'aprecia el domini d'Endesa, amb pràcticament la meitat de la xarxa de distribució i una part molt important de la capacitat transformadora.

TAULA 30. Quilòmetres de xarxa de distribució, capacitat transformadora, i retribucions durant el període, segons empresa de distribució. Espanya, 1999-2002

	Tensió					Capacitat transformadora	
	Alta	Mitja	Baixa	Total	%	MW/any	%
Endesa	26.329	100.982	152.569	279.880	45,2	94.459	41,7
Iberdrola	23.649	78.651	113.308	215.608	34,8	100.202	44,2
Unión Fenosa	9.195	35.657	60.715	105.567	17,1	27.081	11,9
Hidrocantábrico	953	5.093	11.739	17.785	2,9	4.937	2,2
Total	60.126	220.383	338.331	618.840	100,0	226.679	100,0

Unitats: quilòmetres, MW/any i milions d'euros corrents.
Font: Blázquez-López i Grifell-Tatjé (2011).

³¹⁵ Red Eléctrica Corporación SA.

³¹⁶ La participació d'altres agents del mercat elèctric en l'accionariat d'REE està limitada per llei.

³¹⁷ El domini també és notable pel que fa a centres de transformació, subestacions de distribució i de transport, etc.

En la comercialització, tal i com passava amb la producció o generació d'energia elèctrica, un nombre reduït d'empreses concentren un poder de mercat important, tot i que l'any 2010 hi havia 40 empreses comercialitzadores a Catalunya. Així, segons l'ICAEN, i amb dades de març de 2015, Endesa comercialitza el 62,2% de l'energia elèctrica a Catalunya, per un 12,1% de Gas Natural-Fenosa, un 3,4% d'Iberdrola i un 22,3% d'altres empreses.

Finalment, cal comentar que la Comissió Nacional dels Mercats i la Competència (CNMC), exerceix com a organisme regulador del sector en substitució de la Comissió Nacional d'Energia (CNE), mentre que l'operador del mercat ibèric d'energia elèctrica (MIBEL) és la companyia Operador del Mercado Ibérico, Polo Español SA (OMIE).³¹⁸ Així mateix, REE és el gestor tècnic del sistema.

5.3.3.2. EL PREU DE L'ENERGIA ELÈCTRICA

Una vegada s'ha vist quins són els principals agents que intervenen al mercat elèctric, a continuació s'analitza com s'arriba a la formació d'un preu de l'electricitat. Al comptar amb algunes activitats regulades entre empreses generadores i comercialitzadores, això implica que s'estableix un preu entre aquestes (preu al mercat majorista), mentre que la formació del preu al mercat minorista queda supeditat a la inclusió del cost de les activitats regulades (peatges d'accés i pagaments per capacitat). Així mateix, alguns consumidors tenen dret a acollir-se al preu voluntari per al petit consumidor (abans de la Llei 24/2013, TUR) o al bo social, mentre que d'altres compren l'energia al mercat. En resum doncs, el mercat d'energia elèctrica és un mercat complex. A continuació, es presenten els principals processos que intervenen en la formació del preu final.

La formació del preu al mercat majorista³¹⁹

En el mercat elèctric espanyol majorista es pot distingir entre mercats a mig i llarg termini i mercats a curt termini.³²⁰ A continuació es presenten cadascun d'aquests mercats. Per simplicitat, s'ha optat per presentar en primer lloc els mercats a termini, de major simplicitat tècnica i més endavant els mercats diaris i els mercats posteriors al diari, tot seguint la cronologia que es produeix en realitat als mercats d'energia elèctrica.

Els mercats a termini

Com apunten Villaplana i Carrea (2011), els mercats a mig i llarg termini serveixen a les empreses per minimitzar i transferir els riscos en el preu de l'electricitat entre els agents participants, i per ajudar a descobrir preus. Entre els mercats a termini, es poden distingir diferents modalitats de contractació a termini, entre les que Sancha (2012c) destaca la contractació bilateral física i la contractació per diferències.

§ Contractació bilateral física

Quan un generador i un comercialitzador arriben a un acord per tal de proveir una determinada quantitat d'energia, durant un termini determinat a un preu determinat, s'estableix una contractació bilateral física. Si bé cal informar a l'operador del sistema de l'acord, a fi de garantir la seguretat del sistema, això no té efectes en la formació del preu al mercat, doncs els agents participants no estan obligats a revelar el preu de l'energia que consta a l'acord. Segons Sancha (2012c) aquests acords s'han limitat a la pràctica a acords intragrups (productors i comercialitzadors del mateix grup empresarial), i l'any 2011 el volum d'energia negociat amb aquesta modalitat representava el 30,0% del total de l'energia demandada.

§ Contractació per diferències

Segons Sancha (2012c) la contractació per diferències era la modalitat de contractació més estesa als mercats a termini. Als contractes per diferències, en contraposició als anteriors, no es fa referència a cap central concreta, ni a cap punt de consum. Es tracta d'un acord financer similar a una assegurança. Així, es poden realitzar contractes entre un generador i una entitat financera, com poden fer-se entre una comercialitzadora i una entitat financera. En ambdós casos l'entitat financera actua com una asseguradora, garantint un preu de venda a la unitat generadora, i un preu de compra a l'entitat comercialitzadora. El preu fixat en el contrac-

³¹⁸ A Portugal existiria l'Operador do Mercado Ibérico Portugal (OMIP).

³¹⁹ Vegeu "Reglas de funcionamiento del mercado", BOE núm. 175, de 23.07.2012, i més recentment, la Resolució de 27 de gener de 2014, de la Secretaria d'Estat d'Energia, per la que s'aproven les regles de funcionament del mercat diari i intradiari de producció d'energia elèctrica.

³²⁰ Vegeu Sancha (2012c) i Sancha (2012d) per una millor explicació dels mercats d'energia elèctrica existents a Espanya.

te a termini es contrasta amb el preu del mercat diari (fixat en el contracte a termini) una vegada el generador hi ven l'electricitat produïda o el comercialitzador la compra. La diferència entre el preu fixat en el contracte a termini i el preu fixat en el mercat diari l'assumeix la companyia asseguradora, tant si aquesta és positiva com negativa.³²¹

A Espanya, aquests contractes per diferències es poden materialitzar fora de mercat o, més recentment, fer-ho en mercats organitzats.

- Acords a termini fora de mercat

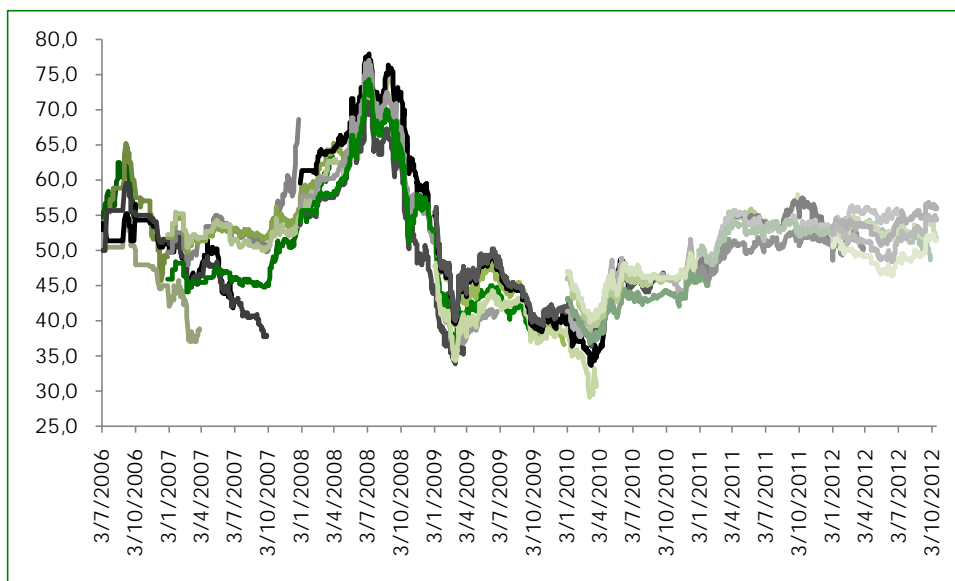
Aquest tipus d'acords s'anomenen OTC ("Over The Counter" en anglès), sent acords financers entre les parts, sense cobertura en cas d'incompliment d'una de les parts.

- Mercats a termini organitzats

A diferència dels OTC, els mercats organitzats compten amb una "cambra de compensació"³²² encarregada de garantir el compliment dels contractes, i de verificar les garanties aportades pels agents. El mercat a termini espanyol està gestionat per l'Operador del Mercat Ibèric, Pol Portugal (OMIP), i és l'espai on es negocien els preus a futur de l'electricitat a diferents terminis. A diferència de la contractació per diferències OTC, els mercats a termini organitzats tenen estandaritzats els valors nominals de l'energia en funció dels períodes d'entrega (hores base i hores punta).

El gràfic següent mostra els valors OMIP quadrimestrals del preu de l'electricitat a Espanya.

GRÀFIC 94. Evolució dels futurs FTB⁽¹⁾ OMIP trimestrals⁽²⁾. MIBEL, 2006-2012



Unitats: euros/MWh

(1) Futur amb subjacent del preu SPEL. L'índex SPEL és la mitjana aritmètica dels preus marginals horaris de la zona espanyola formats al mercat diari gestionat per OMEL per les 24 hores del dia.

(2) Futurs del 4t trimestre del 2006 al 4t trimestre del 2013.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de OMIP.

Aquests preus depenen de les expectatives dels agents al mercat, que alhora depenen de diferents paràmetres d'oferta i demanda. Així, el creixement econòmic, el seria el principal determinant de la demanda, juntament amb la temperatura.³²³ Entre les que afecten l'oferta destaquen

³²¹ En els acords entre un generador i una asseguradora, si el preu del mercat diari es troba per sobre del fixat en el contracte a termini, l'asseguradora ingressa la diferència. Per contra, si el preu està per sota, aquesta paga al generador la diferència. El contrari succeeix entre un comercialitzador i una asseguradora.

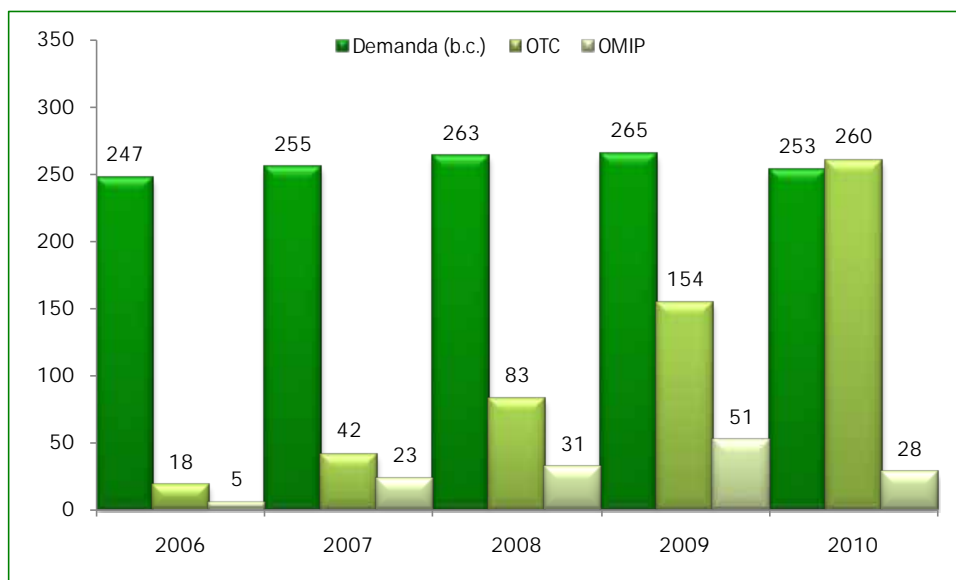
³²² OMIPClear.

³²³ Si bé tècnicament és més difícil preveure amb exactitud períodes de temperatures extremes a llarg termini.

el preu dels inputs de les tecnologies marginals (petroli, gas, drets d'emissió de CO₂, etc.), així com el volum d'inputs en les renovables (la pluviositat i les reserves hidriques, el vent,³²⁴ etc.).

Segons Sancha (2012c), l'any 2011 el volum negociat en contractació per diferències representava 1,2 vegades el volum d'energia demandada a Espanya, si bé en països com Alemanya, Holanda o països nòrdics, aquest valor acostuma a situar-se entre 5 i 10 vegades el volum demanat. Com s'observa al gràfic, l'evolució d'aquests mercats és molt recent a Espanya, amb un creixement important durant els últims anys, i concretament en els mercats OTC.

GRÀFIC 95. Volum del contractació als mercats OTC i OMIP. Espanya, 2006-2010



Unitats: Twh.

Font: Sáiz *et al.* (2011).

- Subhastes CESUR

La fixació dels preus OMIP de l'electricitat servia, també, per preveure el preu resultant de les subhastes del Contracte d'Energia per al Subministrament d'Últim Recurs (CESUR), un contracte a termini trimestral que alhora servia al Govern per fixar el preu final de la TUR.³²⁵

Les subhastes CESUR s'establien entre els agents compradors (CUR) i agents generadors o agents financers. El Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme fixava el volum d'energia a subhastar (diferenciant entre hores base i hores punta³²⁶) en funció de les necessitats de les CUR pel trimestre.³²⁷ En base a l'ordenació de les ofertes de venda d'energia, s'obtenia el preu de la subhasta una vegada s'havia satisfet la demanda de les CUR. El contracte resultant de les subhastes CESUR es liquidava per diferències amb el preu del mercat diari, i esdevenia una assegurança per les CUR, amb la qual cosa s'eliminava el risc per a les comercialitzadores.

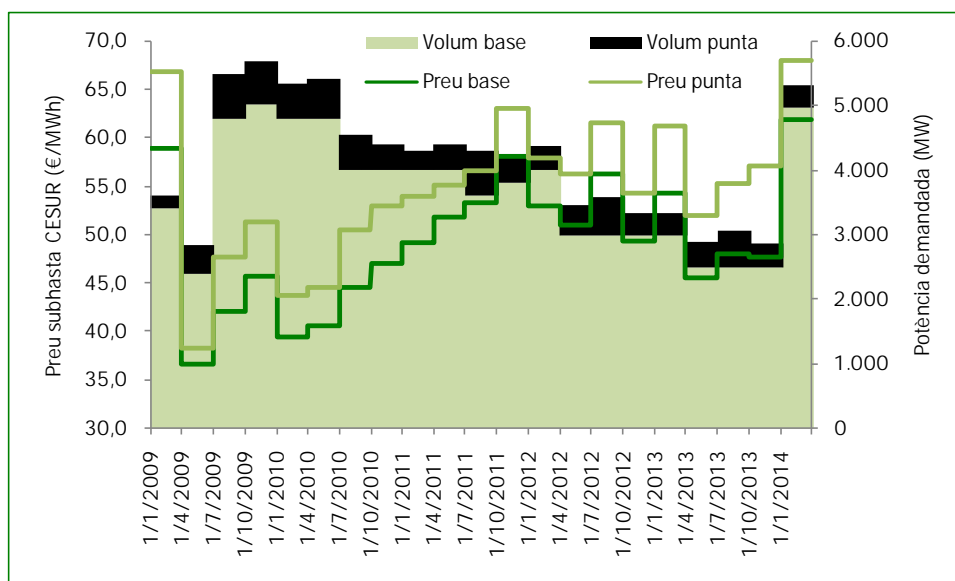
³²⁴ A la pràctica, preveure les intensitats del vent, també és complex a llarg termini.

³²⁵ Vegeu l'Ordre ITC/1659/2009 del dimarts 23 de juny de 2009 (BOE).

³²⁶ Es considerava hora vall de 22h a 12h a l'hivern, i de 23h a 13h a l'estiu. La resta són hores punta.

³²⁷ Segons Sáiz, García i Nogales (2011), el volum se situava vora el 46,0% de les necessitats de les CUR. És a dir, la resta s'obtenia al mercat diari.

GRÀFIC 96. Preu resultant de les subhastes CESUR i volum demandat per les CUR. Espanya, 2009-2014



Unitats: euros/MWh i MWh.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de OMIE.

Arran del fort increment del preu (25,6%) resultant de la 25^a subhasta CESUR per a l'energia per comercialitzar el primer trimestre de 2014, que hagués implicat (juntament amb l'augment del preu dels peatges) increments en la TUR de vora el 10,9%, el Govern espanyol va decidir, prèvia consulta a la CNMC,³²⁸ anul·lar el seu resultat en considerar que havia presentat anomalies.³²⁹ Arran d'aquesta anul·lació, es va optar per aplicar un preu regulat l'energia elèctrica per als consumidors acollits a la TUR mitjançant el Reial decret llei 17/2013. La norma, basant-se en el preu als mercats a termini, fixava un preu base de 48,48€/MWh (el preu resultant de la subhasta havia estat de 61,83€/MWh) i un preu punta de 56,27€/MWh (amb la subhasta 67,99€/MWh) per a l'energia de la TUR.

Val a dir, que davant del mal funcionament de les subhastes CESUR observat amb anterioritat, el regulador³³⁰ ja havia proposat millores a les subhastes des de l'any 2009. Entre elles, destaca la possibilitat d'utilitzar "productes solapats" en el càlcul de la TUR, que incloguin el preu resultant de subhastes trimestrals combinat amb el preu resultant de subhastes semestral i anuals (any mòbil),³³¹ o establir un esquema flexible de subhastes (similar a un mercat). Com apunta Pérez-Arriaga (2005), però, els contractes virtuals (com les subhastes CESUR), no permeten reduir el poder de mercat si el preu dels contractes a termini es determinen en base al preu de mercat. Cal, doncs, que el preu dels contractes a termini es fixin de forma que els agents no puguin intervenir-hi³³², el que equivaldria a regular el preu de part de la producció.

De la comparativa ex-post entre el preu del mercat diari i el preu resultant de les subhastes CESUR s'obtenia la prima de risc al sector elèctric, que com apunten Fabra i Fabra (2012a) acabaven pagant els consumidors acollits a la TUR, i suposava un increment del preu del 10,0% respecte al preu de mercat (Ortega (2014) ho eleva fins al 20,0%). Com s'observa al gràfic, aquesta prima era molt elevada quan es va posar en marxa el sistema de subhastes CESUR, i va anar re-

³²⁸ El breu espai de temps entre la celebració de la subhasta (19 de desembre de 2013) i el dia d'aplicació del preu resultant d'aquesta (1 de gener de 2014), ha derivat en que l'aprovació del Reial decret llei 17/2013, de 27 de desembre, hagi estat anterior a la publicació de l'informe de la CNMC (Informe sobre el desenvolupament de la 25^a subhasta CESUR previst en el artículo 14.3 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de juny), amb data a 7 de gener de 2014.

³²⁹ Un volum qualificat inferior abans de començar la subhasta, la indisponibilitat d'un gruix important de centrals els dies previs a la subhasta (fet que va incrementar de forma molt considerable el preu), i un diferencial inusual respecte al preu fixat en els mercats a termini per al primer trimestre de 2014.

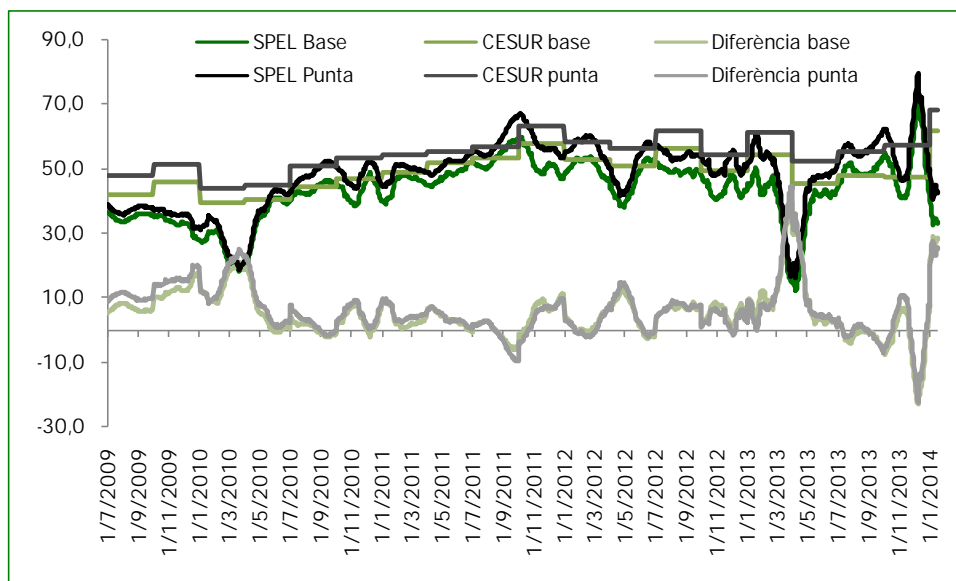
³³⁰ Abans CNE, ara CNMC. Vegeu CNMC (2014).

³³¹ Això hauria de permetre augmentar la pressió competitiva, fruit del menor volum subhastat en cada subhasta i permetria disposar d'una major referència de preus, al mateix temps que reduiria les variacions trimestrals en el preu de l'energia derivades de la volatilitat en el mercat diari i el "risc d'esdeveniment" en el moment de la subhasta (fets puntuals que succeeixen en els dies previs a aquesta).

³³² Pérez-Arriaga (2005) posa, com a exemple, utilitzar els preus del mercat internacional.

duint-se progressivament.³³³ En qualsevol cas, en general s'aprecia que el preu de les subhastes CESUR era superior al preu de mercat diari, representant la diferència un ingrés per a la companyia asseguradora (ja fos aquesta una empresa generadora o una entitat financera). Fabra i Fabra (2012b) argumenten que les CUR tenien un interès a que el preu de les subhastes CESUR pugés, doncs a través d'un augment d'aquest es beneficiaven també d'una major prima de risc, un major preu de venda a les TUR i un major preu de mercat posterior. Segons Fabra i Fabra (2012b), les CUR influïen al mercat retirant-se de la subhasta com a asseguradores³³⁴ i elevant el preu als contractes OTC durant els dies previs a la subhasta.

GRÀFIC 97. Índex del preu mig al mercat diari⁽¹⁾ i preu a les subhastes CESUR, en hores base i hores punta. MIBEL, 2009-2013



Unitats: euros/MWh

(1) Mitjana mòbil a 31 dies de l'índex SPEL.

Font: elaboració pròpia a partir d'OMIP i CNE.

El dia 1 d'abril de 2014, s'eliminen les subhastes CESUR, i el preu voluntari per al petit consumidor³³⁵ s'equipara a la mitjana del mercat diari a posteriori per a aquells que disposin de comptadors intel·ligents. Per als consumidors que no en disposin, s'apliquen uns estàndards de consum, i es pondera el preu del període de facturació en funció d'aquests. Alternativament, els clients poden escollir un preu anual que els ofereixi l'empresa comercialitzadora, que incorpora una prima de risc, el que es tradueix en un preu més elevat que amb l'anterior sistema.³³⁶ Segons el Govern, amb aquesta metodologia, s'havia d'abaratir el rebut de la llum un 3,0%. Malgrat això, i atesos els problemes d'adaptació dels sistemes de medicació i de facturació de l'energia subministrada, s'ha posposat l'aplicació de preus horaris fins a l'estiu de l'any 2015. Així mateix, i atès que els preus del segon trimestre de 2014 es van situar per sobre dels 48€/MWh que havia fixat el Govern pel primer trimestre, es va optar, amb caràcter retroactiu, per situar-los en aquest nivell, el que suposa un topall màxim als preus durant el primer semestre al mercat majorista.

Amb l'últim canvi legislatiu, s'ha ampliat el nombre de CUR, de 5 a 8, amb uns criteris concrets, com haver tingut més de 100.000 clients l'any anterior.³³⁷

Així mateix, en el cas dels clients que no disposin d'un comptador intel·ligent,³³⁸ abans de començar a consumir, ni l'empresa comercialitzadora, ni el consumidor, sabran quin serà el preu

³³³ Aquesta prima, inclou també una prima de risc país.

³³⁴ El que explicaria el baix percentatge que els grups empresarials de les CUR representaven entre les asseguradores que obtenien els CESUR.

³³⁵ Preu màxim al que poden cobrar l'energia les comercialitzadores de referència.

³³⁶ La prima de risc anual és superior a la trimestral, atesa la major incertesa.

³³⁷ En certa mesura això també suposa una barrera d'entrada, doncs és difícil arribar als 100.000 clients sense ser una CUR, i no es pot ser una CUR sense un mínim de 100.000 clients.

final del que s'està consumint, que no es coneixerà fins que s'acabi el període de facturació (2 mesos).

Atès que no tothom es pot instal·lar un comptador intel·ligent, doncs cal que la xarxa elèctrica estigui preparada per poder utilitzar-los (amb un concentrador a la xarxa elèctrica), i en alguns punts aquests encara no estan instal·lats,³³⁹ es genera una discriminació entre aquells clients que disposin de comptadors intel·ligents i aquells que no en disposin.

De fet, al pla de substitució de comptadors, i segons l'Ordre ITC/3860/2007, modificada posteriorment per l'Ordre IET/290/2012, s'estableix la substitució de la integritat del parc de comptadors amb potència contractada de fins a 15kW per comptadors que permetin la discriminació horària i la telegestió abans del 31 de desembre de 2018.³⁴⁰

l mercat diari

Al mercat diari hi intervenen agents productors, que ofereixen energia a un preu determinat, i agents comercialitzadors, que demanen l'energia a un preu concret per vendre-la després al consumidor final. L'Operador del Mercat Ibèric, Pol Espanyol (OMIE) ordena aquesta informació, i satisfà la demanda, cassant en primer lloc aquelles unitats que s'ofereixen a un preu menor amb les que es demanen a un preu major. L'última unitat cassada acaba fixant el preu de mercat. És a dir, el preu de mercat es genera en base al preu marginal de cadascuna de les energies que entren al *pool*.

Com es veurà més endavant, la demanda elèctrica és extremadament inelàstica, especialment quan la formació del preu en temps real no es trasllada immediatament al consumidor final.³⁴¹ El consumidor final és doncs preu acceptant, fet que s'agreuja per la manca, o limitada implantació, de comptadors intel·ligents, capaços de discriminar per hores.³⁴² Així mateix, segons Pérez-Arriaga (2005), la baixa elasticitat de la generació i els elevats costos de les inversions (molt intensives en capital) i la xarxa de transport també dificulten l'anàlisi dels mercats elèctrics. Com apunta Wolak (2007), el mercat elèctric és un mercat que destaca per les seves imperfeccions.

Així mateix, i com s'ha vist anteriorment, Espanya és una illa en el camp energètic, i especialment en l'àmbit elèctric, amb interconnexions limitades a escala internacional, el que fa que el preu se subscriu estrictament a l'àmbit ibèric.

L'electricitat és un bé homogeni (no es pot distingir un kWh produït amb energia nuclear d'un produït amb energia eòlica), no emmagatzemable, del qual existeixen escassos substituïts pròxims (fons d'energia primàries, que requereixen de fortes inversions per ser utilitzades com a alternativa). Així mateix, el preu del producte també és homogeni, malgrat les diferents tecnologies utilitzades per la seva producció, que si que difereixen en costos de producció.

Les centrals de generació elèctrica es poden classificar en regulables i no regulables (eòlica i solar). Entre les centrals regulables UNESA (2012) distingeix entre centrals de punta (poques hores de funcionament), centrals de pla (nombre intermedi d'hores de funcionament) i de base (nombre elevat d'hores de funcionament). Segons UNESA (2012), les centrals de punta tenen costos variables elevats, amb costos d'inversió relativament baixos dissenyades per operar poques hores i ser flexibles (tradicionalment centrals de fuel i gas). Les centrals de base tindrien costos d'inversió elevats, que es compensen per una costos variables baixos, pensades per operar moltes hores, sense necessitat de ser flexibles (centrals nuclears). Per últim, les centrals de pla, entremig de les dues anteriors, són centrals amb costos d'inversió i variables intermedis (carbó i cicles combinats).³⁴³

³³⁸ En cas de disposar d'un comptador intel·ligent, es podrà comprovar el preu el dia anterior a la web d'OMIE i adaptar el consum en funció d'aquest.

³³⁹ Malgrat tot, Espanya és dels països on la instal·lació d'aquests aparells es troba en una fase més avançada. Vegeu el diari El País, de 14 de febrer de 2014, "La nueva factura de la luz nos deja a oscuras".

³⁴⁰ El 35,0% del parc abans de 31 de desembre de 2014, un altre 35,0% entre 1 de gener de 2015 i el 31 de desembre de 2016, i el 30,0% restant entre 1 de gener de 2017 i 31 de desembre de 2018.

³⁴¹ Són les comercialitzadores les encarregades de fixar un preu, amb un volum important de demandes al preu màxim fixat per llei.

³⁴² La seva implantació generalitzada està prevista per finals de l'any 2018.

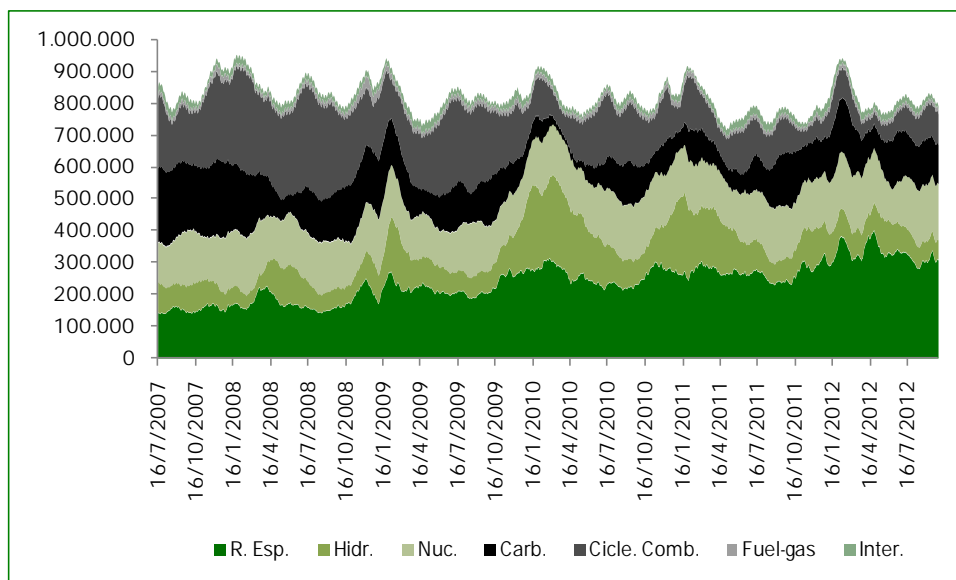
³⁴³ Com menciona UNESA (2012) les centrals hidràuliques es poden classificar de punta si són regulables, o de base si són fluents. Així, si les centrals hidràuliques fluents es consideren de base, caldria considerar l'energia eòlica i solar també dins d'aquest apartat.

En una classificació similar Corominas (2012), considera que “la generació elèctrica es produeix de manera continuada o de base (nuclear, hidràulica fluent), intermitent (eòlica, solar) o variable (termoelèctrica, hidràulica amb embassament)”.

De la mateix manera Fabra i Fabra (2010), apunten que les tecnologies per a la producció d'electricitat es distingeixen en base als costos fixos i variables que presenten.³⁴⁴ Així, segons els autors, “les tecnologies amb elevats costos fixos i baixos costos variables operen contínuament durant les 24 hores del dia, sent les tecnologies amb menors costos fixos i majors costos variables les que es dediquen a cobrir les puntes de demanda”. Segons Fabra i Fabra (2010), l'ordenació de menor a major cost marginal³⁴⁵ és: eòlica i solar, hidroelèctrica, nuclear, carbó, cycle combinat i fuel-oil.³⁴⁶ Aquest cost reflecteix també l'ordre d'entrada al mercat dels oferents (ordre de mèrit). Així doncs, “la rivalitat no es produeix entre totes les empreses, sinó entre un nombre molt limitat d'elles que competeixen per satisfer l'última unitat d'electricitat demandada (d'aquí que es denominin centrals marginals)”.³⁴⁷

Així doncs, les energies eòlica, solar, hidràulica i nuclear, al tenir uns costos marginals inferiors als d'altres tecnologies, es col·loquen amb preferència sobre la resta.³⁴⁸ És a dir, són la resta de tecnologies les que acaben fixant el preu marginal (principalment les centrals de cycle combinat), a partir de la demanda que l'energia en règim especial, hidràulica i nuclear no poden cobrir. Com s'observa al gràfic, la proporció d'energia que produeixen les centrals extramarginals s'ha anat reduint a mesura que incrementava la producció en règim especial.

GRÀFIC 98. Producció d'energia elèctrica, per tipus de tecnologia. MIBEL, 2007-2012



Unitats: MWh.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de OMIE.

Això s'ha traduït en que aquestes tecnologies extramarginals marquen el preu de mercat un menor nombre d'hores.

³⁴⁴ Per a una anàlisi dels costos fixos i d'operació de les centrals basades en energies renovables, vegeu Linares, Frías i Gómez (2010).

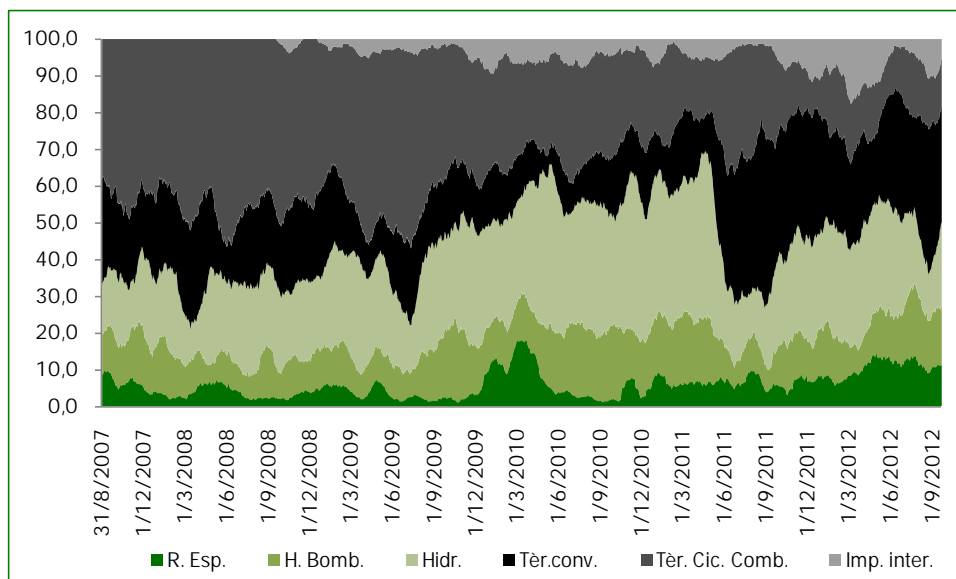
³⁴⁵ I per tant dels costos variables.

³⁴⁶ Ara bé, pel que fa al cost fix (o el cost de construcció de la central o en inversió), i segons l'informe del CAREC (2011) en matèria energètica, les centrals de cycle combinat i fuel-oil requeririen d'una inversió baixa, la hidràulica, el carbó i la biomassa mitja, la nuclear d'una inversió alta, i l'eòlica i la solar molt alta, el que es traduiria en uns costos mitjos més elevats.

³⁴⁷ Segons Fabra i Fabra (2010), també existirien les centrals inframarginals, amb costos marginals inferiors a les centrals marginals, en les quals el cost d'oportunitat de no casar-les amb la demanda seria molt elevat (eòlica, hidroelèctrica i nuclear principalment). Així mateix, existien les centrals extramarginals, amb costos marginals superiors i a les que resultaria rendible produir al preu que fixen les centrals marginals. Les segones serveixen per fixar el límit superior del preu de l'energia. En canvi, les primeres, poden utilitzar un cert poder de mercat si es troben molt concentrades, doncs tenen assegurada la col·locació de l'energia produïda al mercat.

³⁴⁸ Les centrals hidràuliques juguen un paper regulador del sistema, motiu pel qual només entren al *poo*/quan així ho requereix el sistema, tot i tenir costos marginals baixos. Així mateix, anteriorment a la supressió d'aquestes, algunes tecnologies amb dret a prima regulada de producció, entraven al *poo*/a preu zero (principalment renovables, amb costos marginals més baixos que d'altres tecnologies. Per llei (24/2013), a igualtat de preu marginal, les energies renovables tenen preferència sobre la resta.

GRÀFIC 99. Tecnologia que marca el preu marginal⁽¹⁾. Espanya, 2007-2012



Unitats: percentatges.

(1) Les dades d'OMIE recullen hora per hora quina tecnologia marca el preu marginal. En aquest gràfic s'han considerat totes les hores del dia, incloent-hi aquelles en què hi ha més d'una tecnologia fixant el preu marginal. A continuació s'han sumat les hores en que la tecnologia marca el preu marginal al llarg del dia, i s'ha calculat la mitjana mòbil a 31 dies a fi de poder presentar les dades sense excessives variacions. Després, s'ha calculat el pes que el nombre d'hores de cada tecnologia representava sobre el total per obtenir un percentatge.

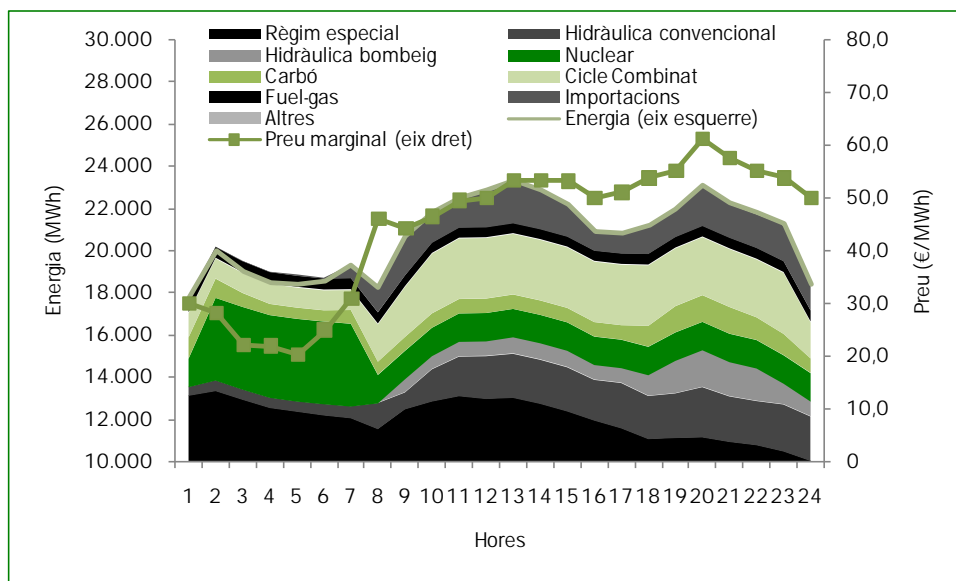
Font: elaboració pròpia a partir de dades de OMIE.

Les cassacions es realitzen per a les 24 hores del dia, de manera que s'obtenen 24 preus diferents al mercat diari. El mercat diari tanca a les 10:00 del dia anterior a l'intercanvi físic de l'energia, i les unitats generadores estan obligades a presentar ofertes de venda per tota la capacitat disponible, a excepció de la potència ja compromesa en contractes bilaterals, així com aquella que per raons tècniques no està disponible.

Com s'ha comentat anteriorment, s'estableix un preu per cada hora del dia. Atès que el consum varia, el preu també fluctua, com s'observa al gràfic.³⁴⁹

³⁴⁹ D'aconseguir una corba de consum més uniforme, sense hores punta i hores vall, s'aconseguiria també una major uniformitat en el preu de l'energia elèctrica. Aquest canvi només és possible si canvien els hàbits de consum de la societat. Com s'apunta a Pérez-Arriga (2005), aquests canvis només seran possibles si es millora la capacitat d'elecció dels consumidors a través d'una millora en els aparells de mesura i menor uniformitat de preus de les tarifes o les ofertes al mercat lliure en funció de l'hora del dia.

GRÀFIC 100. Generació d'energia elèctrica i preu marginal de l'energia elèctrica, per hores i tecnologies. Espanya, 8/11/2012



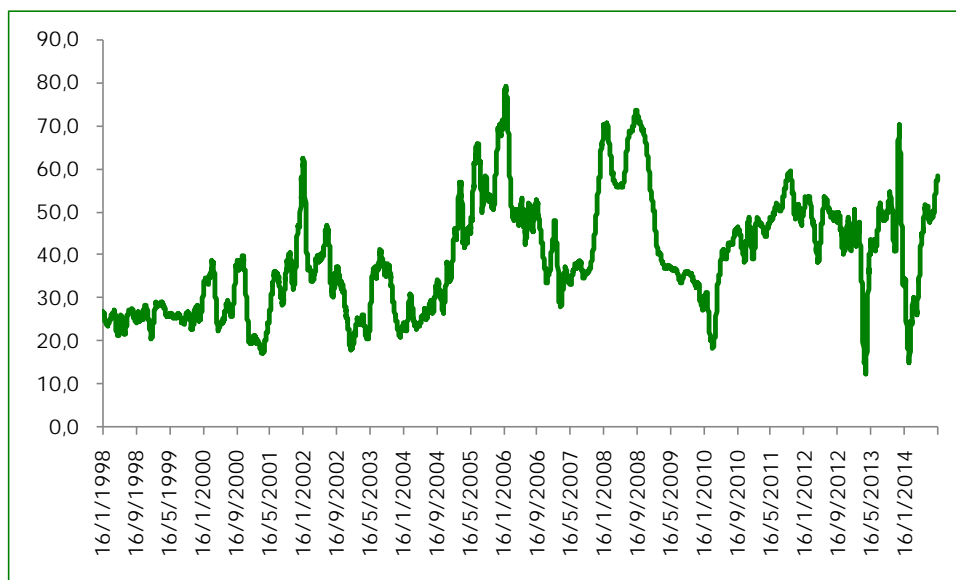
Unitats: MWh i €/MWh.

(1) Els valors que es mostren al gràfic fan referència a la demanda nacional.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'OMIE.

El que s'observa analitzant l'evolució dels últims anys, és una davallada del preu fins a mitjan l'any 2009 fruit de l'inici de la crisi econòmica, seguida d'un increment sostingut del preu de l'energia des de llavors, amb alguna oscil·lació quan la producció eòlica/hidràulica creix de forma considerable, malgrat que la demanda ha seguit retrocedint. Així, durant l'any 2012 el preu al mercat diari se situa en una mitjana de 47,2€/MWh i durant el 2013 en 44,3€/MWh.

GRÀFIC 101. Evolució del preu mig aritmètic al mercat diari⁽¹⁾ de l'energia elèctrica. Espanya gener 1998-2014



Unitats: euros/MWh.

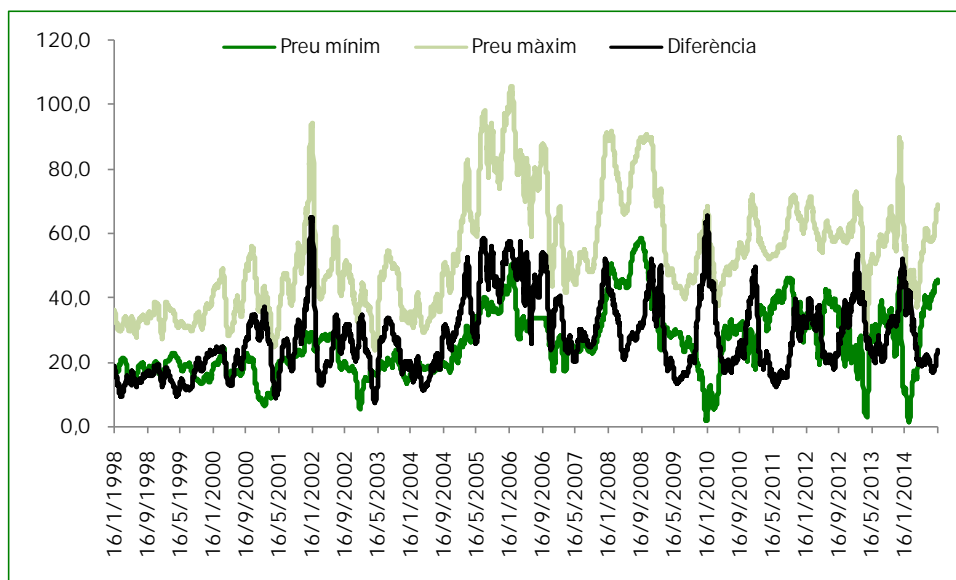
(1) Per tal de reduir la volatilitat de les dades, s'ha calculat la mitjana mòbil dels preus en base a 31 dies: el dia de referència, els 15 dies anteriors i els 15 dies posteriors. Això fa que alguns dels màxims siguin inferiors als que recull la base de dades, i alguns mínims siguin superiors.

Font: elaboració pròpia a partir d'OMIE.

El preu mínim i el preu màxim de l'energia també presenten fortes variacions. Com s'aprecia al gràfic, que intenta recollir aquesta volatilitat, aquestes diferències no són uniformes al llarg de l'any, amb períodes amb major dis-

tància entre màxims i mínims i períodes amb una menor diferència. Durant els últims anys, aquests períodes es correspondrien, respectivament, a hivern i estiu.

GRÀFIC 102. Evolució del preu al mercat diari⁽¹⁾ de l'energia elèctrica, màxim i mínim. Espanya gener 1998-2014



Unitats: euros/MWh.

(1) Per tal de reduir la volatilitat de les dades, s'ha calculat la mitjana dels preus marginals mínims i màxims en base a 31 dies: el dia de referència, els 15 dies anteriors i els 15 dies posteriors. Això fa que alguns dels màxims siguin inferiors als que recull la base de dades, i alguns mínims siguin superiors.

Font: elaboració pròpia a partir d'OMIE.

Barreres d'entrada: competència pel mercat i canvis regulatoris

La llibertat d'entrada, o la inexistència de barreres d'entrada,³⁵⁰ equival a la competència en la inversió (competència pel mercat), i relaciona els costos de les diferents tecnologies. Segons Fabra i Fabra (2009) aquesta competència mai ha existit a Espanya, el que provoca que el preu marginal que fixen els mercats no reflecteixi el cost mig que assumeixen les empreses en la producció d'energia elèctrica, i que s'acaba traduint en un desajust entre les rendibilitats de les diferents tecnologies.

Això, segons Fabra i Fabra (2009) en base a un informe de la CNE, a Espanya es tradueix en una retribució superior als costos mitjos de les centrals inframarginals.

La moratòria nuclear i la inexistència de nous recursos hídrics representen una barrera d'entrada, el que provoca que l'energia nuclear i l'energia hidràulica no tinguin competidors, fruit d'uns costos marginals inferiors a la resta. Les empreses que disposaven d'aquestes tecnologies, amb les centrals ja en funcionament (i per tant dins del mercat) en el moment de liberalització del sector, compten des de llavors amb el que Fabra i Fabra (2009) anomenen *windfall profits* o beneficis caiguts del cel (vegeu la figura), fruit de canvis regulatoris. És a dir, són centrals totalment amortitzades,³⁵¹ en què es va invertir abans del canvi regulatori (sense competència en la inversió), i que presenten uns costos marginals molt inferiors als que acaba fixant el mercat.³⁵² És a dir, gaudeixen d'un monopoli de dret.

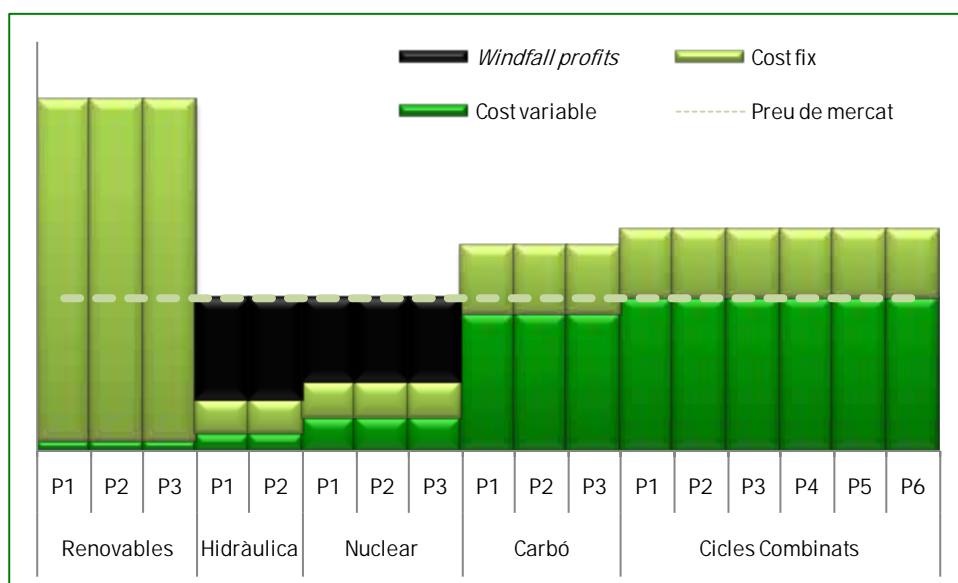
³⁵⁰ Com assenyalen Fabra i Fabra (2009) en base al informe de la Comissió Nacional de la Competència sobre la fusió de Gas Natural/Unión Fenosa, "les principals barreres d'entrada al mercat elèctric més significatives són: l'existència de retards administratius per la instal·lació de nova capacitat, l'escassa capacitat d'interconnexió amb altres sistemes, l'existència d'actius estratègics per a la generació (accés a emplaçaments, recursos hídrics, combustibles, restriccions en el transport i drets contractuals heretats), l'excessiu grau de concentració empresarial, i les derivades de la integració vertical entre generació, distribució i comercialització de l'electricitat". Aquestes se sumen a les barreres d'entrada pròpies de qualsevulla empresa intensiva en capital (que requereixen d'un període llarg d'amortització): incertesa i costos enfonsats elevats; i també les barreres d'entrada pròpies de mercats oligopolístics: control de preus.

³⁵¹ En gran mesura, segons Fabra i Fabra (2009), pel pagament dels costos de transició a la competència (CTC).

³⁵² Si bé s'ha apuntat al *pay-as-you-bid* (pagar pel preu que ofertes) com una possible solució per diferenciar els preus per tecnologies, aquest mètode de subhasta només porta a una previsió per part dels agents sobre quin serà el preu de l'última unitat marginal que entrarà al mercat,

Com assenyalen Fabra i Fabra (2009), la magnitud d'aquests *windfall profits* és similar al dèficit tarifari, que s'analitzarà més endavant. Així doncs, estariem davant d'un dèficit virtual o regulatori.

GRÀFIC 103. Costos en la generació elèctrica i preu de mercat⁽¹⁾. Espanya



Unitats: unitats.

(1) Exemple il·lustratiu.

Font: elaboració pròpia a partir de Fabra (2013).

No es pot oblidar, però, l'increment de costos que han tingut les centrals nuclears amb motiu de les inversions recurrents per reforçament de la normativa de seguretat nuclear, el finançament del cost de la segona part del cicle de combustible nuclear, la Llei estatal 15/2012 de mesures fiscals sobre la generació d'electricitat, i la creació de nous peatges, càrregues i impostos. Així doncs, el cost total de generació de les centrals nuclears i hidroelèctriques s'obté com a suma del cost variable d'explotació, més el cost dels impostos de la Llei estatal 15/2012, més el cost fix d'explotació, més el cost del capital.

Tenint en compte aquests conceptes, l'any 2013, el cost total de les centrals nuclears se situava entre 60 i 70 €/MWh i el cost total de les centrals hidroelèctriques entre 50 i 60 €/MWh, molt per sobre del preu mig del mercat de l'any 2013, que fou de 44 €/MWh. És a dir, comparant els costos reals de les generacions nuclear i hidroelèctrica amb el preu del mercat no apareixen els esmentats "*windfall profits*".

Com s'observa a les taules següents, elaborades a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, s'aprecia que les 3 grans empreses productores d'energia elèctrica a Espanya concentren la major part de la potència instal·lada en energia nuclear (97,8%) i hidràulica (86,1%).³⁵³

TAULA 31. Potència instal·lada, per any de posada en funcionament⁽¹⁾, font d'energia primària i titularitat⁽²⁾. Espanya, 2009

		Eòlica	Hidràulica	Nuclear	Tèrmica	Cicle Combinat	Altres
Abans de la reforma (...-1997)	Iberdrola	21	8.432	3.345	2.742	0	0
	Endesa	46	5.571	3.636	7.818	553	2.504
	Gas Natural-Fenosa	0	1.815	583	2.630	0	0
	Altres	247	2.125	166	3.988	3.226	9
	Total	314	17.943	7.731	17.177	3.780	2.513
Després de la reforma (1998-2009)	Iberdrola	4.879	67	0	800	5.695	0
	Endesa	640	2	0	1.009	2.456	0

el que s'acaba traduint en què tots els agents s'aproximen a aquest preu marginal, amb efectes pràcticament nuls sobre el preu de mercat final.

³⁵³ Hidrocanabric (propietat de Electricitat de Portugal) posseeix el 2,2% restant de la potència instal·lada en energia nuclear, via una participació a les centrals de Almaraz i Trillo.

	Gas Natural-Fenosa	0	73	0	0	8.004	0
	Altres	19.523	454	0	923	8.567	3.564
	Total	25.042	595	0	2.733	24.722	3.564
Total	Iberdrola	4.900	8.499	3.345	3.542	5.695	0
	Endesa	686	5.573	3.636	8.827	3.009	2.504
	Gas Natural-Fenosa	0	1.887	583	2.630	8.004	0
	Altres	19.770	2.579	166	4.912	11.794	3.573
	Total	25.356	18.538	7.731	19.910	28.502	6.077

Unitats: MW.

(1) S'ha dividit entre les centrals que es van posar en funcionament abans de la llei del sector elèctric, i amb posterioritat a l'entrada de la Llei. La taula inclou tant les centrals per al servei públic com les autoproduïdores.

(2) Aquesta taula s'ha realitzat en base a dades de les centrals de l'any 2009, si bé l'agrupació empresarial que es presenta a la taula correspon a l'any 2011. No s'han inclòs empreses portugueses, ni altres empreses participades per les 3 que es ressalten a la taula. Iberdrola inclou també Iberdrola renovables. Convé destacar que Endesa és propietat de la italiana Enel.

(3) Les diferents nuclears existents a Espanya estan participades per més d'una empresa. Així, les centrals d'Almaraz i Trillo es gestionen des de l'"Agrupación de Interés Económico Centrales Nucleares Almaraz-Trillo", participada en un 51,2% per Iberdrola, un 23,3% per Endesa i un 19,3% per Gas Natural-Fenosa. Les centrals d'Ascó I i II i Vandellòs II estan gestionades per l'"Asociación Nuclear Ascó Vandellòs II A.I.E. (ANAV)". Així, Ascó I pertany a Endesa (100,0%), Ascó II està participada per Iberdrola (15,0%) i Endesa (85,0%), mentre que Vandellòs II pertany també a Iberdrola (28,0%) i Endesa (72,0%). Aquestes mateixes companyies es reparteixen també al 50,0% la titularitat de Nuclenor, propietària de Santa Maria de Garoña i del 0,7% de les centrals nuclears d'Almaraz i Trillo.

(4) La categorització que fa el Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme pel que fa a les tèrmiques, només permet distingir si són de cicle combinat, tèrmica, grups dièsel o nuclear. Els grups dièsel, solars, altres solars i altres s'han inclòs a la categoria altres.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

S'observa també que aquesta major participació en aquestes tecnologies per part d'aquestes empreses es produeix abans de la liberalització del sector. Això provoca que la principal via d'entrada al mercat hagi estat l'entrada a l'accionariat de les empreses que disposen de les tecnologies hidràuliques i nuclears, el que explicaria, en part, la gran quantitat d'operacions hostils al sector els darrers anys, centrades en aquestes empreses, com observa Trillas, a García i Jiménez (2006).

TAULA 32. Potència instal·lada, per any de posada en funcionament, font d'energia primària i titularitat. Espanya, 2009

		Eòlica	Hidràulica	Nuclear	Tèrmica	Cicle Combinat	Altres
Abans de la reforma (...-1997)	Iberdrola	6,7	47,0	43,3	16,0	0,0	0,0
	Endesa	14,7	31,0	47,0	45,5	14,6	99,6
	Gas Natural-Fenosa	0,0	10,1	7,5	15,3	0,0	0,0
	Altres	78,6	11,8	2,2	23,2	85,4	0,4
	Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Després de la reforma (1998-2009)	Iberdrola	19,5	11,3	0,0	29,3	23,0	0,0
	Endesa	2,6	0,3	0,0	36,9	9,9	0,0
	Gas Natural-Fenosa	0,0	12,2	0,0	0,0	32,4	0,0
	Altres	78,0	76,2	0,0	33,8	34,7	100,0
	Total	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0	100,0
Total	Iberdrola	19,3	45,8	43,3	17,8	20,0	0,0
	Endesa	2,7	30,1	47,0	44,3	10,6	41,2
	Gas Natural-Fenosa	0,0	10,2	7,5	13,2	28,1	0,0
	Altres	78,0	13,9	2,2	24,7	41,4	58,8
	Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Un altre canvi regulatori sobrevingut ressaltat per Fabra i Fabra (2009) és la introducció dels drets d'emissió de CO₂ l'any 2005, que beneficià a les tecnologies amb menors o nul·les emissions de CO₂, tant pel fet de poder-se vendre els drets d'emissió no utilitzats, com pel major preu que havien de fixar les centrals marginals al interioritzar el preu del CO₂. Fabra i Reguant (2014), mostren com el 80,0% de l'increment de costos que suposen els drets d'emissió³⁵⁴ es trasllada al preu (100,0% en hores punta), el que implica que el gruix de l'increment el suporta el consumidor. Aquests increments de preu es van traduir en un major benefici per les empreses no emisso-

³⁵⁴ Per Espanya entre gener de 2004 i febrer de 2006.

res³⁵⁵ (nuclear i hidràulica principalment³⁵⁶) derivat del canvi regulatori, que més endavant el Govern va gravar amb caràcter retroactiu, segons Fabra i Reguant (2014). Com apunta Pérez-Arriaga (2005) en el repartiment inicial d'aquests drets,³⁵⁷ els cicles combinats haurien rebut una proporció major de drets que altres tecnologies com a conseqüència d'una metodologia de repartiment mal dissenyada.³⁵⁸

Pérez-Arriaga (2005) apunta també a barreres administratives, amb llargs processos entre l'inici de la tramitació per la posada en marxa d'una unitat generadora o una línia de transport o distribució i el permís administratiu per a la construcció d'aquesta.

Poder de mercat

Segons Fabra i Fabra (2009), les dificultats per entrar al mercat acaben derivant en una falta efectiva de competència al mercat, el que provoca que apareguin poders de mercat, que s'acaben traduint en una oferta a preus majors dels que existirien en competència, i es tradueix també en produccions subòptimes, amb transferència de rendes del consumidor (o el contribuent) cap a l'empresa productora. Com s'assenyala a Fabra i Fabra (2009), diferents institucions reguladores, tant espanyoles com europees han alertat de la falta de competència efectiva, tant a Espanya com en d'altres països europeus (França i Alemanya entre ells).

Així mateix, Fabra i Fabra (2009) observen també que les exportacions i el bombeig faciliten l'exercici d'un poder de mercat per acabar fixant un preu interior superior al que s'esdevindria de la perfecta competència, al exercir un poder sobre la demanda.³⁵⁹

Tal i com s'exposa a Reguant (2011), el mercat opera en base a una combinació d'ofertes simples i ofertes complexes. Aquestes últimes només poden ser utilitzades per les centrals tèrmiques. És a dir, el conjunt d'ofertes diàries de cada generador d'una central tèrmica està supeditat a obtenir un mínim d'ingressos al conjunt del dia, que en cas de no assolir-se, fa que automàticament es retirin el conjunt d'ofertes diàries d'aquell generador. Aquest sistema permet a les unitats de generació amb elevats costos de posada en funcionament expressar millor les seves ofertes, el que es tradueix en un increment de l'eficiència, al no emprar unitats amb costos per sobre del preu de mercat, però té com a contrapartida que les empreses poden utilitzar aquesta restricció per fer ús del poder de mercat. D'aquí que el preu resultant del mercat difereixi de forma considerable del que seria el preu marginal d'equilibri sense aquestes restriccions, tal i com s'observa al gràfic.

³⁵⁵ Aparentment, i segons Fabra i Fabra (2009), això tampoc ha servit perquè les centrals de cicle combinat hagin desplaçat a les centrals de carbó del mercat, amb un guany ambiental molt limitat.

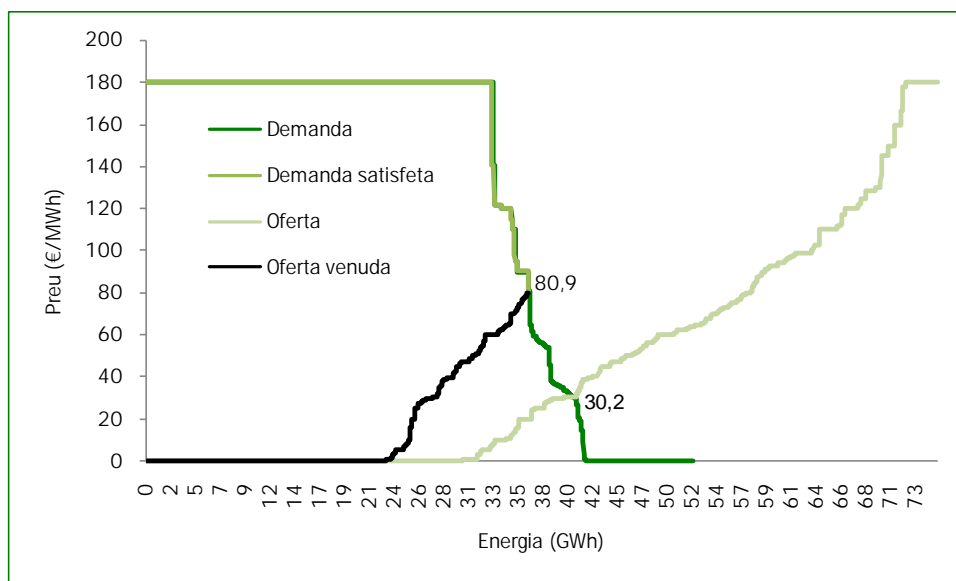
³⁵⁶ En el cas de l'energia eòlica, el canvi regulatori és anterior a la major part de la inversió en parcs eòlics, o si més no, el canvi regulatori del control d'emissions era previsible, motiu pel qual no existiria benefici derivat del canvi regulatori.

³⁵⁷ A través del Pla Nacional d'Assignació dels drets d'emissió.

³⁵⁸ Segons Pérez-Arriaga (2005), aquest fet es produïa també a altres països europeus, com per exemple Dinamarca, Alemanya o Noruega.

³⁵⁹ Aquest aspecte queda lluny de l'objectiu d'aquest apartat, motiu pel qual es remet al lector a Fabra i Fabra (2009) per una millor explicació sobre el tema.

GRÀFIC 104. Corbes d'oferta i demanda agregades, i preus d'equilibri al mercat diari⁽¹⁾. MIBEL, 28/01/2013 - 20:00



Unitats: €/MWh.

(1) El preu màxim està limitat, per llei, en 180,3€/MWh, el que explica que les corbes d'oferta i demanda siguin planes als seus extrems superiors.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'OMIE.

Com assenyala Reguant (2011), però, els beneficis d'utilitzar ofertes complexes, tot i la presència de poder de mercat, superen els costos generats per una major volatilitat al mercat d'utilitzar ofertes simples,³⁶⁰ el que resulta en un major benestar.³⁶¹

Així mateix, al mercat elèctric espanyol, els grans grups generadors coincideixen amb els grups comercialitzadors.³⁶² Segons Kühn i Machado (2004), aquesta integració vertical dins de mercats liberalitzats només succeeix a Espanya, i pot donar poders de mercat bilaterals a les empreses. Així, segons Kühn i Machado (2004), l'exercici d'aquest poder es tradueix en ineficiències en la producció derivades de l'exercici de poders d'oligopoli en la producció i d'oligopsoni en la comercialització, mentre que el preu es manté pròxim al de competència. Així, aquells grups que siguin demandants nets d'energia elèctrica³⁶³ tindran un incentiu a produir energia en excés (inclús per sota del preu marginal), a fi de reduir el preu marginal final a pagar. Per contra, els oferents nets,³⁶⁴ tindran un incentiu a produir per sota de l'òptim, a fi de beneficiar-se d'un preu superior a pagar pels demandants nets. Segons Kühn i Machado (2004), aquestes ineficiències són importants a Espanya, i poden ser inclús superiors a les que experimenten mercats on només s'exerceix un poder de mercat en la generació.

Les primes a la generació en règim especial³⁶⁵

El mercat elèctric té diferents barreres d'entrada pel que fa a la generació. Pérez-Arriaga (2005) enumera com a barreres d'entrada per al creixement de les tecnologies basades en energies renovables les barreres retributives o financeres (incertesa en l'estabilitat de la remuneració, falta de suport a la inversió³⁶⁶), tècniques (d'accés i

³⁶⁰ Al realitzar ofertes simples, les empreses han d'incorporar els costos d'arrencada d'una central al preu marginal. Això, sumat a la incertesa que genera la diversitat d'estratègies de la resta d'empreses, faria que el preu fos un 7,9% superior que utilitzant ofertes complexes segons Reguant (2011), amb la conseqüent pèrdua de benestar.

³⁶¹ L'estudi de Reguant (2011) no inclou estratègies de col·lusió entre empreses estratègiques, així com tampoc preveu les reaccions de tecnologies que no utilitzen ofertes complexes (renovables, nuclears, i especialment hidràuliques). Així mateix, l'autora també adverteix que no s'incorporen ni els mercats en congestió, ni els mercats seqüencials. L'estudi tampoc endogenitza els comportaments que un nou mètode de subhasta podria suposar en els contractes a termini, i la manera com les empreses els utilitzen.

³⁶² També amb els grups distribuïdors.

³⁶³ És a dir, que comercialitzin més energia de la que generen.

³⁶⁴ És a dir, que generen més energia de la que comercialitzen.

³⁶⁵ En aquest apartat només s'analitza el funcionament i import per MWh de cada tecnologia. El cost que aquestes primes generen al sistema es pot veure més endavant en aquest Informe.

³⁶⁶ Pérez-Arriaga (2005) inclou també l'existència d'unes primes insuficients, especialment en el cas de la biomassa. Això seria aplicable per a l'any 2005, si bé és cert que amb l'increment de la potència instal·lada en diferents tecnologies renovables de 2005 ençà, fa pensar que potser durant uns anys no hi ha hagut un problema de primes insuficients.

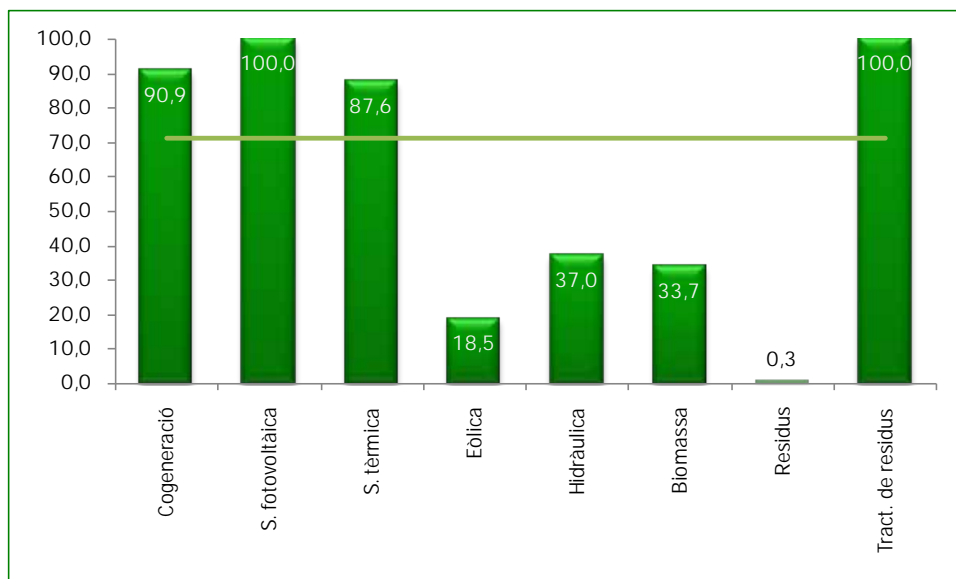
connexió a la xarxa i d'operació del sistema) i administratives (proliferació de normativa i tràmits, ineficiències en la tramitació i falta d'homogeneïtat).

El fet que les principals energies renovables (eòlica i solar) siguin modulables, en les quals es pot invertir tant en una petita instal·lació d'autoconsum, com en una planta de generació de grans dimensions, faciliten l'entrada al mercat de nous generadors. Malgrat això, i per tal d'incentivar la instal·lació, tant d'energies renovables com d'altres en règim especial,³⁶⁷ es va recórrer a la creació d'unes primes que s'afegien al preu de mercat.

Totes les instal·lacions de règim especial bonificades, podien, fins a l'aprovació del Reial decret llei 9/2013, vendre la seva energia a preu de mercat i afegir-hi una prima,³⁶⁸ o bé fer-ho a través d'una tarifa regulada que les remunerava a un preu constant, que en cas de situar-se per sobre del preu de mercat representava una prima a la producció, i en cas de situar-se per sota, representava un estalvi per al sistema. Així doncs, tant si les empreses generadores optaven per la prima, com si ho feien per la tarifa regulada, obtenien el que s'anomena una prima equivalent.³⁶⁹

Segons dades de la CNE, entre març de 2011 i febrer de 2012 (un any), el 71,2% de les bonificacions pagades a instal·lacions amb dret a prima s'efectuava mitjançant una tarifa regulada, mentre que el 28,9% restant obtenien una prima en base al preu de mercat. Les diferències entre tecnologies també són notòries, amb un 100,0% de l'ingrés a través de tarifa en les instal·lacions fotovoltaïques, per només un 18,5% en el cas de les eòliques, o un 0,3% en el cas dels residus. És a dir, hi ha tecnologies que optaven per acollir-se a un preu fix, mentre que d'altres preferien rebre la prima en base a un preu de mercat. Aquesta elecció depenia en gran mesura de l'import de la prima i la tarifa regulada.

GRÀFIC 105. Percentatge de bonificació obtingut en base a tarifa regulada, segons tecnologia. Espanya, març 2011-febrer 2012



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de la CNE.

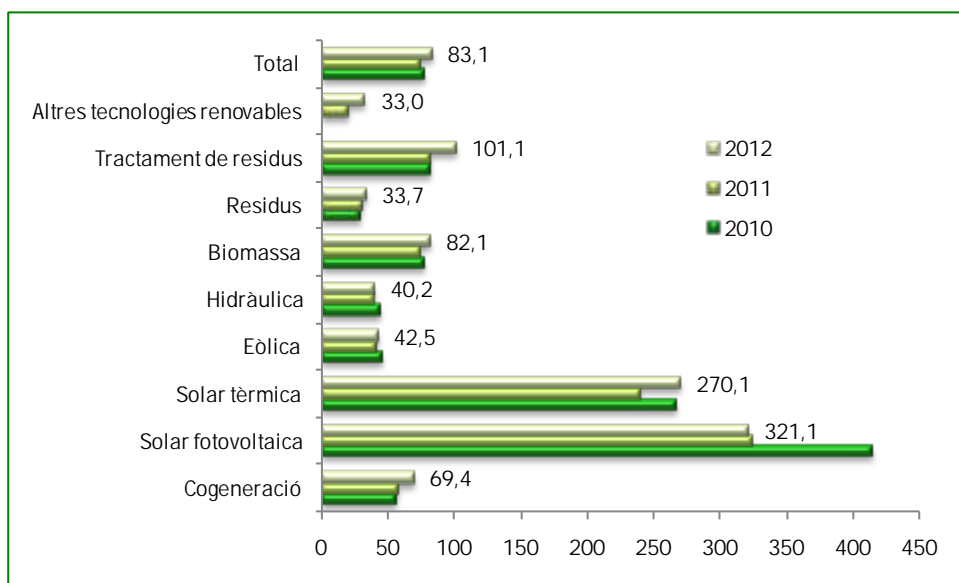
Si s'observa el cost d'aquesta prima equivalent en funció de la tecnologia emprada, s'aprecia que tant l'energia solar fotovoltaica com tèrmica s'allunyaven considerablement de la mitjana, amb costos molt superiors.

³⁶⁷ Que inclou tant energies renovables, considerades en l'anàlisi que es fa a continuació, com energies no renovables, que també reben una prima, tot i no tractar-les a continuació.

³⁶⁸ Amb el Reial decret llei 2/2013 aquesta opció desapareix.

³⁶⁹ Convé indicar que al ser tecnologies amb un preu marginal nul, aquestes energies entrarien igualment al mercat a preu zero, tant si existeix la bonificació com si no. Aquesta només afecta a la decisió d'invertir, en la mesura que permet reduir els riscos (associats a la volatilitat del preu) pel que fa a l'amortització de les instal·lacions.

GRÀFIC 106. Retribució regulada en primes equivalents per la producció en règim especial, per tipus de tecnologia. Espanya, 2010-2012

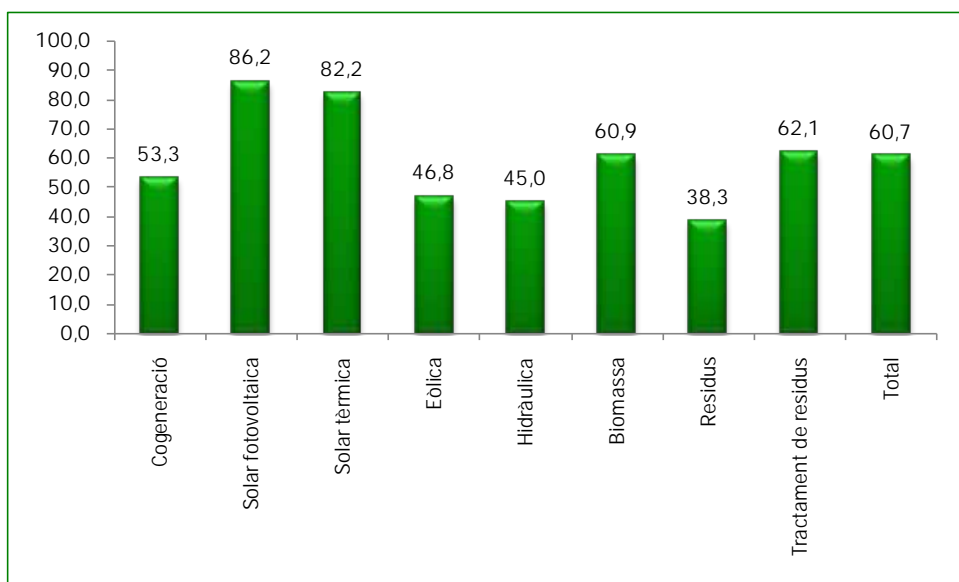


Unitats: euros/MWh.

Font: elaboració pròpia a partir de la CNE.

En conjunt, la prima equivalent representava el 60,7% de la retribució de la producció amb dret a prima l'any 2011. Aquest percentatge, però, varia en funció de la tecnologia, sent superior al 80,0% en el cas de l'energia solar, i inferior al 50,0% en el cas de l'energia eòlica, hidràulica i de residus. Aquestes diferències s'expliquen, en part, pels diferents punts de la corba d'aprenentatge tecnològic en que es trobava cada font.

GRÀFIC 107. Percentatge de retribució regulada en primes per la producció en règim especial, per tipus de tecnologia. Espanya, 2011



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir de la CNE.

Durant la redacció d'aquest Informe s'han produït canvis importants en aquesta matèria. Així, el Reial decret llei 1/2012 elimina aquestes primes per les instal·lacions de nova construcció, mentre que el Reial decret llei 2/2013 canvia la metodologia de revisió de les tarifes per instal·lacions ja construïdes, en reduïx l'import i su-primeix la possibilitat d'acollir-se a un prima que complementi el preu de mercat (només es podia rebre una tarifa,

o accedir al mercat sense prima). Això té un impacte en les instal·lacions ja construïdes, al fer-les menys rendibles, el que també repercuteix en inseguretats jurídica.

Amb el Reial decret llei 9/2013 se suprimeix la prima a la producció en règim especial i la substitueix per una retribució específica en base a una "rendibilitat raonable", que depèn d'un terme fix (per potència instal·lada) i un terme variable (per operació de la instal·lació), que alhora tenen en compte la vida útil regulatòria, la inversió inicial estàndard, els costos estàndard i els ingressos estàndard d'una instal·lació tipus. Aquesta retribució s'estableix com el rendiment promig en el mercat secundari durant els 10 anys anteriors a l'aprovació de la norma de les Obligacions de l'Estat a 10 anys més un diferencial de 300 punts bàsics. Així doncs, aquelles instal·lacions construïdes a l'empara d'uns rendiments garantits, veuen reduïda la seva rendibilitat, el que en molts casos pot afectar també a la seva viabilitat. A més, la "rendibilitat raonable" s'estableix per tota la vida útil de la instal·lació, el que afecta a rendiments passats.³⁷⁰ Això suposa que les retribucions raonables futures es veuran disminuïdes en cas que la instal·lació hagi superat aquesta rendibilitat en el passat, el que perjudica aquelles plantes de generació més eficients. Així mateix, les diferències tecnològiques de cada planta derivades del punt de la corba d'aprenentatge tecnològic en el moment de la inversió, sumat a la diferent ubicació, característiques, etc., farà que la retribució sigui diferent per cada instal·lació, amb el component d'arbitrarietat que això suposa. La norma doncs, incideix també en la inseguretats jurídica, al mateix temps que mina un dels pocs sectors on Espanya disposava de tecnologia punta.³⁷¹

La derivada del Reial decret llei 9/2013 és el Reial Decret llei 413/2014 i l'Ordre IET/1045/2014 que estableixen les retribucions per cada instal·lació en base als estàndards en funció de la tecnologia utilitzada i l'any de posada en funcionament. Així, existeixen 806 tipologies d'instal·lacions de cogeneració, 576 de solar fotovoltaica i 23 d'eòlica. En el moment d'entrada en vigor del reial decret, s'estimava una retallada d'uns 1.750 milions d'euros l'any segons el Govern i de 2.100 milions segons les empreses, que afecten principalment a l'energia eòlica (les construïdes amb anterioritat a 2004 no rebran prima³⁷²) amb una retallada de 1.200 milions d'euros anuals, i a la solar fotovoltaica, amb una retallada d'uns 600 milions. En canvi, la solar termoelectrica veu incrementada la seva prima, com també l'eòlica construïda posteriorment a l'any 2008. També pot haver-hi problemes en les plantes de biogàs de tractament de purins, fent-les inviables.

Al retirar les primes, algunes instal·lacions (la eòlica anterior a 2004, per exemple) només cobraran el preu del mercat, que quan estan en funcionament aquestes tecnologies (principalment eòlica), en molts casos és zero.

Els mercats posteriors al diari

Tal i com s'especifica a Sanja (2012d), existeixen un seguit de mercats posteriors al diari, on s'acaba d'ajustar la producció i el consum atenent a criteris tècnics. A continuació s'exposa, breument, en què consisteixen aquests mercats:

§ Restriccions tècniques del sistema: com que el resultat del mercat diari és estrictament econòmic, l'operador del sistema (Red Eléctrica) ha de vetllar per garantir-ne la viabilitat tècnica.³⁷³ Per fer-ho, ha de modificar la generació, intentant minimitzar l'increment del cost en la generació.³⁷⁴ Tal i com s'insinua a Reguant (2011), a Crampes i Fabra (2005), Furió i Lucia (2006), o a Fabra i Fabra (2012a), en cas d'una concentració important de generadors d'una empresa en un territori, aquestes també podrien exercir poder de mercat gràcies a les restriccions tècniques del sistema, que prioritzarien la producció en determinades zones en detriment d'altres.³⁷⁵

§ Mercat intradiari:³⁷⁶ s'utilitza per permetre a generadors i comercialitzadors adaptar-se a canvis ocorreguts amb posterioritat al tancament del mercat diari. Tal i com explica Furió (2011), s'organitza en 6 sessions, que comencen el mateix dia del tancament del mercat diari. Com mostra Furió (2011), l'any 2000 el volum negociat al mercat intradiari era del 7,0% de l'energia negociada al mercat diari, mentre que segons Sanja

³⁷⁰ Té caràcter retroactiu.

³⁷¹ Al desmantellar el sector d'energies renovables, Espanya haurà subvencionat el desenvolupament d'aquest, i ara que la tecnologia ja es troba en una fase de major maduresa, no n'obtindrà un rendiment en forma de teixit industrial i empresarial.

³⁷² Es calcula que representen un terç de les instal·lacions en funcionament al país.

³⁷³ Pérez-Arriga (2005) apunta a la inexistència de senyals de localització en el preu de l'electricitat, el que limita la capacitat de les noves unitats generadores d'ubicar-se en zones (nodes) menys saturades. L'autor proposa la introducció de preus nodals (o zonals) per a les centrals elèctriques, per incorporar les pèrdues derivades de la ubicació de la planta de generació (en una zona molt saturada, o en una zona sense plantes alternatives).

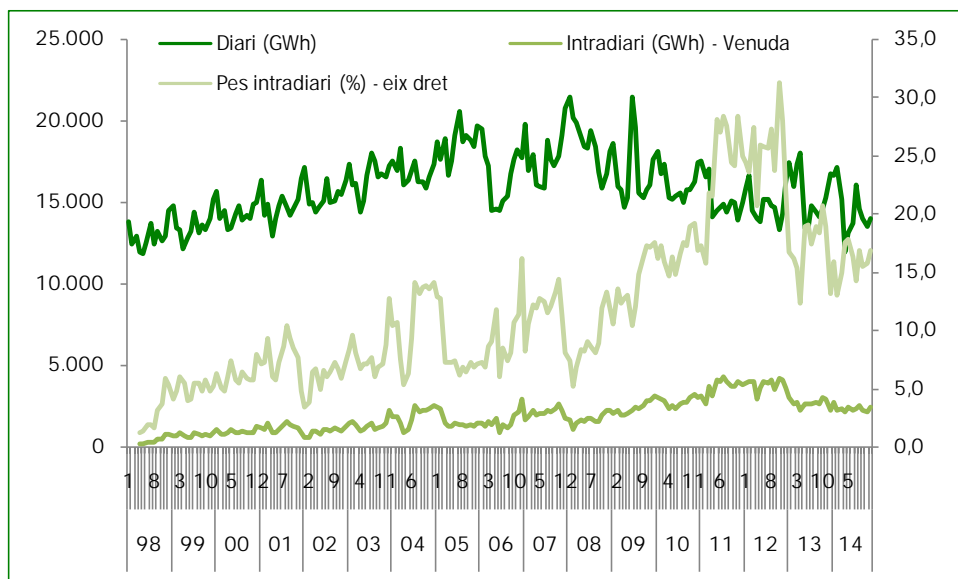
³⁷⁴ Al substituir unitats casades per unitats no casades, l'increment en el cost és inevitable.

³⁷⁵ S'aprofitarien de les economies de congestió al territori.

³⁷⁶ Vegeu Furió (2011) per una millor explicació del mercat intradiari.

(2012d) l'any 2011 el mercat intradiari gestionava un volum d'energia que representava el 25,0% de l'energia gestionada al mercat diari. Segons Furió (2011), l'increment d'aquest mercat s'explicaria per l'ús de les renovables (menys previsibles en la generació). Com s'observa al gràfic, el pes del mercat intradiari s'ha reduït els dos darrers anys.

GRÀFIC 108. Pes de l'energia contractada al mercat intradiari respecte a l'energia contractada al mercat diari. Espanya 1998-2014



Unitats: GWh i percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir d'OMIE.

Furió i Lucia (2006), analitzen de forma conjunta els mercats diaris, les restriccions tècniques del sistema i el mercat intradiari. Els autors mostren que el major preu que reben les empreses gràcies a les restriccions tècniques, fan que aquestes intentin utilitzar-les per obtenir un major benefici (derivant energia del mercat diari a les restriccions tècniques gràcies al poder de mercat local en la generació i a l'ús de determinades tecnologies –principalment centrals tèrmiques). En el cas de no produir per restriccions tècniques, aquestes unitats poden anar al mercat intradiari, que constitueix una assegurança per a les empreses.³⁷⁷

§ Serveis complementaris: es tracta de serveis de gestió i control com el control de la freqüència,³⁷⁸ el control de la tensió-reactiva, la reposició del servei, etc.. Aquests serveis poden modificar de nou la producció de certs generadors en base a criteris tècnics.

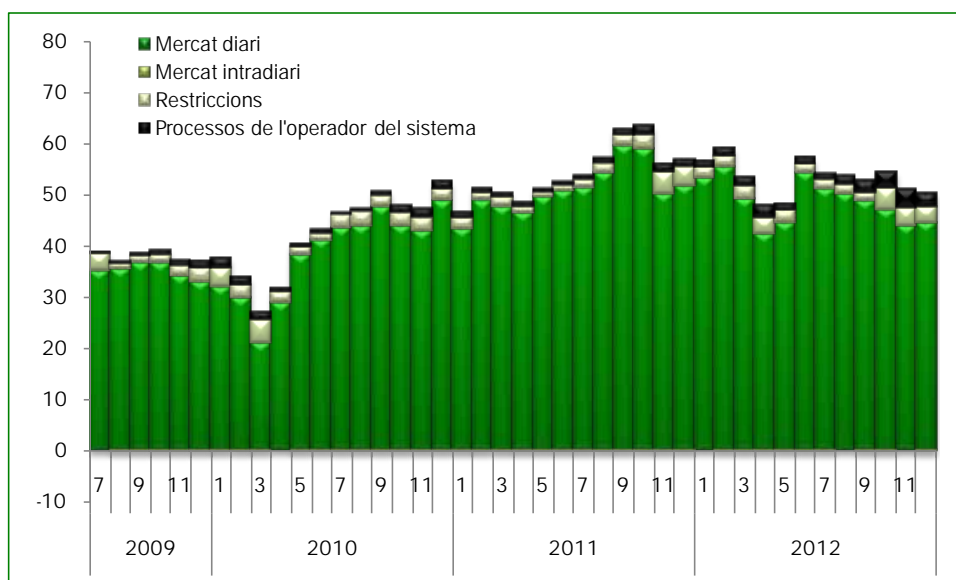
§ Gestió de desviaments: es tracta de la gestió d'imprevistos al sistema, que pot augmentar o disminuir la generació. Els criteris que cal seguir impliquen optar en primer lloc per la solució tècnicament més eficient, i la més econòmica possible.

Segons Sancha (2012d), l'any 2011, el major sobrecost provinent dels mercats posteriors al diari procedia de les restriccions tècniques. Si s'observen les dades d'OMIE sobre el preu de l'energia al mercat (demanda nacional) entre juliol de 2009 i desembre de 2012, s'aprecia que el preu del mercat diari representava el 92,1% del preu final de mitjana, el sobrecost del mercat intradiari representava el -0,1% (és a dir, el preu resultant del mercat intradiari acaba abaratint l'energia), el de les restriccions representava el 5,1%, i el dels processos de l'operador del sistema el 2,9%.³⁷⁹

³⁷⁷ Segons Furió i Lucia (2006), Iberdrola i Viesgo haurien estat les empreses que més s'haurien beneficiat d'aquest mètode fins a mitjan l'any 2005, mentre que Endesa hauria estat la companyia més perjudicada al haver d'assumir el sobrecost generat per les altres companyies com a comercialitzadora d'energia. Això, podria estar relacionat amb el fet que les empreses siguin demandants nets (interessades a fer baixar el preu) o oferents nets (interessades a fer pujar el preu), com s'assenyala a Kühn i Machado (2004).

³⁷⁸ L'únic obert a un context competitiu, i per tant a subhasta.

³⁷⁹ No s'hi inclouen dades sobre pagaments per capacitat, d'un volum considerable, dels quals es parlarà amb posterioritat.

GRÀFIC 109. Preu de l'energia al mercat majorista (demanda nacional), per components. Espanya, juliol 2009-desembre 2012


Unitats: euros/MWh.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'OMIE.

Peatges

Al preu de mercat majorista anteriorment mencionat, cal incorporar-hi el preu dels peatges que fixa el Govern central.³⁸⁰ En els peatges, es fixa un terme de potència i un terme d'energia activa per a cada tarifa.³⁸¹ Com s'observa a les taules, tant el terme de potència com el d'energia activa són clarament regressius, sent menors per les tarifes d'alta tensió i majors per les de més baixa tensió i potència.³⁸²

TAULA 33. Preu dels peatges de l'energia elèctrica, terme de potència per a les diferents tarifes. Espanya, abril 2012

		P1	P2	P3	P4	P5	P6
Baixa tensió	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	17,893189					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	17,893189					
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	17,893189					
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	35,517224					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	35,517224					
	2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	35,517224					
	3.0 A (Pc > 15 kW)	15,754249	9,452549	6,301700			
Alta tensió	3.1 A (1 kV a 36 kV)	25,588674	15,779848	3,618499			
	6.1 (1 kV a 36 kV)	17,683102	8,849205	6,476148	6,476148	6,476148	2,954837
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	15,229334	7,621257	5,577495	5,577495	5,577495	2,544814
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	14,301121	7,156750	5,237553	5,237553	5,237553	2,389710
	6.4 i 6.5 (Major o igual a 145 kV)	10,712324	5,360800	3,923216	3,923216	3,923216	1,790025

Unitats: euros/kW i any.

Font: elaboració pròpia a partir de l'Ordre IET/843/2012 (BOE).

³⁸⁰ Per a més informació, vegeu l'Ordre ITC/1659/2009 (BOE).

³⁸¹ Així com un terme d'energia reactiva en les tarifes d'alta tensió.

³⁸² Les tarifes 2.0A, 2.1A i 3.0A (i les seves derivades: diferenciació horària -DHA- i diferenciació horària superval -DHS) fan referència a subministraments de baixa tensió (inferior a 1kV), mentre que la resta fan referència a altes tensions. Entre les de baixa tensió, les tarifes 2.0A i derivades fan referència a potències inferiors o iguals a 10kW, mentre que la resta (2.1A i derivades i 3.0A) tenen tensions entre 10kW i 15kW. No s'especifica tensió, ni potència, per les tarifes d'alta tensió.

En baixa tensió, les tarifes 2.0A i 2.1A no tenen discriminació horària, mentre que la diferenciació horària -DHA- i diferenciació horària superval -DHS, consten, respectivament, de 2 i 3 períodes discriminats al llarg del dia en el terme d'energia. També presenta 3 períodes la tarifa 3.0A. La tarifa 3.1A també consta de 3 períodes per al terme d'energia, però també discrimina amb 3 períodes el terme de potència. Finalment, les tarifes 6.1 a 6.5 tenen 6 períodes al llarg del dia, tant per al terme de potència com per al terme d'energia.

TAULA 34. Preu dels peatges de l'energia elèctrica, terme d'energia activa per les diferents tarifes. Espanya, abril 2012

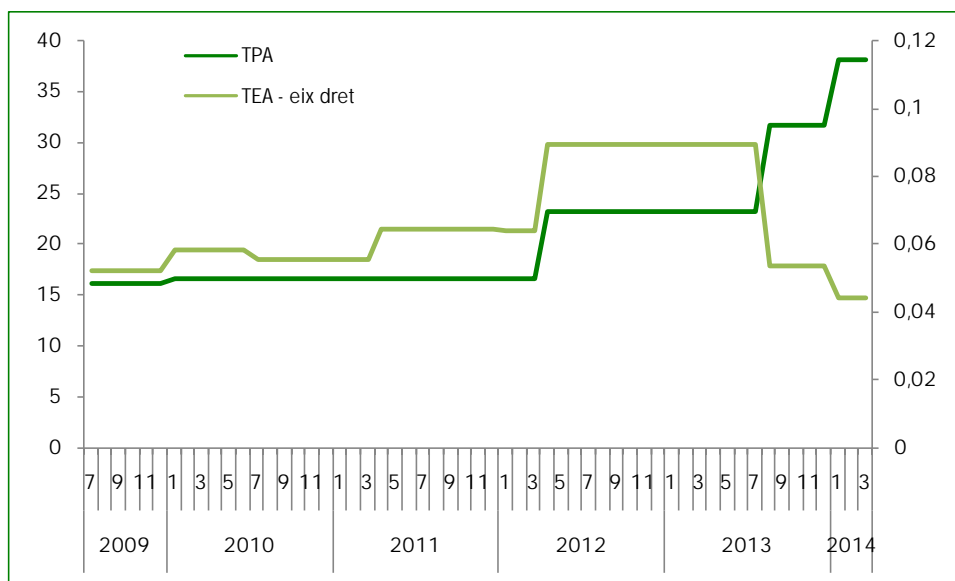
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Baixa tensió	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,068998				
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,096598	0,003450			
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,096598	0,004830	0,001725		
	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,062999				
	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,081898	0,014489			
	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,081898	0,019561	0,007245		
	3.0 A (Pc > 15 kW)	0,068219	0,045724	0,016983		
Alta tensió	3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,043392	0,038608	0,023627		
	6.1 (1 kV a 36 kV)	0,075697	0,056532	0,030124	0,014992	0,009682
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,025252	0,018858	0,010051	0,005000	0,003229
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,020376	0,015217	0,008108	0,004033	0,002605
	6.4 i 6.5 (Major o igual a 145 kV)	0,010659	0,008843	0,005069	0,002878	0,001858

Unitats: euros/kWh.

Font: elaboració pròpia a partir de l'Ordre IET/843/2012 (BOE).

Amb els darrers canvis legislatius, i molt especialment amb l'Ordre IET/1491/2013 i Ordre IET/107/2014, s'ha incrementat el terme de potència i s'ha reduït el terme d'energia,³⁸³ el que treu incentius a l'eficiència energètica en el consum.³⁸⁴ Amb l'increment de finals de 2013 es preveia un increment dels ingressos de 900 milions d'euros. Val a dir, però, que molts consumidors han optat per abaixar-se la potència contractada a fi d'abaratir el rebut de l'electricitat.

GRÀFIC 110. Evolució del preu dels peatges de l'energia elèctrica, terme de potència (TPA) i d'energia (TEA) per la tarifa 2.0A. Espanya, juliol 2009-març 2014



Unitats: euros/kWh i euros/kW (eix dret).

Font: elaboració pròpia a partir del BOE.

Sancha (2013), argumenta que els increments dels peatges d'accés han evolucionat de forma diferent en funció del tipus de tarifa d'accés. Així, entre 2002 i 2013, el peatge de la tarifa 2.1A s'incrementa un 109,0%, mentre que el de la tarifa 6.4 només ho fa un 27,0%.

Finalment, convé mencionar que està en tràmit un peatge de recolzament per a l'autoconsum.

³⁸³ El primer dobla, a finals del 2013, el valor que tenia l'any 2009, mentre que el segon retrocedeix fins a situar-se per sota dels valors del 2009.

³⁸⁴ També penalitza als propietaris de segones residències.

Pagaments per capacitat

Un altre "peatge" que es carrega a la factura elèctrica és el pagament per capacitat, destinat a finançar la capacitat de generació d'energia elèctrica instal·lada, a fi de garantir el correcte funcionament del sistema. Aquest pagament varia, tal i com succeeix amb els peatges per ús de la xarxa elèctrica, en funció de la potència contractada.

TAULA 35. Preu unitari per al finançament de pagaments per capacitat, segons peatge d'accés i període⁽¹⁾. Espanya 2011

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
Baixa tensió	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,98					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1,01	0,17				
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,98					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	1,01	0,17				
	3.0 A (Pc > 15 kW)	1,77	0,91	0,01			
Alta tensió	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1,36	0,73	0,00			
	6.1 (1 kV a 36 kV)	1,36	0,63	0,42	0,31	0,31	0,00
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1,36	0,63	0,42	0,31	0,31	0,00
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	1,36	0,63	0,42	0,31	0,31	0,00
	6.4 (Major o igual a 145 kV)	1,36	0,63	0,42	0,31	0,31	0,00

Unitats: c€/kWh (en barres de central).

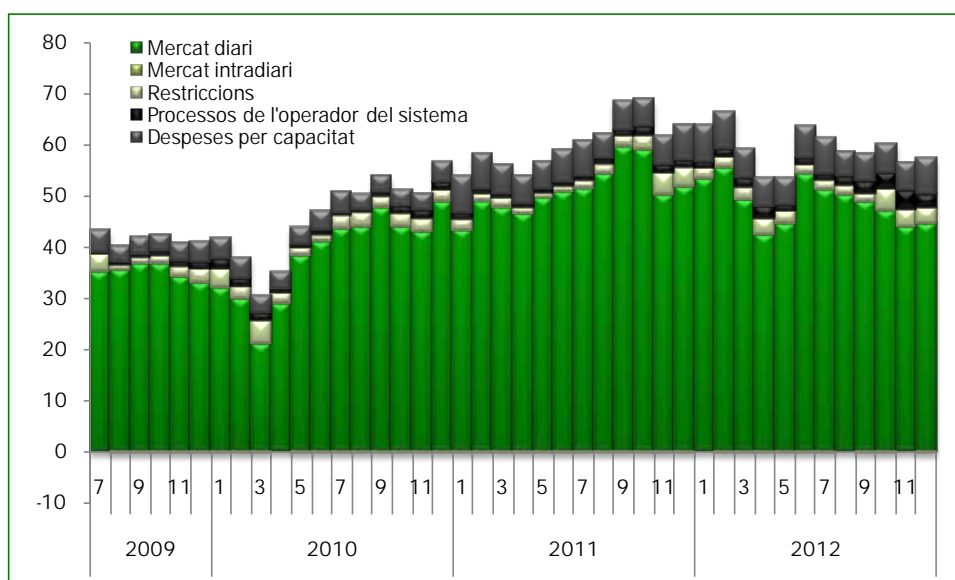
(1) El període s'indica a la taula com a P1, P2, etc.

Font: Orden ITC 3353/2010 (BOE).

Segons dades de la CNE, el cost que això suposa sobre la facturació energètica és aproximadament entre un 3,0% i un 6,0% del total, sent més baix el percentatge que aquest pagament suposa a mesura que augmenta la tensió contractada.³⁸⁵

Segons dades d'OMIE, i sense incorporar els peatges a l'energia elèctrica per l'ús de les xarxes de transport i distribució, l'increment del preu final mig de l'energia una vegada incorporats els pagaments per capacitat és del 10,4% entre juliol de 2009 i desembre de 2012. És a dir, els pagaments per capacitat representen vora un 9,4% del preu final del mercat majorista (sense incorporar els peatges).

GRÀFIC 111. Preu de l'energia al mercat majorista (demanda nacional), per components. Espanya, juliol 2009-desembre 2012



³⁸⁵ Com es veurà en l'anàlisi del dèficit, a partir de l'any 2010 els pagaments per capacitat tenen un saldo positiu. És a dir, el peatge per pagaments per capacitat ingressa un volum superior al cost que aquests pagaments suposen, el que fa que tinguin un valor negatiu els anys 2010 i 2013.

Unitats: euros/MWh.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'OMIE.

Impostos sobre la generació d'energia elèctrica

Més enllà de l'IVA (21,0%) que grava la venda d'energia elèctrica, existeix l'impost elèctric, que forma part del finançament de les CCAA, amb un tipus impositiu del 4,864%.

Així mateix, existeixen taxes a la generació amb energia nuclear a la Llei 11/2009, que es destinen al Fons per al Finançament de les Activitats del Pla general de residus radioactius.

A finals de l'any 2012 es va aprovar la Llei 15/2012 que afecta el nivell impositiu que ha de suportar la generació elèctrica. Així, la norma introdueix un impost sobre el valor de la producció d'energia elèctrica (7,0%) que afecta totes les fonts d'energia. La Llei 15/2012 també incorpora un impost sobre la producció de combustible nuclear gastat i residus resultants de la generació d'energia elèctrica en centrals nuclears, així com un impost sobre l'emmagatzematge de combustible nuclear gastat i residus radioactius en instal·lacions centralitzades. Així mateix, es modifiquen els tipus impositius establerts per al gas natural i el carbó, el que té un impacte sobre les centrals extramarginals. La norma crea, també, un cànon per la producció d'energia elèctrica a partir de centrals hidràuliques (22,0% sobre el valor de la producció).³⁸⁶ A priori, i segons estableix la DA segona de la Llei, tant els ingressos estimats pels anteriors conceptes com els provinents de les subhastes de drets d'emissió de gasos d'efecte hivernacle aniran destinats a cobrir els costos regulats del sector elèctric.

Fabra i Fabra (2012b), en una anàlisi dels impactes dels canvis normatius que implica la Llei 15/2012, calculaven que el conjunt de mesures suposarien un increment del preu de l'electricitat d'uns 9€/MWh (4€/MWh per a l'impost general del 7,0% en la generació i 5€/MWh per a l'impost sobre el consum de combustibles fòssils per la generació elèctrica: carbó, gas i fuel-oil), fruit de la rigidesa de la demanda, la falta de competència al mercat en unitats extramarginals, que faria que es traslladés pràcticament el 100,0% de la pujada al consumidor final. Segons Fabra i Fabra (2012b), això suposaria un increment del preu de l'electricitat de l'ordre del 15,0-18,0%, el que una vegada aplicats els pagaments regulats (peatges, pagaments per capacitat, etc.), suposaria un increment de l'ordre del 6,0-9,0% al consumidor domèstic i un 10,0-15,0% al consumidor industrial, amb l'impacte a la competitivitat que això tindria per l'economia.³⁸⁷

Així mateix, Fabra i Fabra (2012b) calculaven que l'impacte econòmic de la mesura serà de 3.050 milions d'euros l'any, que es repartirien en 2.200 milions d'euros pel consumidor final (fruit de l'increment de preus), 200 milions d'euros correrien a càrrec de la generació hidràulica (fruit de que el cànon hidràulic superarà els efectes de l'increment de preu de l'electricitat). L'energia nuclear compensaria els efectes de l'impost amb l'increment d'ingressos conseqüència de l'increment de preus, mentre que les energies renovables haurien de suportar 750 milions d'euros, al no poder traslladar l'increment dels impostos a la tarifa al estar regulada.³⁸⁸

El preu final de l'energia elèctrica

Tal i com s'apunta a Lasheras, a García i Jiménez (2007), Espanya constituïa una anomalia en l'àmbit Europeu, amb la coexistència d'unes tarifes regulades i un preu obtingut a partir d'un mercat liberalitzat,³⁸⁹ si bé aquesta dicotomia desapareix amb la introducció de les subhastes CESUR, que a partir d'un preu de mercat permeten obtenir una tarifa (només comercialitzable per les CUR). Amb la nova normativa de preus regulats, les tarifes s'estableixen directament a partir dels preus que fixa el mercat.

A Catalunya, l'any 2012, el 5,2% dels abonats es beneficiaven del bo social i el 56,4% dels consumidors tenien contractada una tarifa d'últim recurs (ara PVPC). És a dir, el 61,6% dels contractes operaven sota tarifes regulades, mentre que el 38,4% restant tenien un contracte vinculat al mercat lliure. Per potència contractada, els per-

³⁸⁶ Excepte les centrals reversibles (de bombament) o les que operen en règim especial (màxim 50MW de potència).

³⁸⁷ Segons Fabra i Fabra (2012b) les companyies ja haurien anticipat el canvi normatiu des de mitjan l'any 2012, el que hauria elevat el diferencial del preu respecte a Alemanya.

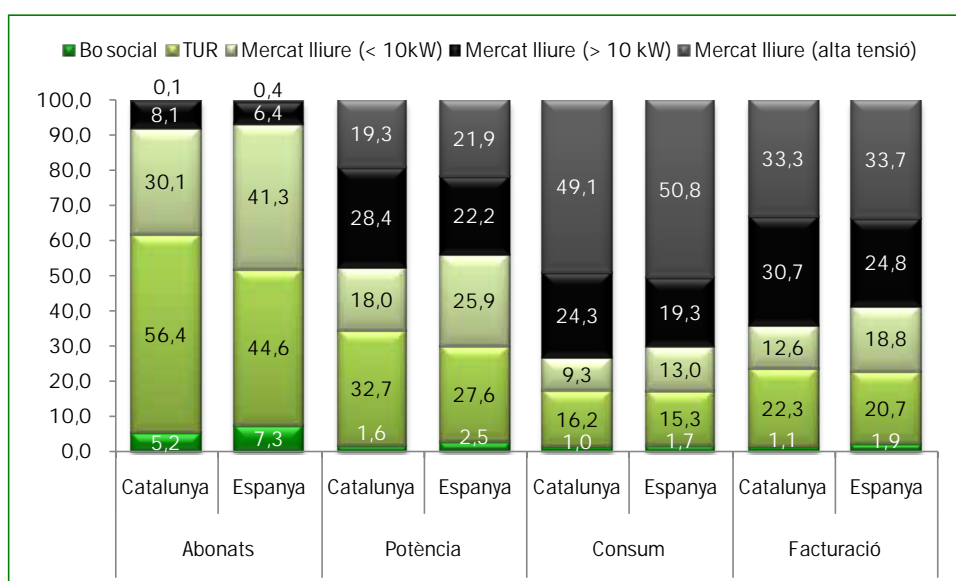
³⁸⁸ Aquest efecte s'intensificaria amb l'aprovació del Reial decret llei 2/2013 que elimina la prima a la producció en règim especial (només permet acollir-se a una tarifa regulada) i redueix l'import a percebre per instal·lacions ja construïdes.

³⁸⁹ Segons Lasheras, a García i Jiménez (2007), al Regne Unit, Alemanya, Holanda i a la majoria de països nòrdics, existeixen mercats totalment liberalitzats, sense tarifes, mentre que en d'altres, com França, Itàlia o Portugal el sistema funciona en base a tarifes, sense que es conformi un preu al mercat. Segons Pérez-Arriaga *et al.*, a García i Jiménez (2006), Alemanya es trobaria entre els països que haurien estat reticents a la liberalització, juntament amb Itàlia i França, mentre que Regne Unit, el Nord Pool (Noruega, Suècia, Dinamarca i Finlàndia) i Holanda es trobarien entre els que haurien facilitat una major liberalització.

centatges decreixen, amb un pes de l'1,6% del bo social, un 32,7% de la TUR, i el 65,7% restant al mercat lliure. El pes de les tarifes es redueix encara més si s'analitza el consum, amb un pes de l'1,0% del bo social, i el 16,2% de la TUR, amb el 82,7% del consum realitzat amb contractes del mercat lliure. En facturació, en canvi, el pes de les tarifes torna a augmentar, amb un 1,1% del bo social i un 22,3% de la TUR, sent el pes del mercat lliure del 76,6%.

És a dir, més de la meitat dels contractes eren a tarifa,³⁹⁰ poc més de una tercera part de la potència contractada corresponia a contractes en base a preus regulats, gairebé una cinquena part del consum el realitzaven unitats de consum amb aquests contractes, i pràcticament una quarta part de la facturació es realitzava mitjançant contractes a tarifa.

GRÀFIC 112. Nombre d'abonats, potència contractada, consum d'energia elèctrica i facturació, segons tipus de contracte. Catalunya i Espanya, 2012



Unitats: percentatges.

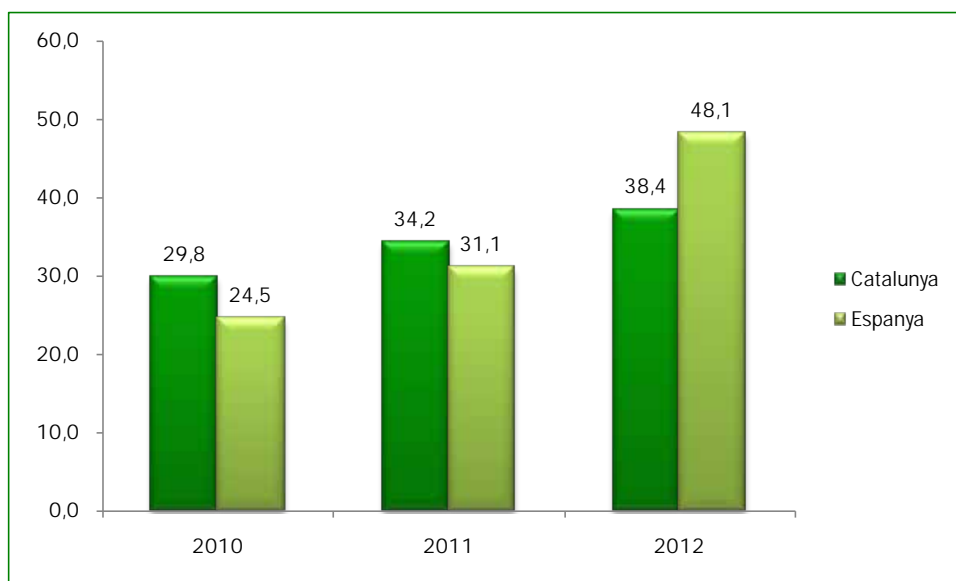
Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Respecte a Espanya, s'observava una proporció més important d'abonats i potència contractada amb contractes de lliure mercat. En canvi, el pes del el consum i la facturació amb contractes a tarifa era superior a Catalunya que a Espanya. En qualsevol cas, les diferències eren mínimes.

Si s'observa l'evolució del percentatge d'abonats que operaven amb contractes del mercat, s'aprecia un increment en els darrers anys, on a Catalunya passen de representar el 29,8% l'any 2010, al 38,4% l'any 2012. A Espanya, aquest increment és superior, passant del 24,5% l'any 2010 al 48,1% l'any 2012.

³⁹⁰ Val a dir, però, que atès que les subhastes CESUR, que són la base del preu de la tarifa, es realitzen en un context de lliure mercat, a la pràctica es pot considerar que el gruix dels consumidors catalans rep el subministrament en base a preus de mercat.

GRÀFIC 113. Nombre d'abonats al mercat lliure. Catalunya i Espanya, 2010-2012



Unitats: percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Entre els consumidors que s'abasteixen a través del mercat lliure,³⁹¹ la formació del preu al mercat minorista s'estableix entre empreses comercialitzadores i els consumidors finals. Així, les empreses comercialitzadores realitzen ofertes de venda d'electricitat per un interval de temps determinat, a un preu concret en funció de la potència i la tensió subministrada. Aquest preu incorpora el preu de l'electricitat al mercat majorista, els peatges d'accés a la xarxa, els pagaments per capacitat i els impostos. El consumidor pot escollir entre diferents empreses comercialitzadores, en funció de les diferents característiques de les ofertes d'aquestes.

Entre els que s'acollien a la tarifa d'últim recurs,³⁹² en canvi, el preu es formava en base al resultat de les subhastes CESUR. La tarifa s'acabava fixant segons dictava l'Ordre ITC/1659/2009, de 22 de juny, per la qual s'estableixen els mecanismes de traspàs de clients del mercat a tarifa de subministrament d'últim recurs d'energia elèctrica i procediment de càlcul i estructura de les tarifes d'últim recurs d'energia elèctrica. Així, es fixava un terme de potència de la tarifa d'accés i un terme d'energia.³⁹³ Com es mostra a Sancha (2013), el terme de potència incloïa el terme de potència del peatge d'accés més un marge de comercialització (de 4€ per MW de potència contractada, que només paguen els consumidors acollits a tarifa), que es pagava a les CUR,³⁹⁴ mentre que el terme d'energia, incloïa el preu de les subhastes CESUR, el terme d'energia del peatge d'accés i els pagaments per capacitat. És a dir, en realitat, i tal i com apunten Fabra i Fabra (2012a), la tarifa és el resultat d'un preu de mercat.

Aquest mercat dividit en mercat lliure i mercat regulat, acaba conformant diferents preus en funció de l'evolució dels diferents paràmetres que els componen, ja siguin lliures (preu del mercat majorista) o regulats (peatges i pagaments per capacitat). A continuació s'observen les diferències en funció dels peatges que paga cada nivell de tensió i potència a Catalunya i Espanya l'any 2010.

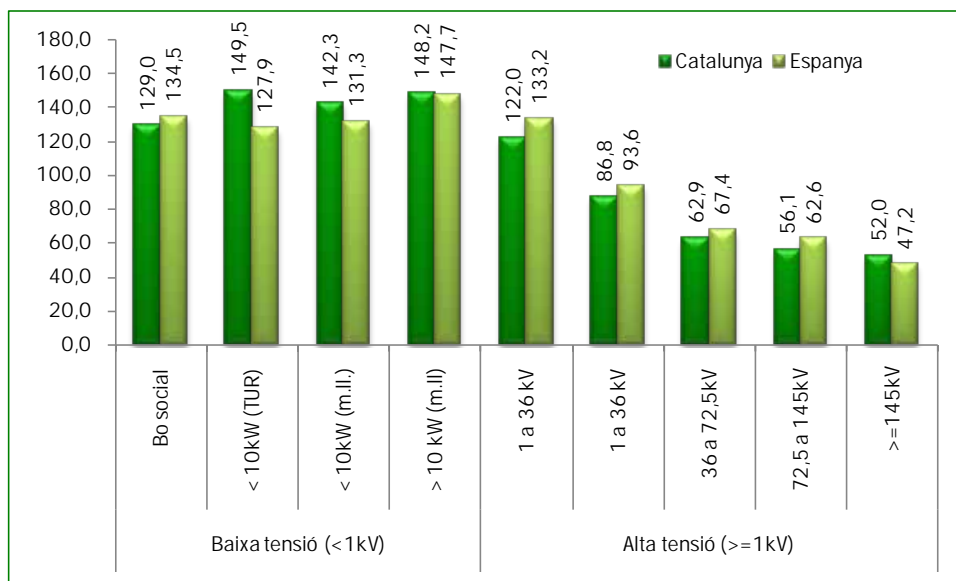
³⁹¹ Vegeu Sancha (2011b) per una explicació més detallada.

³⁹² Vegeu Sancha (2011a) per una explicació més detallada.

³⁹³ Quan corresponia, s'incloïa també un terme d'energia reactiva.

³⁹⁴ El consumidor pot escollir entre diferents empreses comercialitzadores d'últim recurs (CUR).

GRÀFIC 114. Facturació d'electricitat per unitat d'energia elèctrica consumida, segons tipus de contracte⁽¹⁾. Catalunya i Espanya, 2010



Unitats: €/MWh.

(1) En baixa tensió m.II. fa referència a mercat lliure.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

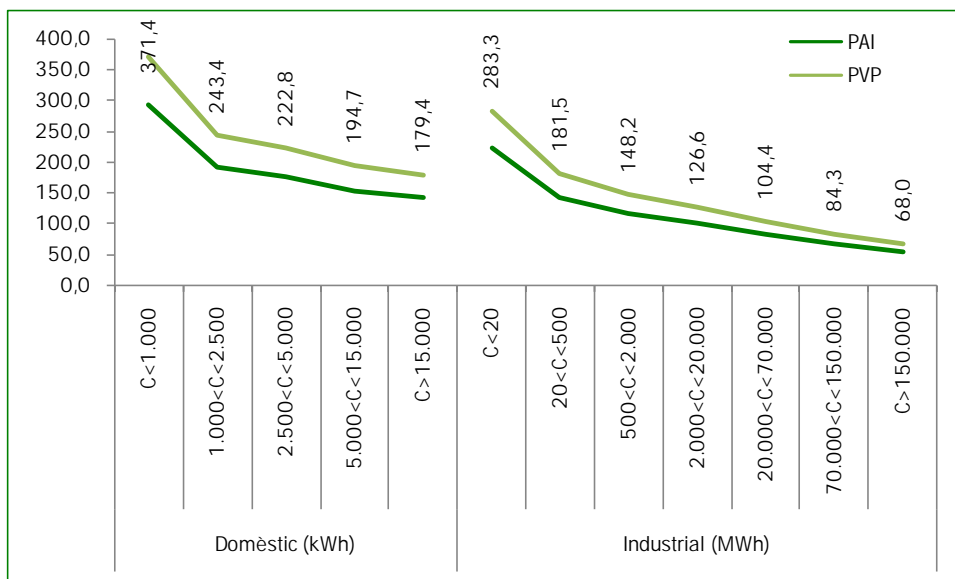
Com s'observa al gràfic, el preu unitari de l'electricitat es redueix a mesura que incrementen els nivells de tensió i potència contractada. Això fa que a nivell unitari el preu de la TUR (ara PVPC) sigui dels més elevats, juntament amb el preu al mercat lliure a baixes tensions. Ara bé, segons PwC (2012) el preu de la TUR era molt competitiu, el que provocava que Espanya tingués una de les ràtios de canvi de comercialitzadora entre clients domèstics més baixes d'Europa.³⁹⁵ Malgrat això, com assenyalen Gandolfi i Sicilia (2012), la taxa de *switching*³⁹⁶ ha augmentat al sector elèctric espanyol, passant del 5,2% de l'any 2009, al 7,4% de l'any 2010 i 10,0% de l'any 2011. Tal i com passava al sector gasista, aquest fet, però, s'explicaria segons els autors, per un descontentament derivat de l'augment de preus del sector, el que juntament amb la situació de crisi econòmica del país hauria motivat molts canvis de companyia per part dels consumidors. És a dir, no es considera que l'increment de la taxa de *switching* estigui motivada per un increment de la competència.

A aquests valors, cal incorporar-hi els impostos de l'energia. Com s'observa al gràfic, el preu és regressiu també una vegada incorporats els impostos.

³⁹⁵ El rati és de 0,8% a Espanya, mentre que la mitjana europea és del 4,6% en països amb tarifes regulades i 7,7% en mercats completament liberalitzats.

³⁹⁶ Nombre de canvis de subministrador dividit per nombre de consumidors de l'any considerat.

GRÀFIC 115. Preu de l'energia elèctrica⁽¹⁾⁽²⁾. Espanya, 1er semestre 2013



Unitats: euros/MWh.

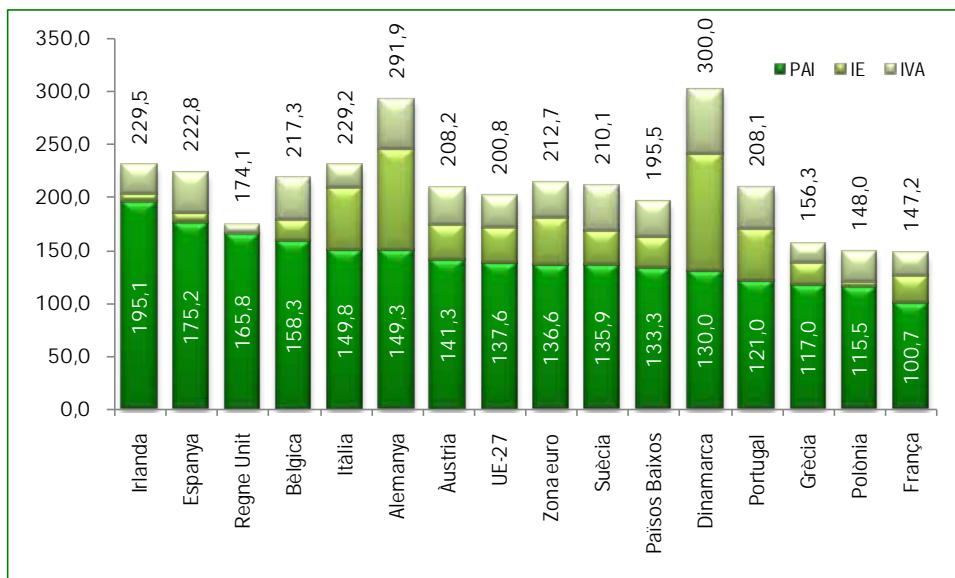
(1) Els intervals de consum fan referència a kWh per al consum domèstic i a MWh per al consum industrial.

(2) PAI=Preu Abans d'Impostos; PVP=Preu de Venda al Públic.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

Si s'observa el preu de l'energia elèctrica a Espanya en comparació a un conjunt de països europeus, es veu que Espanya és el segon país on el preu unitari de l'energia abans d'impostos és més elevat³⁹⁷ (tant per consum domèstic com industrial³⁹⁸). Aquesta circumstància contrasta amb la posició França, que presenta preus molt més baixos. La baixa fiscalitat espanyola, però, fa que el preu final se situï pròxim a la mitjana de la UE-27.

GRÀFIC 116. Preu de l'energia elèctrica per al consum domèstic⁽¹⁾, per conceptes⁽²⁾ i països. Europa, 1r semestre 2013



Unitats: euros/MWh.

(1) Per un consum d'entre 2.500 kWh i 5.000 kWh.

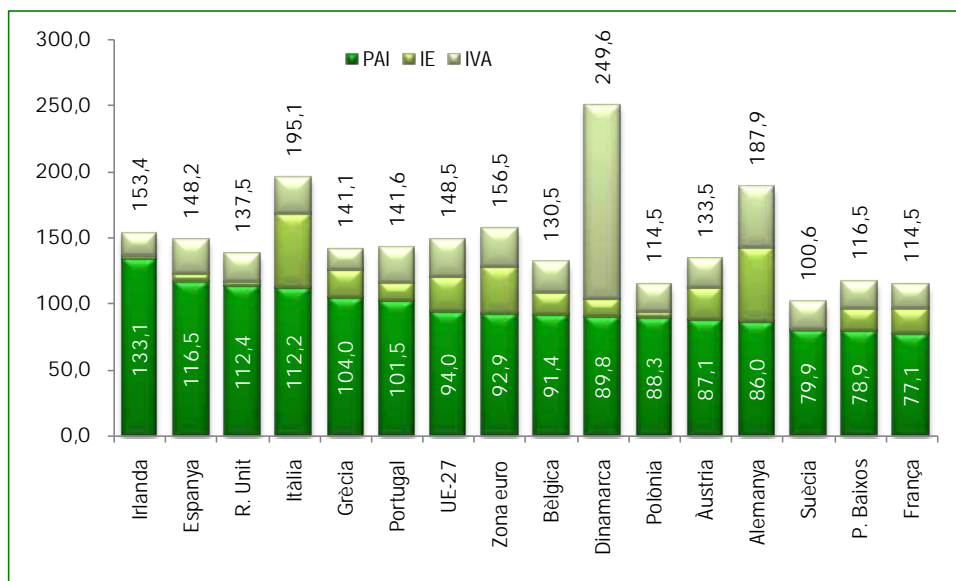
(2) PAI=Preu Abans d'Impostos; IE=Impostos Especials; IVA=Impost sobre el Valor Afegit.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

³⁹⁷ Només superat per Irlanda, un territori amb problemes d'insularitat i el sobrecost que això suposa en l'àmbit energètic.

³⁹⁸ Per a grans consumidors industrials (més de 2.000MWh a l'any), i una vegada incorporats els impostos especials, s'observen uns preus de l'electricitat inferior a la mitjana de la UE-27 i el gruix de països europeus, el que mostra la forta regressivitat dels preus de l'energia elèctrica a Espanya.

GRÀFIC 117. Preu de l'energia elèctrica per al consum industrial⁽¹⁾, per conceptes⁽²⁾ i països. Europa, 1r semestre 2013



Unitats: euros/MWh.

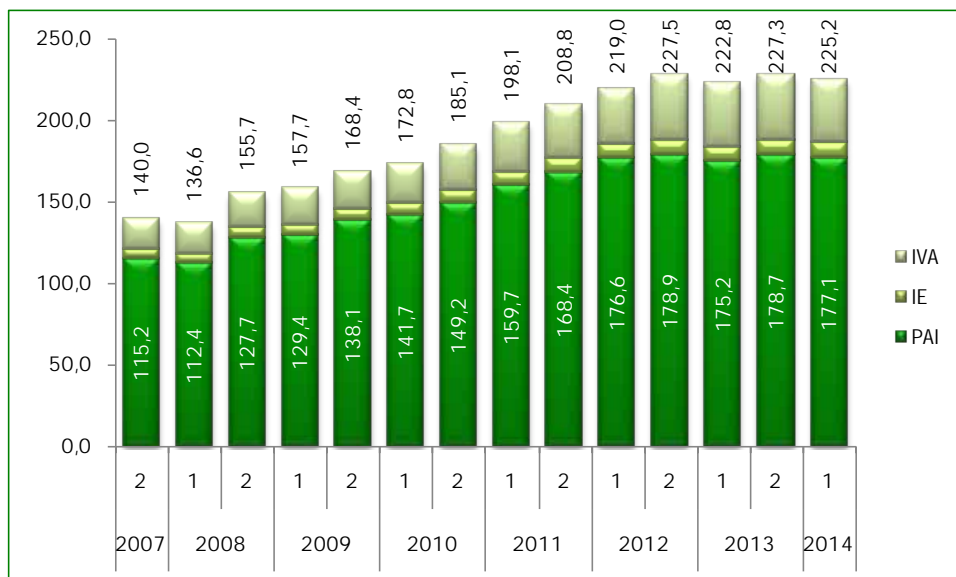
(1) Per un consum d'entre 500 MWh i 2.000 MWh.

(2) PAI=Preu Abans d'Impostos; IE=Impostos Especials; IVA=Impost sobre el Valor Afegit.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

Si s'estudia l'evolució del preu final de l'energia elèctrica pel tram de consum de 2.500kWh i 5.000kWh (consum domèstic), s'observa que aquest s'ha incrementat de forma considerable a Espanya durant els darrers anys. Així, entre el primer semestre del 2008 i el primer semestre del 2013, el preu final ha augmentat un 59,1%. Aquest increment combina l'augment del preu abans d'impostos i un increment de taxes i IVA. Així, l'increment del preu abans d'impostos explica el 72,5% de l'augment, per un 3,6% de les taxes i un 23,9% de l'IVA.

GRÀFIC 118. Preu de l'energia elèctrica per al consum domèstic⁽¹⁾, per conceptes⁽²⁾. Espanya, 2007-2014



Unitats: euros/MWh.

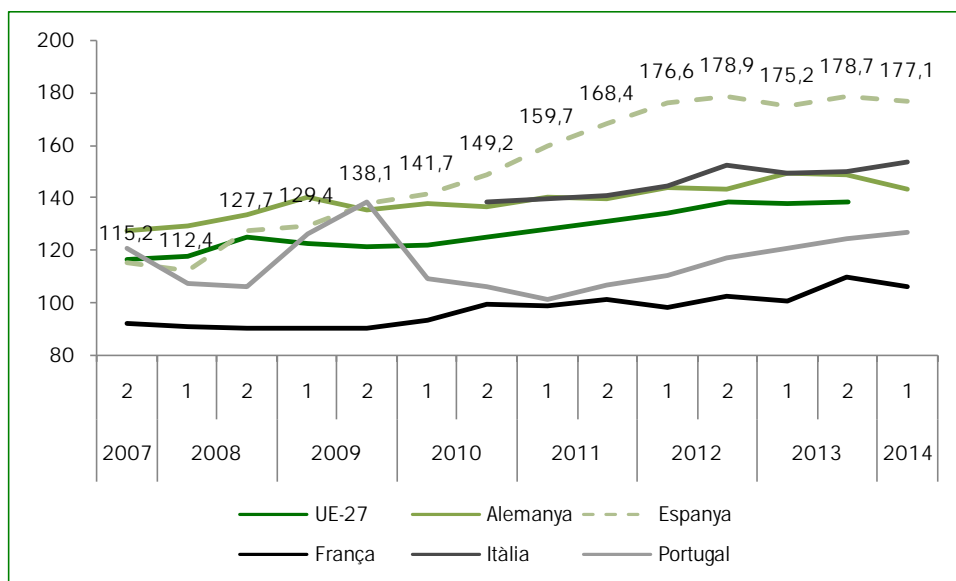
(1) Per un consum d'entre 2.500 kWh i 5.000 kWh.

(2) PAI=Preu Abans d'Impostos; IE=Impostos Especials; IVA=Impost sobre el Valor Afegit.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

Com s'observa a l'evolució dels darrers anys, ha estat l'increment del preu de l'energia abans d'impostos (+52,1% entre el primer semestre de 2007 i primer semestre de 2013) el que ha portat a aquesta situació, atès que l'any 2007 el preu de l'energia elèctrica a Espanya es trobava per sota de la mitjana de la UE-27.

GRÀFIC 119. Preu de l'energia elèctrica per al consum domèstic abans d'impostos⁽¹⁾, per països. Europa, 2007-2013



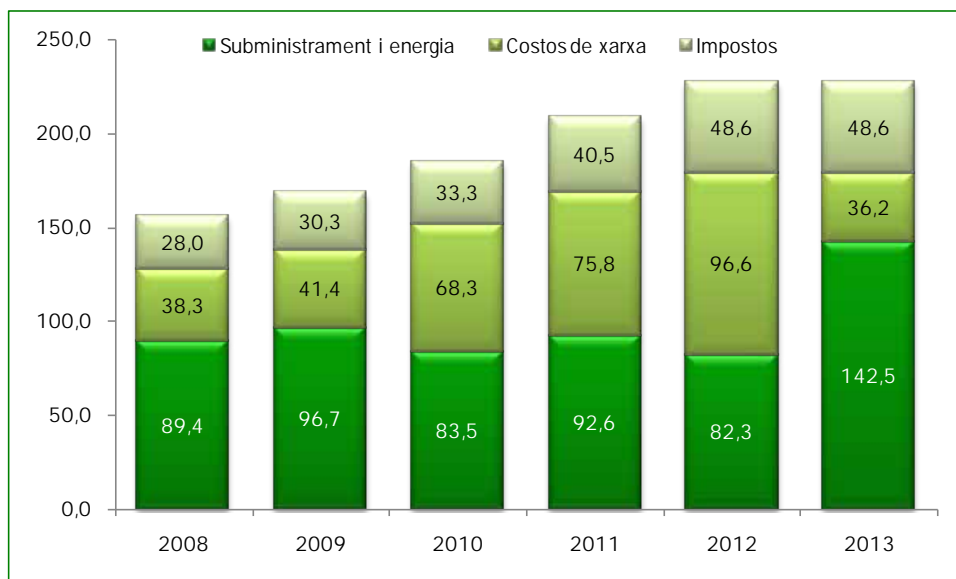
Unitats: euros/MWh.

(1) Per un consum d'entre 2.500 kWh i 5.000 kWh.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

D'acord amb Eurostat, el preu abans d'impostos de l'energia elèctrica hauria augmentat per un fort increment dels costos de la xarxa elèctrica (+152,2% entre el segon semestre de 2007 i el segon semestre de 2012), mentre que els costos en subministrament i de l'energia pròpiament dita s'haurien mantingut o fins i tot reduït (-7,9% durant el mateix període). Aquesta situació es reverteix, segons les dades d'Eurostat l'any 2013, amb un increment important del preu de subministrament i energia, i un descens dels costos de la xarxa.

GRÀFIC 120. Preu de l'energia elèctrica per al consum domèstic⁽¹⁾, per components. Espanya, 2007-2012



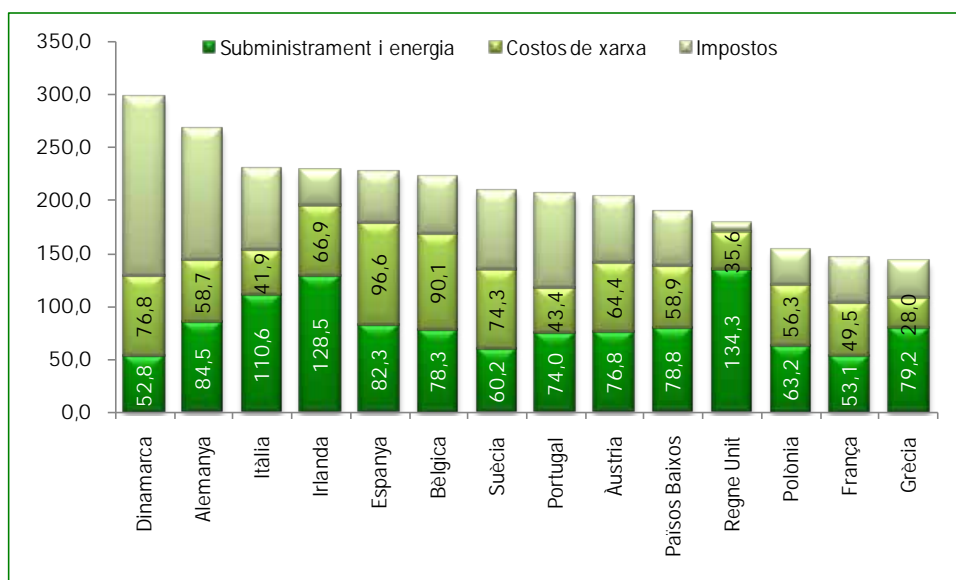
Unitats: euros/MWh.

(1) Per un consum d'entre 2.500 kWh i 5.000 kWh.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

Al segon semestre de 2012 Espanya se situava amb els majors costos de xarxa dels països europeus, molt lluny d'altres països del seu entorn (el cost d'Espanya més que doblava el cost de Portugal o Itàlia i era gairebé el doble que el de França). Pel que fa a la generació, només les illes (Irlanda i Regne Unit), juntament amb Alemanya i Itàlia, tenien un cost de l'energia en origen superior al d'Espanya.

GRÀFIC 121. Preu de l'energia elèctrica per al consum domèstic⁽¹⁾, per components i països. Europa, 2n semestre 2012



Unitats: euros/MWh.

(1) Per un consum d'entre 2.500 kWh i 5.000 kWh.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'Eurostat.

UNESA (2012) atribueix aquest major cost de la xarxa a Espanya al fet que diversos conceptes no estrictament propis del subministrament elèctric s'incorporin com a costos regulats.

5.3.3.3. EL SECTOR ELÈCTRIC REGULAT

El sector elèctric és un sector complex, on conviuen activitats liberalitzades amb activitats regulades, el finançament de les quals depèn de preus regulats, i per tant, de decisions de l'organisme regulador. Així mateix, part de les activitats liberalitzades operen sota una regulació, com és el cas de les primes a la generació, els pagaments per capacitat, etc. Això fa que hi pugui haver desajustos entre els ingressos que es perceben a partir de preus regulats (peatges, principalment), i el cost que suposa dur a terme determinades activitats. És a dir, si fallen les previsions entre el que s'ingressarà a través dels preus regulats i el cost que aquestes activitats representaran, es genera un dèficit.

A continuació s'estudien el dèficit tarifari, un problema que arriba fins a 2007, derivat d'unes tarifes regulades d'electricitat que no recollien el cost real de l'electricitat, i el dèficit en les activitats regulades del sector elèctric, derivat de la diferència entre els ingressos vinculats a l'ús de les xarxes de transport i distribució i el cost que suposa el transport, la distribució i altres activitats que depenen d'aquests ingressos.

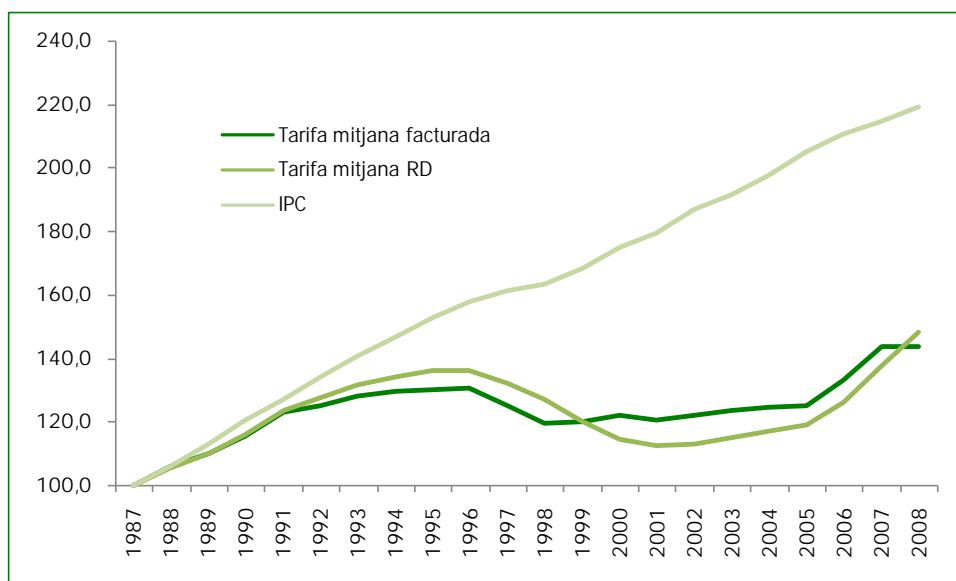
El sistema elèctric espanyol arrossegava un dèficit en la tarifa elèctrica, fruit de la congelació de les tarifes durant els primers anys de la liberalització del sector³⁹⁹ i d'un preu regulat inferior al preu de mercat fins a l'any 2007, conseqüència, principalment, de l'increment dels preus dels inputs que intervenen en la generació d'electricitat (especialment del gas).⁴⁰⁰

Així, com s'observa al gràfic, el preu que fixava la tarifa es va desvincular de l'IPC entre 1990 i 2005, sent especialment intens el desajust en els anys pròxims a la liberalització (1998), on l'IPC augmenta, i el preu regulat disminueix.

³⁹⁹ Aquesta congelació s'atribueix a la voluntat política de moderar la inflació durant els anys previs a l'entrada a la UE.

⁴⁰⁰ Com s'ha vist anteriorment en aquest estudi, tant el preu del petroli com el del gas han experimentat increments notables des de 1998.

GRÀFIC 122. Evolució de l'IPC i el preu mig efectiu de la tarifa⁽¹⁾. Espanya, 1987-2008



Unitats: índex 1987=100.

(1) L'any 2002 es produeix un tall a la sèrie de l'IPC per canvi de metodologia. RD fa referència a Reial Decret. El preu mitjà de la tarifa és la mitjana facturada als clients a tarifa.

Font: elaboració pròpia a partir de dades del Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos (CNE).

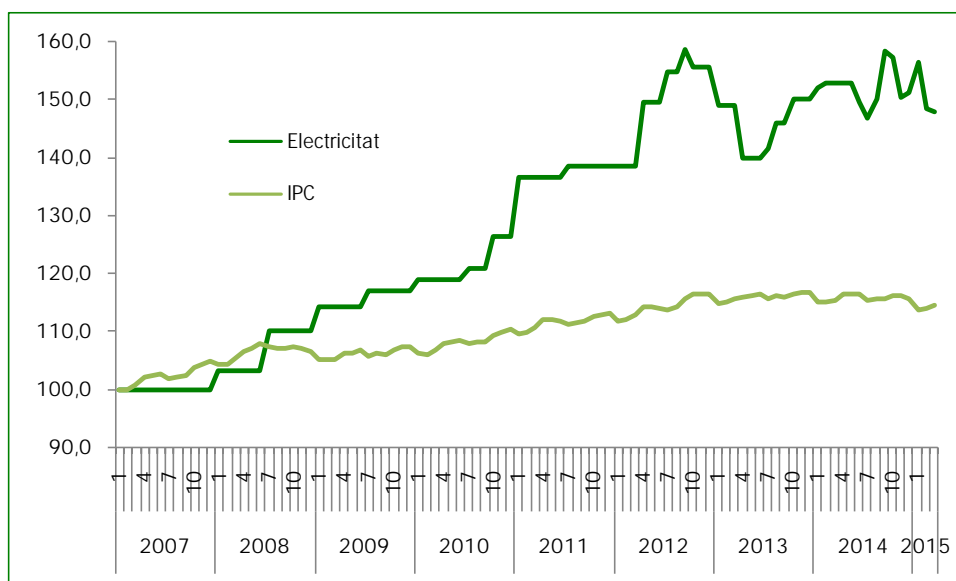
Com aprecia Lasheras, a García i Jiménez (2007), les tarifes acostumaven a situar-se per sota del preu de mercat, que solia presentar fortes variacions horàries i estacionals. Això generava un "cap" al preu, o un topall superior, el que contribuïa a generar el dèficit tarifari.

Tal i com apunta Sancha (2012b), fins al 2007 el dèficit tarifari es produïa perquè la tarifa elèctrica no recollia completament els costos d'adquisició de l'energia. Més endavant, el dèficit tarifari és en realitat un dèficit d'ingressos provinents dels peatges d'accés per cobrir els costos de les activitats regulades del sector elèctric. És a dir, en propietat, actualment seria incorrecte referir-se al problema com un dèficit tarifari. Tal i com exposen Villaplana i Cartea (2011), el sistema de subhastes CESUR, en ús des del 2007, primer, i el PVPC, després, permet un "pass-through" o traspàs automàtic del preu majorista al consumidor final. És a dir, el preu de la tarifa no és sinó un preu de mercat des de llavors, amb la qual cosa no es pot parlar de dèficit tarifari.⁴⁰¹

Com s'observa al gràfic, des de l'any 2007 el preu de l'electricitat ha augmentat per sobre de l'IPC, recuperant part de les diferències generades els anys immediatament posteriors a la liberalització del sector.

⁴⁰¹ I tal i com s'ha vist anteriorment, les subhastes CESUR incorporaven una prima de risc que s'acaba repercutint en el consumidor final, i que segons Fabra i Fabra (2012a) representa un increment del preu pròxim al 10,0%.

GRÀFIC 123. Evolució de l'IPC i el preu de l'electricitat. Espanya, 2007-2015



Unitats: index gener 2007=100.

Font: elaboració pròpia a partir de l'INE.

El dèficit al sector elèctric regulat

Tal i com s'ha comentat anteriorment, el sector elèctric presenta dues activitats liberalitzades (generació i comercialització), que actuen teòricament en competència, i que es financen a través de la seva pròpia activitat. Les activitats regulades (transport i distribució), en canvi, depenen d'uns ingressos regulats per tal de cobrir uns costos reconeguts.

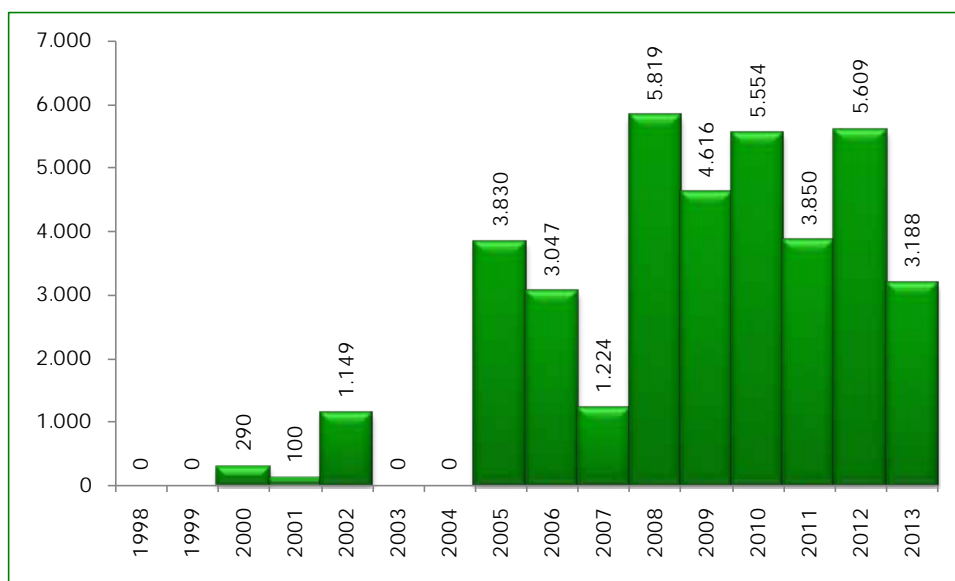
A banda de les activitats regulades, també n'existeixen d'altres que depenen de decisions governamentals i que es podrien incorporar dins del que PwC (2012) anomena política energètica, com podrien ser les primes a les energies renovables, els pagaments per capacitat, etc. Aquests altres conceptes també es financen a partir de preus regulats, i generen un cost pel conjunt del sector elèctric.

Segons PwC (2012), el dèficit elèctric s'origina "perquè els costos de les activitats regulades són superiors al que cada any es recapta a través dels peatges d'accés que aprova el Govern". D'acord amb PwC (2012), "fins a l'any 2007 les tarifes no recollien adequadament el cost d'adquisició de l'energia, mentre que a partir del juliol de 2008, el dèficit "tarifari" s'originaria de la diferència entre els ingressos derivats dels peatges i els costos reconeguts a les activitats regulades del sector elèctric: transport, distribució, primes al règim especial, cost de la generació extrapeninsular, l'annualitat de recuperació del dèficit i altres costos regulats de menor magnitud".

Tal com s'assenyala a PwC (2012), el regulador pateix una captura per part del Govern a l'hora de fixar tarifes i peatges, doncs aquest no gaudeix d'independència del Govern, interessat en la moderació de preus a fi d'obtenir rèdits electorals. Segons PwC (2012) i Sancha (2012b), en algunes ocasions, i a fi de regular el preu final de la TUR (ara PVPC), un increment del preu resultant de les subhastes CESUR (ara al mercat diari) es compensava amb un descens del preu dels peatges, i viceversa. Això fa que el peatge, que ha d'utilitzar-se per cobrir els costos de les activitats regulades (transport i distribució), sigui insuficient per cobrir els costos d'aquestes activitats.

A continuació s'observa l'evolució d'aquest dèficit en les activitats regulades, que l'any 2013 acumulava un deute d'uns 30.000 milions d'euros. Com s'aprecia al gràfic, les majors magnituds del dèficit s'acumulen entre els anys 2008 i 2013.

GRÀFIC 124. Dèficit tarifari. Espanya, 1998-2013



Unitats: milions d'euros.

Font: elaboració pròpia a partir dels informes de liquidacions del sector elèctric de la CNE i CNMC.

Tal i com exposa Sancha (2012c), els dèficits recurrents durant els darrers anys van impulsar el Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme a fixar un topall superior als dèficits de 3.500 milions d'euros per a l'any 2009, 3.000 per l'any 2010, 2.000 per a l'any 2011, 1.000 per l'any 2012 i 0 per a l'any 2013 a través del Reial decret llei 6/2009. Posteriorment, i en vista que era difícil assolir els objectius fixats, a través del Reial decret llei 14/2010 s'haurien incrementat les quantitats a 5.000 milions d'euros per l'any 2010, 3.000 l'any 2011 i 1.500 l'any 2012.

La Llei 24/2013, del sector elèctric, limita⁴⁰² els desajustos per dèficit d'ingressos, de tal forma que la seva quantia no podrà superar el 2,0% dels ingressos estimats per a l'exercici, i el deute acumulat per desajustos no podrà superar el 5,0% d'aquests ingressos. En el cas que no es compleixin aquests límits, es revisaran els peatges o càrrecs que corresponguin.

Al tractar-se d'un sector regulat que obté ingressos a partir de peatges d'accés a la xarxa i els pagaments per capacitat, anualment s'elaboren uns pressupostos del sistema, que inclouen una previsió d'ingressos i de despesa. Val a dir que durant els darrers anys aquests comptes ja incorporen un dèficit *ex-ante*. És a dir, no es tracta de pressupostos equilibrats, sinó que d'entrada ja es reconeix que els ingressos no cobriran les despeses previstes. Aquest desequilibri s'explicaria per la intervenció política, amb interessos per no pujar el preu de l'electricitat, rebaixant la inflació i els costos de les empreses (afavorint la competitivitat de l'economia i per tant els resultats d'aquesta, tant en PIB per càpita com ocupació), amb un cost assumit per les empreses elèctriques i sense que aquest computi com a dèficit del sector públic. Les desviacions que es produeixen amb posterioritat a aquest dèficit *ex-ante* constitueixen un dèficit *ex-post*.

A la taula que s'incorpora a continuació s'hi inclou la liquidació d'ingressos i costos de les activitats regulades des de l'any 1998 al 2013. Convé mencionar que durant aquest període han estat freqüents els canvis normatius que poden afectar cadascuna de les partides, motiu pel qual cal analitzar-les amb certa cautela.⁴⁰³ Així mateix, convé subratllar que hi ha determinats ingressos i despeses que no apareixen en aquesta taula (els ingressos per pagaments per capacitat, o el conjunt de despeses en CTC, per exemple). També hi ha costos que estan assumits pels Pressupostos Generals de l'Estat que no apareixen entre les liquidacions aquí exposades (costos de gestió dels residus nuclears o ajudes al carbó nacional, per exemple), o que hi apareixen només parcialment (cas del cost de la generació extrapeninsular, per exemple). En d'altres casos, com és el cas de les energies renovables, es computa la despesa que suposen en forma de prima, però no es computen els beneficis socials derivats de l'ús d'aquestes (menor contaminació, menor dependència energètica, major competència i un preu menor al mercat, per exemple). Com apunten Fabra i Fabra (2012b) hi ha una forta asimetria en la transparència i abun-

⁴⁰² Article 19.

⁴⁰³ En la mesura del possible, s'intentarà informar d'aquests canvis en el redactat.

dància d'informació del mercat, respecte a la falta d'informació sobre el sector regulat. Tot plegat fa que les dades que es presenten aquí puguin contenir un biaix important, i que responguin més a uns balanços comptables incomplets que, d'alguna manera, invalidarien el concepte del dèficit com a tal.

Com s'observa a la taula, entre els costos del sistema, destaquen les primes a la producció d'energia en règim especial, la distribució, el pagament del deute, el transport, així com les compensacions per extrapeninsulars i insulars. Convé observar també, que els pagaments per capacitat, una de les partides amb un major volum entre els costos del sistema, es presenta només en forma de saldo (positiu), el que implica que el que s'ingressa per cobrir els pagaments per capacitat és superior al cost que suposen aquests pagaments a les empreses (encara que aquest pugui ser molt elevat).

TAULA 36. Ingressos, costos i dèficit tarifari del sector elèctric regulat⁽¹⁾. Espanya, 1998-2013

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ingressos	Facturació de clients a tarifa	11.103	10.721	10.089	9.912	10.328	11.010	12.095	11.967	15.829	16.768	15.933	7.357	136	101	64	34
	Facturació règim especial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	759	307	0	0	0	0
	Altres ingressos	44	46	44	48	48	50	0	56	8	0	0	0	0	0	0	2.989
	Facturació de tarifes d'accés	27	352	650	801	855	1.016	1.381	1.885	1.454	1.645	2.112	6.890	12.619	12.861	14.840	14.027
	Total Ingressos	11.174	11.118	10.782	10.761	11.230	12.076	13.476	13.908	17.291	18.774	18.804	14.554	12.755	12.962	14.904	17.051
Costos	Energia a tarifa	6.518	4.809	4.880	4.620	5.598	4.839	5.083	9.357	11.876	9.429	11.431	3.133	0	0	308	422
	Energia en règim especial	0	1.426	1.575	1.889	2.202	2.250	2.477	2.691	2.477	2.828	4.097	6.521	7.067	6.985	8.586	9.201
	CTC	1.361	914	631	228	248	256	414	89	120	80	-233	-222	-21	0	0	0
	Nuclear	0	489	477	478	503	526	587	451	172	54	66	83	99	49	54	72
	Sistema de pagaments per capacitat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190	38	-485	-678	-262	-609	
	Transport	507	521	550	582	627	696	834	937	1.013	1.090	1.246	1.334	1.397	1.534	1.477	1.604
	Distribució	2.788	2.813	2.824	2.899	2.957	3.017	3.352	3.488	3.576	4.160	4.364	4.528	5.487	5.451	5.005	5.024
	Sistema d'interrompibilitat	0	7	7	18	17	16	16	15	15	14	244	385	402	497	470	677
	Compensació extrapeninsulars	0	119	107	122	199	227	392	355	413	1.211	1.356	1.537	1.347	1.296	2.164	1.806
	OMEL i CNE	0	19	20	25	31	33	52	56	61	59	64	65	59	60	-2	11
	Altres costos	0	0	0	0	0	0	60	90	263	334	418	435	589	-16	-471	279
Total Costos	11.174	11.118	11.072	10.861	12.380	11.860	13.267	17.529	19.987	19.260	23.243	17.837	15.940	15.179	17.329	18.485	
Diferència (Costos-Ingressos)	0	0	290	100	1.149	-216	-209	3.621	2.696	487	4.439	3.283	3.185	2.217	2.490	4.458	
Anualitats de dèficits d'anys anteriors	0	0	0	0	0	214	209	209	351	737	1.380	1.324	2.369	1.634	3.184	1.753	
Dèficit (+)/Superàvit (-)	0	0	290	100	1.149	-2	0	3.830	3.047	1.224	5.819	4.607	5.554	3.850	5.609	3.188	

Unitats: milions d'euros.

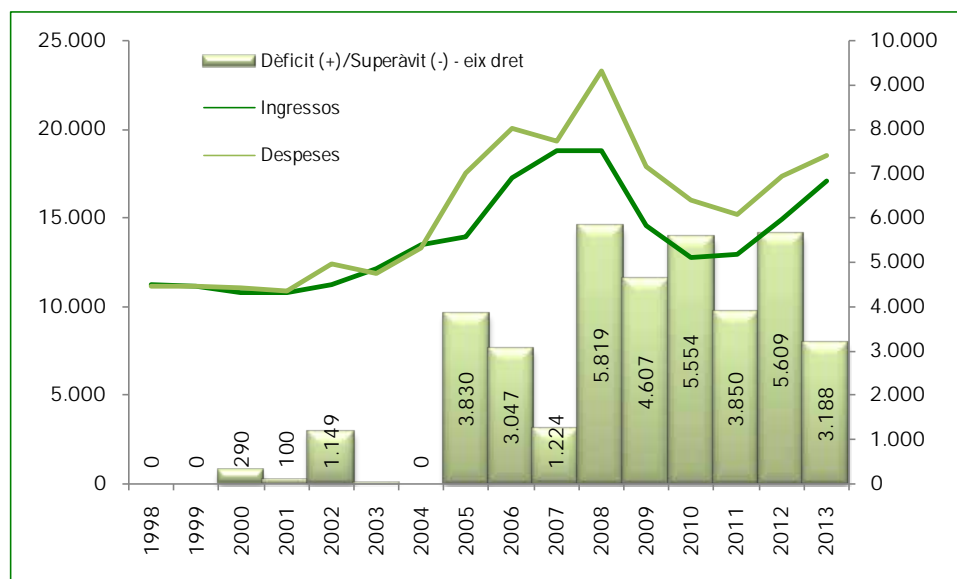
(1) Els noms de les partides originals que ofereix la CNE varien en funció dels anys (especialment l'any 1998). Així mateix, en alguns casos la partida que aquí es mostra inclou diferents partides originals. Així, la partida "Facturació de clients a tarifa" inclou els ingressos facturats per Ordre ITC/1659/2009, la "Nuclear" inclou, a banda de la moratòria nuclear, fons per al Pla de residus radioactius, l'estoc bàsic d'urani i la segona part del cicle del combustible nuclear. La partida "Altres costos" inclou principalment partides referents a plans d'estalvi i eficiència energètica, d'Elcogas, la qualitat del servei i altres partides temporals menors (només tenen vigència durant 1 o 2 anys). La partida "Distribució" incorpora la distribució DT11. La partida "Altres ingressos", inclou els ingressos per l'impost sobre la generació d'energia elèctrica inclosos a la llei 15/2012 i per les subhastes de CO2.

Font: elaboració pròpia a partir dels informes de liquidacions del sector elèctric de la CNE i CNMC.

Com s'aprecia al gràfic, els ingressos per activitats regulades augmenten fins a l'any 2008, per començar a caure a partir de l'any 2009 (això s'explicaria per la introducció del sistema de càlcul de la TUR i el fet que una part de la població va passar a mercat lliure, el que fa que els ingressos i costos de l'energia a tarifa deixin de computar com a ingressos i despeses del sector regulat). Els anys 2012 i 2013 els ingressos es recuperen.

Quelcom similar succeeix amb les despeses, si bé des de 2005 es produeix un desajust entre aquestes i els ingressos, que es tradueix en un major dèficit. La proporció d'aquest dèficit respecte a les despeses varia d'un any a l'altre, i durant els darrers 6 anys de la sèrie (2008-2013), se situa en una mitjana del 26,8%. Val a dir, que l'any 2013 aquestes diferències es redueixen al 17,2%. És a dir, o bé els ingressos haurien de créixer més d'un 17,0% per compensar el dèficit, o les despeses s'haurien de reduir en idèntic percentatge.

GRÀFIC 125. Evolució dels ingressos i despeses regulades⁽¹⁾. Espanya, 1998-2013



Unitats: milions d'euros.

(1) El dèficit inclou les anualitats dels dèficits d'anys anteriors, no incloses com a despesa.

Font: elaboració pròpia a partir dels informes de liquidacions del sector elèctric de la CNE i CNMC.

Anàlisi de les diferents partides

A continuació s'analitza cadascuna de les partides per analitzar-ne l'evolució individualitzada, tant pel que fa als ingressos com a les despeses, a fi de tenir una visió desagregada del problema del dèficit d'ingressos o excés de despeses al sector regulat.⁴⁰⁴

Ingressos

Entre les partides d'ingressos destaquen dues partides: la facturació de clients a tarifa, i la facturació de tarifes d'accés. La primera és la principal font d'ingressos del sistema, fins a mitjan l'any 2009, any a partir del qual el sistema passa a finançar-se a través de la segona. És a dir, fins a mitjan 2009 l'energia facturada a clients a tarifa s'incloua dins dels ingressos del sector regulat, que al mateix temps incloïa el cost d'aquesta energia com un cost del sistema. La partida de facturació en règim especial, que opera de la mateixa manera que la facturació de clients a tarifa, només apareix entre els anys 2007 i 2009, i si bé les magnituds són relativament importants, no arriben al 5,0% dels ingressos dels sectors regulats. Finalment, la partida "Altres ingressos" recull entrades que no arriben al 0,5% del conjunt d'ingressos del sistema, a excepció de l'any 2013, quan la partida inclou els provinents dels impostos aprovats a la Llei 15/2012 sobre generació elèctrica i els provinents de les subhastes de CO2.

Sancha (2011c) a través de les previsions del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme, ofereix les proporcions que representen el terme de potència i el terme d'energia analitzats prèviament en aquest Informe, sobre el conjunt

⁴⁰⁴Les major part de les dades que aquí s'analitzen es mostren a la taula anterior.

d'ingressos per peatges. Així, l'any 2011, amb uns ingressos previstos de 12.906 milions d'euros, 4.363 milions corresponien al terme de potència (33,8%) i 8.543 al terme d'energia (66,2%).⁴⁰⁵

Val a dir també que la CNE (ara CNMC) no ofereix dades sobre els ingressos provinents dels pagaments per capacitat, que es mostren en forma de saldo negatiu entre les despeses del sector. És a dir, a la pràctica representa també un ingrés net (les estimacions fetes en aquest Informe mostren que l'ingrés podria ser de l'ordre d'uns 1.500 milions d'euros l'any 2011, com es veurà més endavant).

Despeses

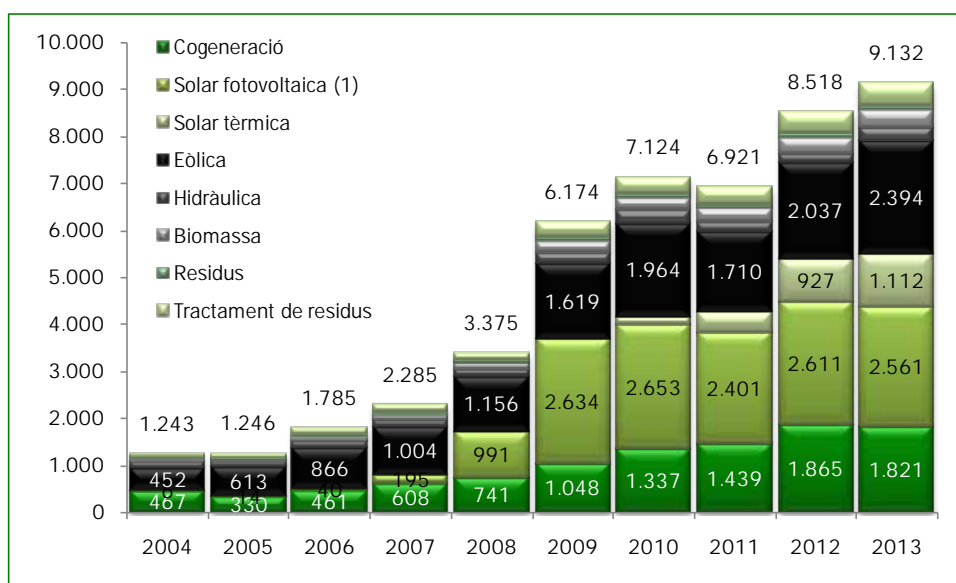
Si el capítol d'ingressos amb prou feines presenta un parell de partides rellevants, el capítol de despeses recull la complexitat del sector regulat. A continuació s'estudien les més importants.

§ Primes a la producció

Tal i com succeïa amb els ingressos, en el capítol de despeses destaquen les partides d'energia a tarifa i energia en règim especial. Les dues recullen el cost de l'energia subministrada a tarifa, si bé la primera es redueix dràsticament a partir de 2009, mentre que la segona es manté a càrrec del sistema. Aquesta segona partida inclou les primes a la producció. Així, l'any 2013 representava el 49,8% de la despesa del sector regulat, havent incrementat un 124,8% entre 2008 i 2013.

L'any 2013, la major part de la liquidació d'aquestes primes se l'emportava l'energia solar fotovoltaica (28,0%), tot i l'escassa contribució que aquesta tecnologia aporta al conjunt del sistema. Quelcom similar succeeix amb l'energia solar tèrmica, amb un creixement important pel que fa a percepció d'ajudes, que l'any 2013 suposaven el 12,2% del total. L'energia eòlica (26,2%) i la cogeneració (19,9%) també s'emportaven bona part de les primes l'any 2013, si bé la seva aportació a la generació d'energia és superior que en el cas de l'energia solar.⁴⁰⁶

GRÀFIC 126. Costos en primes equivalents per la producció en règim especial. Espanya, 2004-2012



Unitats: milions d'euros.

(1) Fins a l'any 2009, la solar fotovoltaica inclou també la solar tèrmica.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de la CNE.

Com s'ha comentat anteriorment, recentment el Govern espanyol ha revisat a la baixa les tarifes de projectes ja materialitzats amb caràcter retroactiu (amb l'increment d'inseguretat jurídica que això genera), i ha suprimit l'ajut a noves instal·lacions.

⁴⁰⁵ És d'esperar que amb els increments del terme de potència i el descens del terme d'energia, aquests percentatges hagin canviat.

⁴⁰⁶ El fet que a Catalunya s'hagi apostat en menor mesura que altres territoris per la generació elèctrica renovable, ha provocat un dèficit territorial entre les ajudes rebudes en forma de primes i l'import suportat en forma de pagaments al sistema.

Per tal de valorar la magnitud del cost de les primes a les energies renovables, però, cal comptabilitzar també els beneficis que aquestes aporten al benestar social, ja sigui en forma de menor preu de l'energia o millores mediambientals, econòmiques (menor dependència exterior i desenvolupament de la indústria autòctona) o socials (desenvolupament rural).

Diversos estudis s'han dedicat a analitzar el descens en els preus de l'energia elèctrica fruit de l'ús d'energies renovables. Sáenz, Del Río i Vizcaíno (2008) analitzen els impactes de la generació elèctrica a partir d'energia eòlica sobre el preu de l'electricitat⁴⁰⁷ per tal de comprovar si aquest descens en el preu compensa els costos que aquesta representa a través de les primes.⁴⁰⁸ Per fer-ho estudien el període comprès entre gener de 2005 i maig de 2007 al mercat diari espanyol, i simulen quin seria el preu de l'energia elèctrica al mercat majorista si no hi hagués hagut producció a partir d'energia eòlica. Els autors conclouen, a partir de la comparativa amb els preus reals del mercat, que el preu de l'electricitat hagués estat un 11,7% més elevat l'any 2005, un 8,6% l'any 2006 i un 25,1% l'any 2007. Això, multiplicat per l'energia demandada, representa estalvis de 1.746 milions d'euros l'any 2005, 1.200 milions l'any 2006 i 1.348 milions l'any 2007 (de gener a maig). Si es comparen aquests estalvis amb el cost de l'energia eòlica, s'obtenen estalvis de 942 milions d'euros l'any 2005, 306 milions l'any 2006 i 898 milions l'any 2007 (de gener a maig). És a dir, aparentment, l'energia eòlica, tot i les primes que rep per llei, presenta avantatges per al consumidor final en forma de preus menors de l'energia elèctrica. Caldria veure, però, si això es compleix per altres energies, com per exemple l'energia solar, la més costosa en primes i de les que menor aportació d'energia elèctrica realitza al sistema.

Gelabert, Labandera i Linares (2011) estudien el període 2005-2010 al mercat diari, i analitzen la incidència de la producció d'energia elèctrica a partir de fonts renovables i cogeneració (excloent-hi l'energia hidràulica, que té un comportament diferenciat a la resta de fonts renovables⁴⁰⁹) sobre el preu de l'electricitat al mercat diari. Els autors observen que l'efecte marginal mitjà del període és d'una reducció de 1,9€/MWh, el que equival a un 4,0% del preu al mercat diari, o 477 milions d'euros de mitjana, una quantia que no arriba a cobrir els costos en primes a la producció en règim especial. Aquesta reducció de preus presenta una evolució decreixent: 3,8€/MWh l'any 2005, 3,4€/MWh l'any 2006, 1,7€/MWh l'any 2007, 1,5€/MWh l'any 2008, 1,1€/MWh l'any 2009 i 1,7€/MWh l'any 2010. Aquesta evolució contrasta amb la dels costos en primes a la generació en règim especial (en constant creixement), el que deriva en una situació cada cop més insostenible. En part, aquesta menor incidència en el preu que s'observa els últims anys, segons els autors, es podria explicar pel descens en la demanda,⁴¹⁰ per l'augment en la producció a partir de centrals de cycle combinat (el que ajudaria a reduir el preu marginal en hores de màxima demanda), per l'existència de poder de mercat en la generació o bé pel fet que el descens en el preu sigui només temporal.⁴¹¹

⁴⁰⁷ En el camp teòric, es diferencien els efectes directes dels efectes indirectes. Els primers (que són els que analitzen Sáenz *et al.* (2008) a l'estudi), fan referència al desplaçament de l'ordre de mèrit que generen les energies renovables sobre les tèrmiques al presentar uns costos marginals inferiors. Els segons fan referència al descens en el preu dels drets d'emissió de CO₂ derivats de la major producció amb energies renovables, i per tant, menor producció a partir d'energies contaminants (que demanden drets d'emissió de CO₂).

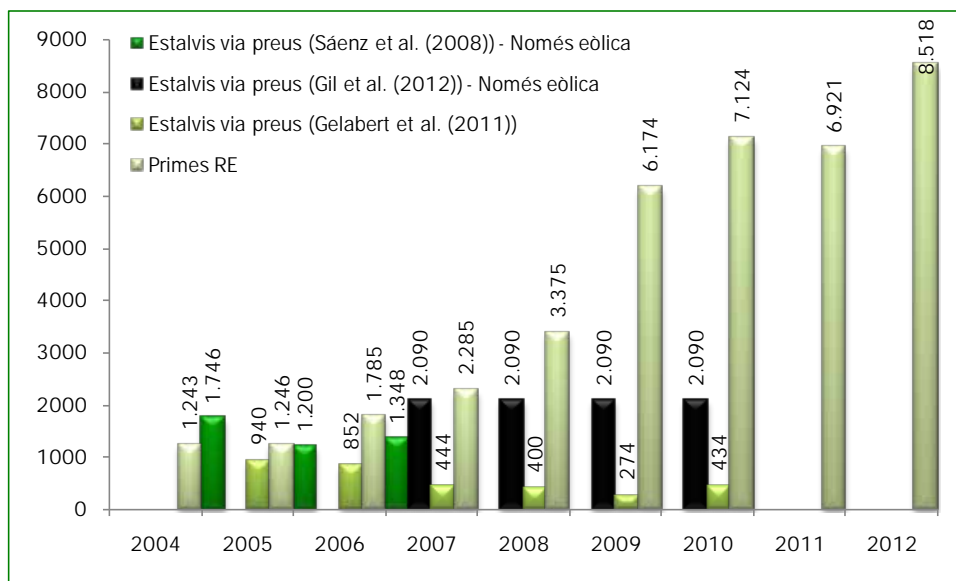
⁴⁰⁸ No estudien els beneficis socials derivats d'una menor contaminació.

⁴⁰⁹ Les centrals hidràuliques exerceixen de reguladores del sistema, produint en hores de preus elevats (fruit d'una demanda alta i una producció baixa de la resta de renovables) i emmagatzemant energia en hores de preus baixos (amb baixa demanda i producció elevada d'altres fonts renovables) a través de les centrals reversibles.

⁴¹⁰ L'impacte és més intens si la demanda és més elevada, al treure del mercat a aquelles unitats més costoses.

⁴¹¹ Tant Gelabert *et al.* (2011) com Sáenz *et al.* (2008) incideixen en el fet que el menor preu de l'energia elèctrica fruit de la producció a partir de les energies renovables deriva també en una menor inversió, el que es tradueix, a la llarga, en preus més elevats. Gelabert *et al.* (2011) descarten l'opció de l'excés de demanda (i preus més elevats) en el cas espanyol, on la potència instal·lada supera amb escreix les necessitats per cobrir la demanda.

GRÀFIC 127. Cost en primes a la producció en règim especial i estalvi pel consumidor en despesa energètica derivat d'un menor preu de l'electricitat⁽¹⁾. Espanya, 2004-2012



Unitats: milions d'euros.

(1) L'any 2007, les estimacions de Sáenz *et al.* (2008) representen l'estalvi entre gener i maig. L'any 2007, les estimacions de Gil, Gomez-Quiles i Riquelme (2012) només inclouen el període abril-desembre.

Font: elaboració pròpia a partir de dades de la CNE, Sáenz *et al.* (2008), Gelabert *et al.* (2011) i Gil *et al.* (2012).

Gil, Gomez-Quiles i Riquelme (2012), fent un exercici similar als anteriors, però centrant-se només en l'energia eòlica durant el període comprès entre l'abril de l'any 2007 i el desembre de l'any 2010, conclouen que la reducció en el preu de l'energia equival a 9,72€/MWh, o el que és el mateix, una reducció del 18,0% en el preu de l'energia. Això també suposa, de mitjana, un estalvi de 2.090 milions d'euros anuals en energia elèctrica, el que supera els costos regulats pagats en primes a l'energia eòlica. Els autors conclouen, doncs, que l'aportació que suposa l'energia eòlica sobre el sector és positiva.

Per contra, les centrals renovables, fruit de la seva intermitència (variacions i errors de previsió en la generació elèctrica), també poden generar costos afegits a altres instal·lacions generadores, incrementant els costos del sistema. Pérez-Arriaga i Batlle (2012) analitzen els costos afegits que genera aquesta intermitència sobre la resta d'unitats generadores. Segons els autors, aquests costos els suporten les unitats tèrmiques més flexibles (principalment els cicles combinats), i es basen en majors costos d'operació, manteniment i arrencada, que suposen uns majors costos variables, així com una menor vida útil de les instal·lacions fruit de l'operació intermitent.⁴¹²

Així mateix, Pérez-Arriaga (2005) ressalta les dificultats que genera a la xarxa la generació distribuïda i no gestionable, el que també incrementa els costos de xarxa, especialment si les unitats generadores es troben lluny de les zones de consum.

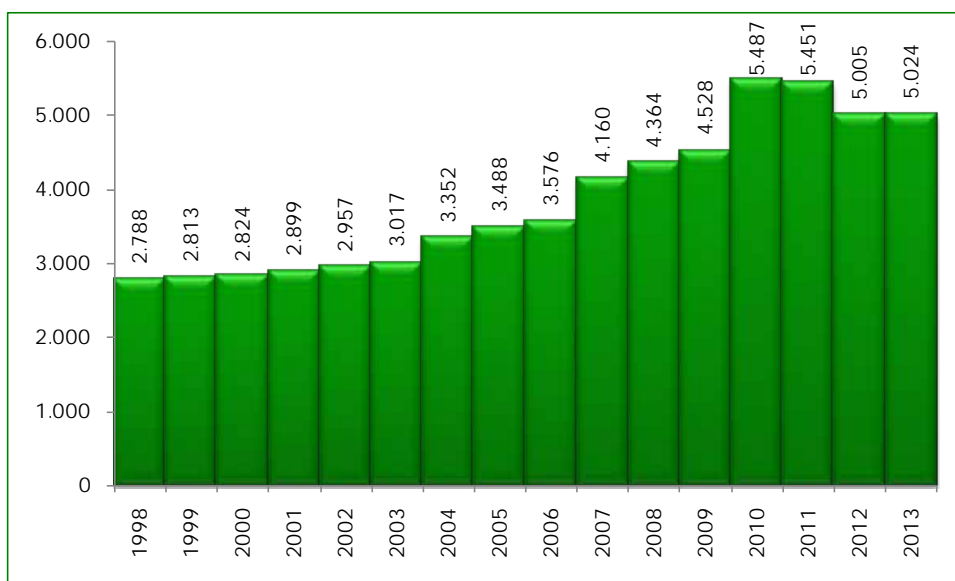
Així doncs, es podria dir que determinades fonts d'energia renovables (per exemple l'energia eòlica) si que són rendibles, amb reduccions en el preu que superen el cost en primes regulades. En canvi d'altres, no aporten una reducció suficient en el preu de l'energia elèctrica que justifiqui unes primes tant elevades, si bé en l'anàlisi no s'hi inclouen ni efectes positius sobre el medi ambient, sobre la balança comercial o en la capacitat de generar un teixit industrial propi que aquestes poden aportar.

§ Distribució

La segona partida en importància són els costos associats a la distribució, que l'any 2013 representaven el 27,2% dels costos del sector regulat. S'aprecia també un fort increment d'aquestes partides, que creix un 15,1% entre els anys 2008 i 2013.

⁴¹² Quan aquestes unitats estan pensades per operar com a energia base.

GRÀFIC 128. Costos liquidats en la distribució d'energia elèctrica⁽¹⁾. Espanya, 1998-2013



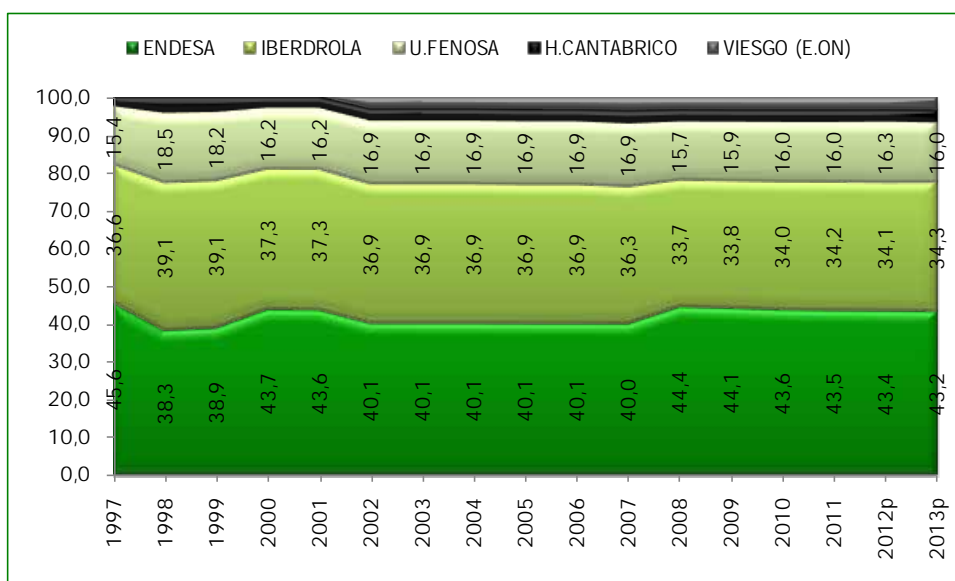
Unitats: milions d'euros.

(1) Inclou la DT11 pels anys 2010 i 2011.

Font: elaboració pròpia a partir dels informes de liquidacions del sector elèctric de la CNE i CNMC.

Com es pot veure al gràfic, les quotes empresarials en els costos de distribució pràcticament no han variat durant els últims quinze anys. Així, la pràctica totalitat d'aquests pagaments, doncs, se l'emporten Endesa (43,2%), Iberdrola (34,3%) i Unión Fenosa (16,0%) l'any 2013.

GRÀFIC 129. Retribució dels costos de distribució, per empreses. Espanya 1997-2013



Unitats: percentatges.

Font: Solé (2009) i Ordre IET/3586/2011, de 30 de desembre i Ordre IET/221/2013, de 14 de febrer (BOE).

Tal i com s'observa a la taula següent, els costos reconeguts en la distribució d'energia elèctrica es corresponen, aproximadament, a la longitud de la xarxa de cada companyia.

TAULA 37. Quilòmetres de xarxa de distribució, capacitat transformadora, i retribucions durant el període, segons empresa de distribució. Espanya, 1999-2002

	Tensió					Capacitat Transformadora		Pagaments	
	Alta	Mitja	Baixa	Total	%	MW/any	%	M€ corrents	%
	ENDESA	26.329	100.982	152.569	279.880	45,2	94.459	41,7	1.363
Iberdrola	23.649	78.651	113.308	215.608	34,8	100.202	44,2	1.076	36,0
Unión Fenosa	9.195	35.657	60.715	105.567	17,1	27.081	11,9	468	15,6
Hidrocantábrico	953	5.093	11.739	17.785	2,9	4.937	2,2	84	2,8
Total	60.126	220.383	338.331	618.840	100,0	226.679	100,0	2.990	100,0

Unitats: quilòmetres, MW/any i milions d'euros corrents.

Font: Blázquez-López i Grifell-Tatjé (2011).

Convé ressaltar que els costos de distribució reals només els coneixen les empreses, mentre que l'ens regulador només disposa d'una informació parcial sobre els mateixos i es basa en estimacions. Això genera una asimetria en la informació de la qual es poden beneficiar les empreses per obtenir un rèdit.

Com assenyala UNESA (2012), hi ha hagut successius canvis regulatoris pel que fa a la retribució de l'activitat de distribució des de l'aprovació de la Llei 54/1997 del Sector Elèctric.

La primera norma en regular la retribució de l'activitat de distribució un cop liberalitzat el mercat elèctric fou el Reial Decret 2819/1998, que establia una retribució en base als costos reconeguts de les empreses en una primera fase (revisió regulatòria) i després els actualitzava en base a l'IPC, l'evolució de la demanda i un factor d'eficiència (període regulatori). Blázquez-López i Grifell-Tatjé (2011), en un estudi sobre els costos de distribució d'energia elèctrica a Espanya, consideren que la retribució que rebien les empreses durant el període 1988-2002 estava molt per sobre dels costos en que incorrien, sense que s'apreciés una millora en l'eficiència d'aquestes.

Com s'assenyala Solé (2009) el Reial Decret 2819/1998 no incentivava a l'eficiència, al establir una retribució global amb criteris poc clars i sense diferenciar per diferents zones geogràfiques. També fallava en el control de les inversions i la correcta estimació dels costos en que incorrien les empreses, no recollia objectius de qualitat ni de reducció de pèrdues i regulava diferenciant per la dimensió de l'empresa. És a dir, no es corregia l'asimetria d'informació entre l'agent regulat i el regulador.

Posteriorment, amb el Real Decret 222/2008, de 15 de febrer, els costos en distribució d'energia elèctrica s'actualitzen anualment en base a l'IPC i a l'augment de la demanda, així com el compliment d'objectius d'eficiència i qualitat.⁴¹³ Així, el regulador intentava conèixer els costos reals en què incorria l'empresa mitjançant incentius (en forma d'una major retribució), que a canvi proporcionaven informació al regulador.⁴¹⁴ A banda d'aquestes rendes per millores en la qualitat, el regulador també estava dotat d'un model de xarxa de referència, mitjançant el qual es pot calcular en quina mesura l'empresa distribuïdora es desviava de l'òptim en matèria d'inversions. Com s'especifica a Sancha (2011c), els costos de distribució diferenciaven entre costos per inversió (amb un terme d'amortització lineal i un altre d'actiu net), costos en operació i manteniment, i altres costos (gestió comercial, connexió de consumidors, lectura de comptadors i equips de mesura, etc.).

Amb el Reial Decret Llei 13/2012 es va passar a retribuir només els actius nets (no amortitzats) i amb el Reial decret Llei 2/2013 es corregeixen els imports a retribuir per la inflació a impostos constants sense aliments ni productes energètics.

Amb el Reial Decret Llei 9/2013 la rendibilitat amb la qual es remunera l'amortització de l'actiu s'anomena "rendibilitat raonable", i la situa en el rendiment promig en el mercat secundari durant els 3 mesos anteriors a l'aprovació de la norma de les Obligacions de l'Estat a 10 anys més un diferencial de 200 punts bàsics a partir de 2014.⁴¹⁵

A resultes de l'aprovació de la Llei 24/2013, de 26 de desembre, del sector elèctric, s'ha aprovat també el Reial Decret 1048/2013, que estableix la metodologia mitjançant la qual es determina la retribució de l'activitat de dis-

⁴¹³ Per a una exposició de la retribució de l'activitat de distribució d'energia elèctrica, vegeu el Real Decret 222/2008, de 15 de febrer.

⁴¹⁴ En anglès el terme es coneix com "*informational rents*".

⁴¹⁵ Per a l'any 2013 el diferencial és de 100 punts bàsics.

tribució. Aquest incorpora incentius per evitar el frau en el consum d'energia elèctrica, així com incentius a l'eficiència en la inversió.

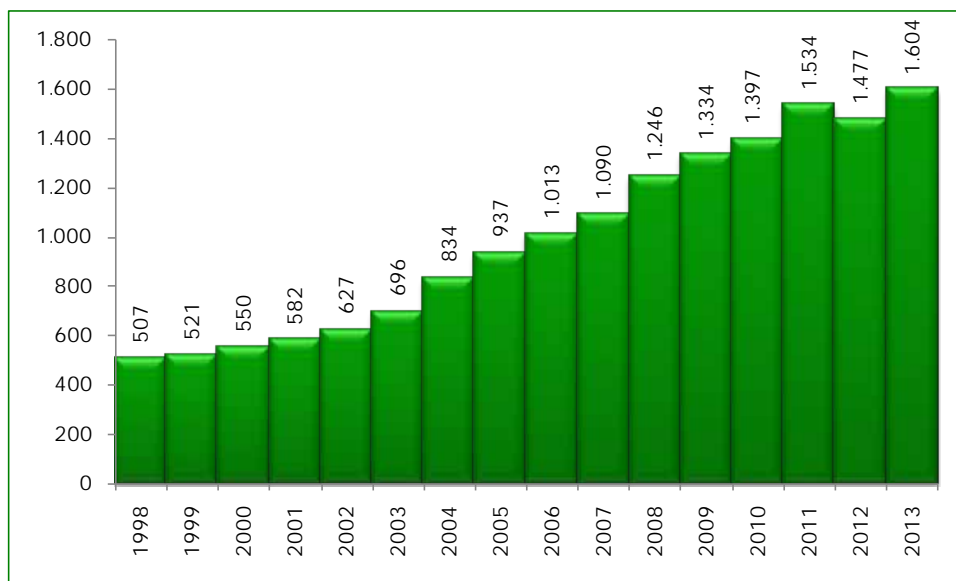
És a dir, en un context en què la demanda d'energia elèctrica augmenta, la retribució de l'activitat de distribució ve determinada per aquest creixement del consum. Amb l'arribada de la crisi, i la conseqüent reducció en el consum, es canvien els paràmetres de retribució de l'activitat de distribució, que es remunera en base als actius de la companyia.

Com remarca UNESA (2012), l'article 3.3 de la Llei 54/1997 atorga competència normativa a les comunitats autònomes que afecten la inversió en la xarxa de distribució elèctrica ubicada al seu territori. Això ha motivat que algunes comunitats autònomes hagin establert requisits addicionals de seguretat i qualitat, el que incrementa el cost de la inversió. Atès que la retribució de l'activitat es fixa des de l'Administració central, això genera una descoordinació entre qui estableix els requisits d'inversió i qui aprova la retribució d'aquesta, el que provoca que algunes inversions no es retribueixin. Com observa Palacín (2013), la Llei 24/2013 del Sector Elèctric envaeix competències de la Generalitat, entre les que destaca l'àmbit de la planificació en la xarxa de distribució elèctrica. Així, la llei 24/2013 inclou la possibilitat de fixar un recàrrec al preu de l'energia per comunitats autònomes si hi ha normativa específica que afecti al cost per a les empreses.

§ Transport

Un altra despesa del sistema que sobresurt és el cost del transport d'energia, i que correspon pràcticament en la seva totalitat a REE. Així, el cost del transport representava vora el 8,7% dels costos del sistema regulat l'any 2013. Com s'observa al gràfic, el cost del transport no ha parat de créixer durant els darrers anys (entre 2008 i 2013 el creixement acumulat és del 28,7%).

GRÀFIC 130. Costos liquidats en transport d'energia elèctrica. Espanya, 1998-2013



Unitats: milions d'euros.

Font: elaboració pròpia a partir dels informes de liquidacions del sector elèctric de la CNE i CNMC.

Entre els anys 2008 i 2011, segons l'Ordre IET/2442/2013, de 26 de desembre (BOE), el 95,2% dels pagaments per costos de transport d'energia elèctrica se'ls ha emportat REE, per un 3,3% Unión Fenosa i un 1,5% altres companyies (Endesa i Hidrocantábrico principalment)

Segons UNESA (2012), en el cas de l'activitat de distribució d'energia elèctrica, el legislador ha optat per una retribució en base a una regulació per incentius, mentre que al transport s'ha optat per una regulació per costos.

Com s'especifica a Sancha (2011c), els costos de transport estaven regulats pel Reial decret 325/2008, i diferenciaven entre costos per amortització lineal de la inversió, cost financer de les inversions i costos en operació i manteniment. Els Reials decrets llei 13/2012, de 30 de març, i 20/2012, de 13 de juliol, estableixen que només es remuneraran els actius no amortitzats, i que s'utilitzarà el valor net d'aquests. Amb el Reial decret llei 9/2013 la rendibilitat amb la qual es remunera l'amortització de l'actiu s'anomena "rendibilitat raonable", i la situa en el

rendiment promig en el mercat secundari durant els 3 mesos anteriors a l'aprovació de la norma de les Obligacions de l'Estat a 10 anys més un diferencial de 200 punts bàsics a partir de 2014.⁴¹⁶

El Reial decret 1047/2013, de 27 de desembre adequa la regulació vigent a la Llei 24/2013, de 26 de desembre, si bé no suposa canvis importants pel que fa a la retribució.

Tal i com passava amb els costos de distribució, el cost en el transport d'energia elèctrica és una estimació del cost real. Atès que es cost real del transport només el coneix la companyia encarregada del transport, poden existir rendes derivades del reconeixement d'uns costos superiors als reals.

Val a dir, també, que la generació distribuïda i la eòlica connectada directament a la xarxa de transport poden incrementar els costos en inversió de la xarxa de transport, el que hauria pogut incrementar els costos d'aquesta.

§ Compensació a la generació no peninsular (extrapeninsulars i insulars)

L'any 2013 aquesta partida representava el 9,8% dels costos regulats, que entre 2008 i 2013 augmenta un 33,2%.

Els sistemes elèctrics insulars (Balears i Canàries) i extrapeninsulars (Ceuta i Melilla) presenten un seguit de factors diferencials que afecten de forma notable la generació d'energia elèctrica. Com assenyala Sancha (2011c), al trobar-se aïllats exigeixen un major nivell de reserva per cobrir incidències imprevistes, no és possible instal·lar-hi grans grups generadors que aprofitin economies d'escala atesa la seva dimensió reduïda, i les energies més barates no hi tenen cabuda: hidràulica (per falta de cabals)⁴¹⁷ i nuclear (per falta de demanda i d'economies d'escala). Això resulta en uns costos de generació més elevats, i atès que el sistema de tarifes és únic per a tot Espanya, i que els sistemes no peninsulars no disposen d'un mercat de generació (és l'operador del sistema l'encarregat de la gestió de les unitats de producció), les empreses poden incórrer en pèrdues provinents d'uns preus regulats inferiors als costos de producció. Segons Sancha (2011c), i en base al Reial decret llei 6/2009, l'any 2014 aquesta partida hauria d'estar finançada íntegrament pels Pressupostos Generals de l'Estat (l'any 2009 els PGE finançaven el 17,0% d'aquesta partida), si bé la llei 39/2010 limita la quantia a aportar per l'Estat a 256 milions, motiu pel qual l'any 2011 aquesta partida és encara tant rellevant. Malgrat l'anterior, el Reial decret llei 9/2013 estableix que els costos extrems derivats de l'activitat de producció d'energia elèctrica quan es desenvolupin en territoris insulars i extrapeninsulars seran finançats només en un 50,0% amb càrrec als Pressupostos Generals de l'Estat.

§ Sistema d'interrompibilitat de grans consumidors

Un instrument de l'operador del sistema per tal de garantir l'equilibri necessari entre generació i consum d'electricitat en tot moment és la d'eliminar part de la demanda. Tal i com apunta Sancha (2011c), els sistemes elèctrics només apliquen aquesta opció en moments molt singulars d'insuficiència en la capacitat de generació (per molt elevada demanda o incidents greus al sistema de generació o transport i distribució). Com apunta l'autor, el servei regulat d'interrompibilitat recull l'opció de reduir demanda a través de contractes entre l'operador del sistema (REE) i grans consumidors en alta tensió, que tal i com recull l'Ordre ITC 2370/2007, reben una compensació econòmica per l'oferta de potència interrompible. Segons Sancha (2011c) l'any 2010 estaven en vigor 156 contractes d'interrompibilitat amb un total de 2.134MW de potència interrompible en períodes de màxima demanda.

És a dir es tracta d'una assegurança que el sistema paga a determinades empreses per cobrir-se en cas de puntes de demanda molt acusades, o fallades d'algun grup generador pivot, que no es puguin cobrir amb la potència instal·lada, independentment de que aquest sistema s'acabi executant (reduint efectivament aquesta demanda) o no. En el cas que el sistema s'executi de forma recurrent pot suposar un perjudici per les empreses consumidores, mentre que si aquest no s'executa gairebé mai, pot suposar un ingrés per aquestes.

El saldo final del sistema d'interrompibilitat de grans consumidors representa el 3,7% del total dels costos regulats l'any 2013 (677 milions d'euros), i ha experimentat un creixement acumulat del 177,9% entre els anys 2008 i 2013, un període on la demanda peninsular d'energia elèctrica a Espanya ha retrocedit un 7,1%.

⁴¹⁶ Per a l'any 2013 el diferencial és de 100 punts bàsics.

⁴¹⁷ Si bé existeixen projectes per combinar energia eòlica i energia hidràulica a través d'aigua marina bombejada (principalment a les illes Canàries, on els forts desnivells arran de costa permeten una millor combinació d'aquestes energies).

L'elevat cost del servei, que no s'ha utilitzat els darrers anys, ha motivat una subhasta del sistema d'interrompibilitat per l'any 2015, ampliada a un major nombre d'agents per tal de reduir-ne el cost.⁴¹⁸

§ Sistema de pagaments per capacitat

Els pagaments per capacitat són una eina per garantir la potència al sistema, remunerant generadors extramarginals (centrals de cycle combinat, carbó i fuel-oil) que només operen en hores punta de demanda. Segons Villaplana (2012), els pagaments per capacitat representen un incentiu a la inversió, alhora que remuneren un servei de disponibilitat a mig termini, i substitueixen el que es coneixia com pagaments per garantia de potència. Pérez-Arriaga (2005) considera que la mesura més adient per mesurar quan cal posar en producció els grups amb potència en ferm compromesa és un preu determinat pel regulador. Aquest preu ombrà a partir del qual els generadors amb potència compromesa ha d'intentar reflectir els costos variables dels grups, mentre que els pagaments per capacitat han d'intentar aproximar-se als costos fixos de la central.

A diferència d'altres països, on els pagaments per capacitat es realitzen mitjançant mercats de capacitat, a Espanya es realitzen mitjançant pagaments administratius.⁴¹⁹ Fabra (2007) senyala que la garantia de subministrament (o la fiabilitat del sistema elèctric), presenta característiques de bé públic (no exclusiu i no rival), motiu pel qual el mercat proveeix de forma ineficient la potència necessària per cobrir les puntes de demanda.⁴²⁰

Així, segons Villaplana (2012) l'Ordre ITC/2749/2007 preveia uns pagaments de 20.000€/MW/any durant 10 anys per a les instal·lacions posades en marxa entre 1998 i l'aprovació de l'Ordre, i un import variable (en funció de l'índex de cobertura) per a les instal·lacions posades en marxa a partir de l'any 2007, que no es va arribar a aplicar. L'Ordre ITC/3127/2011 incrementa aquest import fins a 26.000€/MW/any durant 10 anys,⁴²¹ tot i l'excés d'oferta existent al mercat, la caiguda de la demanda, i el conseqüent increment de l'índex de obertura. El Reial decret llei 9/2013 estableix una lleugera reducció dels pagaments per capacitat, retribuïnt a partir de l'entrada en vigor de la norma amb 10.000€/MW/any les centrals de cycle combinat, però multiplicant per 2 el període pendent de cobrament, el que a la pràctica implica un retorn als 20.000€/MW/any inicials.⁴²² Atès que bona part d'aquestes unitats de producció han entrat en funcionament recentment, els pagaments per aquest concepte es perllongaran durant els pròxims anys.

A les liquidacions del sector regulat que ofereix la CNE, però, la partida de pagaments per capacitat només recull en aquest apartat el saldo resultant dels ingressos i els pagaments, el que fa difícil analitzar-ne la magnitud absoluta, si bé, com s'ha vist anteriorment, encareix de forma considerable el preu de l'energia.

Per tal d'estimar els pagaments per capacitat, s'ha intentat aproximar els ingressos en pagaments per capacitat aplicats a l'energia. Així, s'ha multiplicat el cost mitjà en pagaments per capacitat per MWh pel volum d'energia consumida. Sumant aquesta estimació d'ingressos al saldo resultant del sistema de pagaments per capacitat, s'obté una aproximació dels costos en pagament per capacitat.

Com s'observa al gràfic, l'entrada en funcionament del sistema de pagaments per capacitat l'any 2008 hauria reduït força l'ingrés per aquest concepte, resultant en un dèficit del sistema. L'any 2009 aquest es redueix, si bé segueix sent deficitari, i els anys 2010 i 2011, el sistema ja presenta un superàvit important. Això no exclou, però, el fet que el cost en pagaments per capacitat augmenta de forma important l'any 2011, incidint de manera directa en la generació de dèficit elèctric (malgrat que el sistema de pagaments per capacitat presenti superàvit).

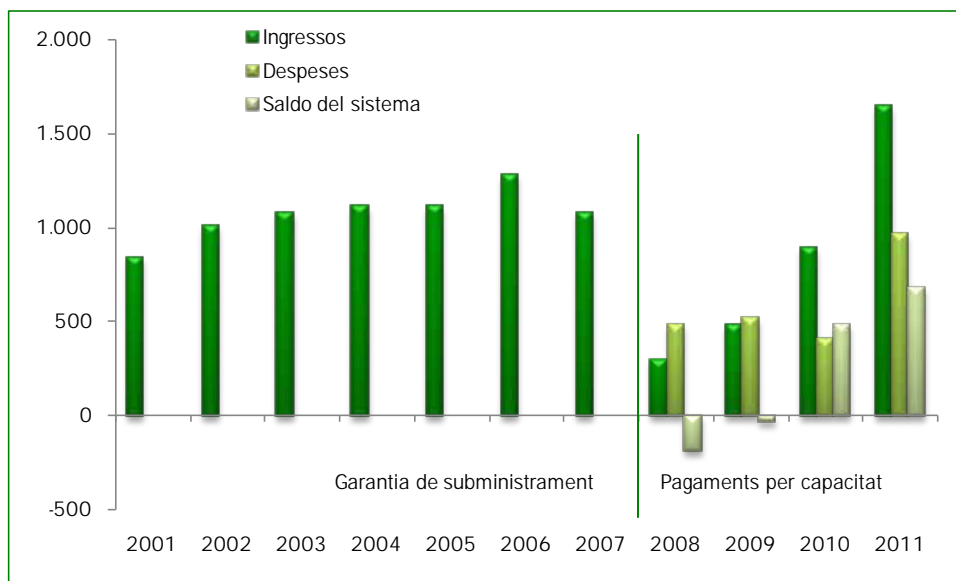
⁴¹⁸ Vegeu el diari Expansión del 15/10/2014 per tal d'obtenir més informació: REE convoca a las empresas a una macrosubhasta eléctrica. Consulta a <http://www.expansion.com/2014/10/15/mercados/1413404673.html>.

⁴¹⁹ Vegeu Fabra (2007) per altres mecanismes de pagament per capacitat.

⁴²⁰ Les rendes d'escassetat que es generen durant les puntes de demanda (limitades pels topalls superiors dels preus –*price cap*, en anglès) acaben generant cicles de sobre-inversió combinats amb cicles de baixa inversió, el que unit a les característiques de l'electricitat, l'evolució tecnològica i les diferències entre empreses incumbents i empreses entrants al mercat, proveeixen de forma ineficient la potència que garanteixi adequadament la disponibilitat del sistema. Vegeu Fabra (2007) per a una anàlisi més detallada. En aquest sentit, Pérez-Arriaga (2005) considera el topall superior de preu al mercat elèctric espanyol de 180€/MWh excessivament baix.

⁴²¹ Això representa, per a una planta de 400MW, i després de corregir-ho per un índex de disponibilitat de cada tecnologia, uns 10 milions d'euros anuals, el que equival a uns 100 milions d'euros al cap de 10 anys.

⁴²² Aquelles centrals la posada en servei de les quals sigui anterior a 2016 també tindrien dret a percebre els pagaments per capacitat amb una retribució de 10.000€/MW/any durant 20 anys.

GRÀFIC 131. Estimació d'ingressos i despeses del sistema de pagaments per capacitat⁽¹⁾. Espanya 2001-2011


Unitats: milions d'euros.

(1) Els ingressos per pagaments per capacitat (i per garantia de subministrament) s'han obtingut de multiplicar el preu mitjà de la demanda nacional dels pagaments per capacitat per la demanda nacional d'electricitat. A partir d'aquesta dada, i coneixent el saldo resultant a partir de les liquidacions, es calcula la despesa aproximada.

Font: elaboració pròpia a partir de dades d'REE i CNE.

Ara bé, com exposen Fabra i Fabra (2012b), en un futur, quan gran part del parc sigui renovable, i per tant, quan el preu marginal de l'energia sigui zero durant moltes hores al dia, els pagaments per capacitat adquiriran gran importància. Així, el sistema de pagaments per capacitat és necessari per combinar-ho amb les renovables, al ser tecnologies poc previsible, el que en dificulta assegurar una garantia de subministrament, que requereixen una contrapartida en forma de més capacitat flexible.⁴²³

§ Moratòria nuclear

La moratòria nuclear estableix unes compensacions a les empreses que tenien projectes en curs quan es va aprovar aquesta. El volum inicial que calia compensar, segons la disposició addicional vuitena de la Llei 40/1994, era de 4.384 milions d'euros de l'any 1995 (2.045 milions d'euros per la central de Valdecaballeros, 2.274 milions d'euros per la de Lemóniz, i 66 milions per la segona unitat de la central de Trillo). Segons Sancha (2011c), l'any 2012 restaven per pagar 370 milions d'euros, i tal i com apunten les dades de la CNE, s'haurien pagat ja més de 3.168 milions d'euros per aquest concepte, si bé l'any 2011 aquests pagaments només representaven el 0,3% dels costos regulats.

§ Costos de transició a la competència (CTC)⁴²⁴

Els costos de transició a la competència (CTC) subvencionaven a les empreses incumbents per cobrir possibles pèrdues provinents del procés de liberalització (per recuperar les inversions fetes en un context de sistema regulat), remunerant a un preu fix l'electricitat (36€/MWh) durant un període de 10 anys posteriors a la Llei del sector elèctric.⁴²⁵ Com apunta Pérez-Arriaga (2005), "la quantitat total de CTC es va establir a la Llei del sector elèctric 54/1997 en un valor màxim de 10.177 milions d'euros per recuperar fins al 31 de desembre de 2007, per bé que la Llei 50/1998 va introduir una quitança i va reduir aquesta quantitat a 8.664 milions d'euros per recuperar fins al 31 de desembre de 2010".

⁴²³ Des d'aquest punt de vista, l'energia hidràulica és la més flexible i econòmica de les energies disponibles, motiu pel qual hi ha un interès creixent en la construcció de centrals hidràuliques de bombeig (o reversibles), que bombegin aigua en hores vall per desembassar-la en hores punta.

⁴²⁴ *Stranded costs* en anglès.

⁴²⁵ Durant els primers anys d'aplicació dels costos de transició a la competència, la normativa es va modificar en diverses ocasions. Vegeu Unda (2002) o Pérez-Arriaga (2005) per més informació.

Tal i com exposen Crampes i Fabra (2005), el sistema de pagaments dels CTC es computava per diferències, pagant les empreses la diferència quan el preu de mercat era superior al regulat, i ingressant la diferència quan es trobava per sota. Això generava un *trade-off* per a l'empresa que depenia de la seva quota d'ingressos per CTC⁴²⁶ i la seva quota de mercat. En funció de quina fos més gran preferien un preu de mercat alt (major quota de mercat que quota de CTC)⁴²⁷ o un preu de mercat baix (major quota de CTC que quota de mercat),⁴²⁸ el que a la pràctica acabava comportant un topall superior al preu.⁴²⁹ Del Castillo i Barquín (2000) i García (2001) mostren que els CTC acabaven reduint el preu de l'electricitat, el que, en un context d'oligopoli, s'hauria utilitzat per fixar una barrera d'entrada a la competència durant els anys que aquests van estar vigents, com denuncien Crampes i Fabra (2005).⁴³⁰ Fabra i Toro (2005) o Pérez-Arriaga (2005). Com mostren Fabra i Reguant (2013), gràcies al *pass-through* en els preus dels costos de la tona de CO₂, derivats de Kyoto, actualment les empreses obtenen un benefici més elevat, invalidant els criteris sota els quals es van fixar els CTC.

Segons Fabra i Fabra (2009), els CTC van ser cancel·lats l'any 2006, quan ja havien complert la funció d'evitar pèrdues provinents dels canvis regulatoris, i just abans que comencessin a complir la funció d'evitar beneficis fruit del canvi regulatori (l'import màxim del fons havia de ser de 8.600 milions d'euros, si bé es va superar amb escreix, arribant als 12.000 milions d'euros). Pérez-Arriaga (2005) considera que la sobreremuneració derivada del mètode de càlcul en l'aplicació inicial dels costos de transició a la competència (CTC), s'explica per la vida útil dels actius, més llarga que en el càlcul inicial.

Arran de les dades facilitades per la CNE entre 1998 i 2011, s'observa un període comprès entre 1998 i 2007 on els CTC generen un cost agregat de més de 4.300 milions d'euros, i a partir de 2008, i fins al 2010, la liquidació de diferents fons destinats a cobrir CTC representen un ingrés pel sistema. Això s'explica perquè els costos recollits en aquesta partida només inclouen les ajudes de l'Estat per les compres de carbó nacional, i no les transferències entre empreses.

§ Costos de comercialització de la TUR/PVPC

Com s'ha apuntat anteriorment, la comercialització d'energia elèctrica és una activitat liberalitzada. Si bé una part dels consumidors opten per ofertes de les empreses comercialitzadores, una bona part d'aquests (especialment en el sector domèstic) tenen dret a acollir-se al PVPC (abans TUR). De la comercialització d'aquesta tarifa se n'encarreguen vuit empreses a escala estatal (cinc empreses fins al 2014): les comercialitzadores d'últim recurs (CUR).

A banda dels costos reconeguts pel sistema en matèria de distribució d'energia elèctrica, també es reconeixen costos de comercialització a les CUR. La previsió d'aquests costos de comercialització per l'any 2012 era la que s'observa a la taula següent.

TAULA 38. Previsió dels costos reconeguts en la gestió comercial. Espanya, 2012

	2012
Endesa	96
Iberdrola	89
Unión Fenosa	31
Hidrocarbónico	6
E.ON	5
Total	227

Unitats: milions d'euros.

Font: Ordre IET/3586/2011, de 30 de desembre (BOE).

Aquests costos no es recullen a les dades que ofereix la CNE sobre liquidacions al sector regulat, motiu pel qual no s'inclouen a la taula anterior. Els ingressos d'aquesta partida s'obtenen del marge de comercialització del preu voluntari al petit consumidor. Representen alhora, doncs, un ingrés i una despesa del sistema.

⁴²⁶ Fixada per llei.

⁴²⁷ Segons Crampes i Fabra (2005), principalment Iberdrola i Gas Natural.

⁴²⁸ Segons Crampes i Fabra (2005), principalment Endesa.

⁴²⁹ Crampes i Fabra (2005) mostren que el preu es manté al voltant d'aquest valor amb l'entrada en funcionament dels CTC, i només es produeixen increments quan la Comissió Europea dubta de la legalitat dels CTC en considerar-los ajudes estatals.

⁴³⁰ Fet que també explicaria la moderada inversió durant la primera fase dels CTC, i els problemes de cobertura posteriors fruit de l'increment de la demanda.

§ OMEL i CNE/CNMC

Els organismes encarregats de la regulació del sector elèctric (CNE, ara CNMC) i de l'operació del mercat elèctric (OMEL) representen una despesa pel sector elèctric que s'inclou dins del grup de despeses regulades. L'any 2011 el cost d'aquestes institucions representava el 0,4% del total de la despesa regulada.

§ Desajustos d'anys anteriors

El deute acumulat arran dels successius dèficits tarifaris durant els darrers anys cal amortitzar-lo a través de superàvits futurs, concepte que s'incorpora a la partida de desajustos d'anys anteriors. Tal i com assenyala Sancha (2011c), el dèficit d'un any concret s'amortitza a 15 anys. L'any 2013, aquesta partida, no inclosa en el conjunt de despeses del sistema, representava el 9,5% d'aquestes. És a dir, el pagament per desajustos d'anys anteriors superava partides com la de transport d'energia elèctrica.

Finançament i amortització del dèficit

El dèficit tarifari s'ha convertit en un problema de magnituds importants, especialment en un context on els problemes per finançar-se, i els rígids objectius de dèficit públic fixats per la UE, fan difícil que l'Estat pugui assumir part del deute generat a través del dèficit tarifari. Com s'ha observat anteriorment, una part important d'aquest dèficit s'explica pel pagament de dèficits acumulats, que fins fa poc finançaven les empreses.

Atès que bona part d'aquest dèficit ha estat finançat durant anys per les comercialitzadores d'últim recurs, i a fi de reduir l'endeutament d'aquestes, s'ha optat per la titulització d'aquest deute, amb la creació del Fons d'Amortització del Dèficit Elèctric (FADE), a fi de comprar el deute en mans de les elèctriques.

L'acumulat del dèficit es tradueix en deute públic de l'Estat envers les companyies o titulars del deute, i l'any 2013 se situava en uns 30.000 milions d'euros. L'any 2011 aquest deute estava repartit de la següent manera: un 44,2% per Endesa, un 35,0% d'Iberdrola i el 13,8% de Gas Natural-Fenosa.⁴³¹ És a dir, el 93,0% del deute està concentrat en només 3 companyies. El 7,0% restant correspon a Hidroeléctrica del Cantàbrico i E.ON.

Altres costos regulats del sector elèctric

A banda dels costos que apareixen en les liquidacions de la CNE (ara CNMC), n'existeixen d'altres, que no hi apareixen, però que també suposen un cost per al consumidor o el contribuent. Un primer cost són les subvencions al consum de carbó nacional, i un altre els costos derivats de la gestió dels residus radioactius.

§ Ajudes al carbó nacional

Una altra partida que genera una despesa al contribuent són les ajudes al carbó nacional. Malgrat que existeixen diverses ajudes al sector, aquí només s'analitzen les de major quantia. Això és, les ajudes a la producció de carbó nacional a les empreses mineres, i les ajudes al consum de carbó nacional a les centrals elèctriques que utilitzen el carbó com a font de generació d'energia elèctrica.

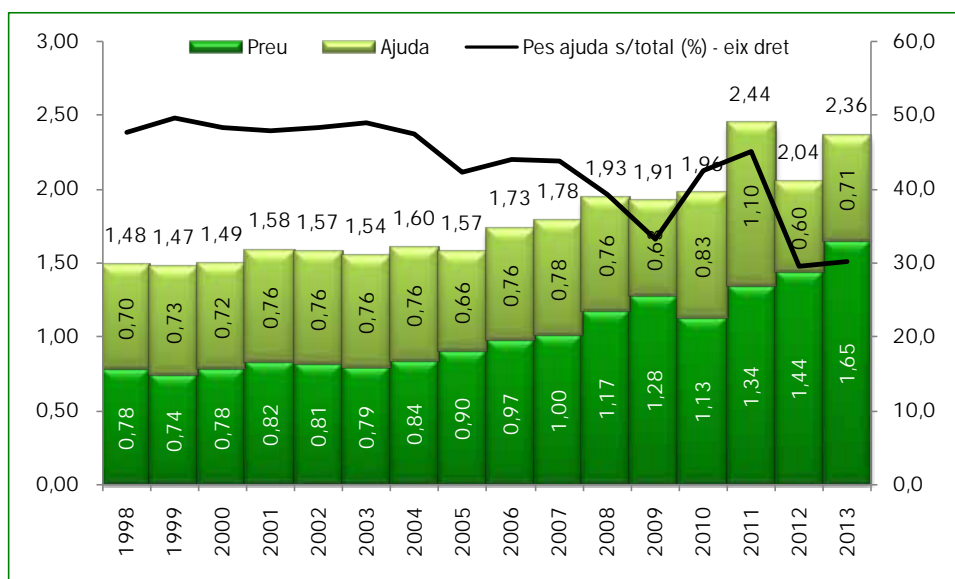
El carbó extret de les mines espanyoles és molt poc competitiu en els mercats internacionals,⁴³² i de baixa qualitat, el que fa necessari l'ús d'ajudes públiques per mantenir l'activitat del sector, i provoca que s'utilitzi gairebé exclusivament per a generació d'energia elèctrica (per a altres usos s'utilitza carbó importat). Així, el preu que es paga pel carbó espanyol inclou una ajuda pública al preu de mercat, que l'any 2013 representava el 30,2% del preu final, si bé fins a l'any 2004 se situava en valors pròxims al 50,0%.⁴³³

⁴³¹ Vegeu La Vanguardia del 17 de febrer de 2012: "El Gobierno sopesa una quita a la eléctricas para reducir el déficit". Segons aquest article, s'estaria estudiant una quita de part d'aquest deute.

⁴³² De fet, del juny de l'any 2009, i durant els 20 mesos següents, les empreses elèctriques van deixar d'adquirir carbó nacional fruit de la seva baixa competitivitat, el que va portar a la creació del magatzem estratègic temporal de carbó, gestionat per HUNOSA, on s'emmagatzemaven les existències de carbó que no es podien vendre.

⁴³³ L'import de l'ajuda s'ha mantingut, però ha augmentat el preu de mercat del carbó.

GRÀFIC 132. Preu del carbó nacional, per conceptes. Espanya, 1998-2013

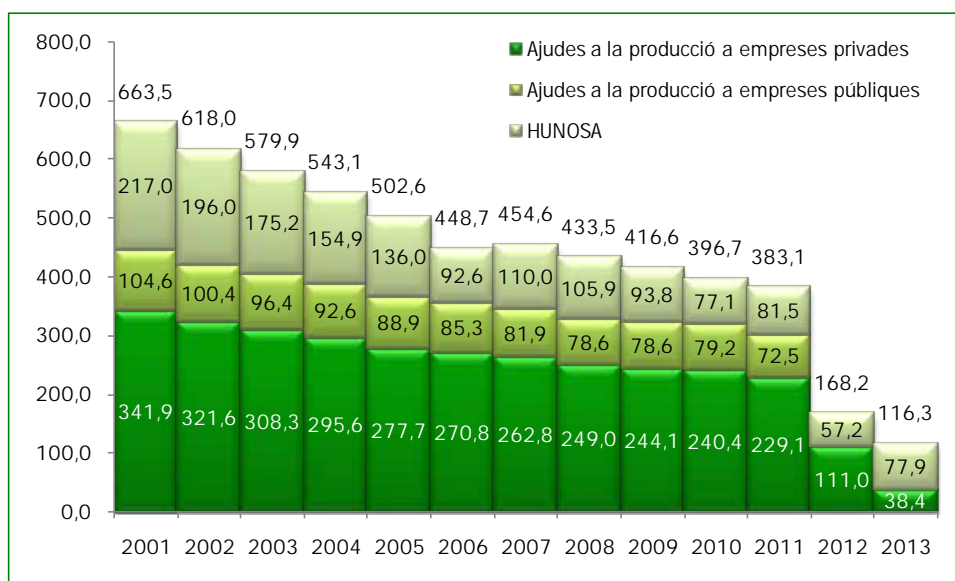


Unitats: cèntims d'euro/tèrnia i percentatges.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

Si s'analitzen els imports agregats d'aquestes ajudes, s'observa un descens important els anys 2012 i 2013, si bé des de l'inici de la sèrie estudiada ja s'aprecia un descens continuat, passant del 663,5 milions d'euros l'any 2001 als 383,1 milions de l'any 2011, el que s'explicaria pel descens continuat en la producció de carbó nacional.⁴³⁴

GRÀFIC 133. Ajudes a la producció de carbó nacional, per tipus d'empresa. Espanya 2001-2013



Unitats: milions d'euros.

Font: elaboració pròpia a partir del Ministeri d'Indústria, Energia i Turisme.

La UE, a través de la decisió 2010/787/UE del 10 de desembre, estableix que les ajudes estatals a la producció de carbó estiguin supeditades al tancament de les explotacions l'any 2018, com es recull al "Marc d'actuació per la mineria del carbó i les comarques mineres en el període 2013-2018" on està previst que aquelles explotacions que no siguin rendibles sense ajudes públiques cessin en la seva activitat minera l'any 2018. Com a derivada d'aquest pla, l'Ordre IET/2095/2013 estableix que les ajudes a la producció de carbó nacional es vagin reduint, des dels 30€/tona de l'any 2013 fins als 5€/tona de l'any 2018, a raó de 5€/tona menys cada any, per les mines subterrànies que hagin de cessar l'activitat.

⁴³⁴ L'any 2001 es van produir 22,7 milions de tones de carbó a Espanya, per 6,6 milions de tones l'any 2011.

A banda de les ajudes a la producció, que s'ingressen a les empreses mineres, existeixen també les ajudes al consum, que s'ingressen a les empreses elèctriques. En el cas de les ajudes al consum, aquestes varien per cada central, i la metodologia de càlcul d'aquestes ajudes ha anat canviant els darrers anys. Així, per exemple, el Reial Decret 1261/2007, estableix primes al consum amb caràcter retroactiu per al període comprès entre 1999 i 2007, amb primes específiques per a cada central, que varien dels 0,2€/MWh de la central d'Aboño, als 10,4€/MWh de la central de Meirama. A aquesta prima se li afegeix una prima permanent de 2,55€/MWh comú a totes les centrals. Malauradament, tot i disposar de l'energia generada per cada central elèctrica durant els darrers anys (de 1998 a l'any 2010), es desconeix quin percentatge d'aquesta energia s'ha generat amb carbó autòcton i quina amb carbó importat per cadascuna de les centrals, el que impedeix calcular l'import agregat de l'ajuda.⁴³⁵

L'any 2014, en canvi, en base al Reial decret 134/2010, el Reial decret 1221/2010 i a la Resolució de 30 de desembre de 2013, per la qual es fixen les quantitats de carbó, el volum màxim de producció i els preus de retribució de l'energia, per a l'any 2014, que cal aplicar en els processos de restriccions per garantia de subministrament, s'estableixen uns costos fixos i variables per cada central. Aquests costos (que varien de 50,9€/MWh a la central de Teruel als 106,2€/MWh d'Elcogás), representen la remuneració que reben les centrals per la generació d'energia elèctrica a partir de carbó autòcton, i l'ajuda es calcularia restant a aquest import els preus del mercat elèctric en el moment de la generació. Segons la normativa vigent, l'any 2014 haurà estat l'últim en què s'haurà primat el consum de carbó autòcton.⁴³⁶

§ Gestió de residus radioactius

La gestió dels residus radioactius s'estableix al Pla general de residus radioactius de l'any 2006, que calcula que el cost total de la gestió dels residus radioactius suposarà uns 13.023 milions d'euros de l'any 2006. D'aquests, 4.127 milions (31,7% del total) s'haurien generat entre la data de posada en funcionament de les centrals nuclears i l'any 2010, mentre que s'estima que entre els anys 2011 i 2070 el cost de la gestió dels residus radioactius i tancament de les centrals nuclears tindrà un cost de 8.896 milions d'euros (68,3% del total previst). Així, dels 13.023 milions d'euros que s'estima que suposarà la gestió dels residus nuclears, la major part (48,0%), se l'emporta la gestió del combustible gastat (CG) i els residus d'alta activitat (RAA), mentre que la clausura de les centrals nuclears suposarà 2.165 milions d'euros (el 20,1% del total).

Els residus radioactius són gestionats per ENRESA, si bé, per llei, correspondrà a l'Estat assumir la titularitat d'aquests una vegada s'hagi procedit al seu emmagatzematge definitiu, així com la vigilància de les centrals clausurades.

Els ingressos d'ENRESA procedeixen d'un seguit de taxes, recollides⁴³⁷ a la disposició final novena de la Llei 11/2009, entre les que destaca⁴³⁸ la taxa a la generació elèctrica a partir d'energia nuclear (amb un gravamen de 6,69€/MWh produït⁴³⁹). Una part dels recursos es destinen a costejar l'emmagatzematge de residus radioactius de baixa intensitat, mentre que el gruix dels ingressos es destinen al Fons per al Finançament de les Activitats del Pla general de residus radioactius. Així, a través del Fons, es realitza una recaptació anticipada de recursos que permetin la gestió dels residus radioactius procedents de les centrals nuclears, així com el seu desmantellament i clausura.

Com s'observa al gràfic, el gruix dels ingressos d'ENRESA provenen de la taxa a la generació elèctrica, especialment a partir de l'any 2010. Les altres partides es corresponen a altres taxes, així com ingressos provinents de la UE, serveis per assistència tècnica, subvencions, etc., si bé són poc representatives sobre l'ingrés final.

⁴³⁵ En el cas que el 100,0% de la generació s'hagués fet amb carbó autòcton, l'ajuda se situaria entre els 326,0 milions d'euros de l'any 2006 i els 397,8 milions d'euros de l'any 2002. Malgrat tot, com s'apunta a Greenpeace (2009), el grau d'abastiment de carbó a Espanya ha passat del 80,0% l'any 1981 al 29,0% l'any 2007, i si es té en compte que el consum del sector elèctric representa entre el 80,0% i el 90,0% del consum de carbó a Espanya, és probable que aquests imports siguin molt inferiors.

⁴³⁶ Vegeu l'apartat de normativa d'aquest informe per a més informació.

⁴³⁷ Amb anterioritat a aquesta llei ja existien taxes a la generació d'energia elèctrica que gravaven a les centrals nuclears. L'import variava en funció de central (veure Reial decret 40/2009 o Real Decret 1767/2007, per exemple).

⁴³⁸ També es grava, per exemple, la producció de combustible per a les centrals nuclears, la retirada de residus radioactius d'altres instal·lacions (hospitals, etc.) i un gravamen sobre el peatge per ús de la xarxa.

⁴³⁹ Aquest import s'aplica sobre l'energia bruta generada, i es corregeix per un coeficient, que varia en funció de la central.

GRÀFIC 134. Ingressos d'ENRESA, per fonts. Espanya, 2007-2012



Unitats: milions d'euros.

Font: elaboració pròpia a partir d'ENRESA.

Segons dades d'ENRESA, les aportacions netes al Fons per al Finançament de les Activitats del Pla general de residus radioactius eren de més de 300 milions d'euros anuals, el que representa al voltant del 80,0% dels ingressos d'ENRESA entre 2010 i 2012. Així mateix, i com s'observa a l'Informe anual d'ENRESA per a l'any 2012, el saldo del Fons per al finançament de les activitats del Pla general de residus radioactius era de 3.550 milions d'euros.

6. CONTEXTUALITZACIÓ DEL DEBAT

Catalunya és un territori sense abundància de fonts d'energia primàries fòssils. Amb escassos jaciments d'hidrocarburs i sense combustible per a l'obtenció d'energia nuclear, només es disposa d'energies renovables (principalment energia hidràulica, eòlica i solar). Aquest fet, sumat a l'evolució històrica en l'aprofitament de fonts energètiques i el parc d'infraestructures energètiques disponibles actualment, fan que l'economia del territori depengui energèticament de l'exterior. Aquesta dependència, a dia d'avui, es concreta majoritàriament en petroli i gas.

Per tal de garantir l'abastament d'energia del territori s'ha tendit a diversificar el mix energètic, intentant millorar la sostenibilitat i l'oferta d'energia a uns preus assequibles. Aquesta necessitat de diversificar els inputs energètics, que es produeix arreu, s'ha intensificat en els darrers anys fruit de l'elevada demanda energètica dels països emergents, i el consegüent encariment dels productes energètics.

Aquesta diversificació es preveu que pivoti sobre un major ús de l'electricitat en detriment d'altres fonts d'energia fòssil, a fi d'aprofitar un major nombre de fonts d'energia primària, i molt especialment les renovables que es troben disponibles a l'interior del territori nacional. És a dir, es tracta d'electrificar l'economia a fi de descarbonitzar-la.

Com s'observa a l'Informe, l'increment del preu del gas i el petroli durant la darrera dècada ha tingut una tendència sostinguda a l'alça, amb un descens brusc dels preus del cru observada a finals del 2014, mostra de la volatilitat dels preus i la dificultat de preveure a mig termini futurs canvis atesa la multiplicitat de factors (geopolítics, tècnics, etc.) que hi incideixen. En qualsevol cas, l'augment dels preus dels productes energètics unida a un context recessiu i de crisi econòmica, unit a certes polítiques d'eficiència energètica, han portat a un descens en el consum, tant de gas, com principalment de petroli, i també d'energia elèctrica.

A continuació es realitza una síntesi dels continguts de l'Informe, per tal d'identificar amb més concreció els punts de debat que estan presents en el sector energètic, i especialment pel que fa a l'estoc d'infraestructures i la regulació dels diferents sectors. Per fer-ho, s'ha dividit el debat en els tres blocs que componen l'Informe: petroli, gas i electricitat.

Petroli

Catalunya, i Espanya són territoris amb escasses reserves petrolíferes. Aquest fet obliga a importar gairebé la totalitat del cru que es consumeix al territori, amb el consegüent impacte negatiu en la balança comercial del país. Aquesta inexistència de reserves o pous d'extracció es combina amb uns nivells de consum de carburant per càpita elevats, conseqüència, entre d'altres, de la baixa presència del ferrocarril, tant en el transport de mercaderies com en el de passatgers. Arran de la crisi econòmica, del esforç en la millora de l'eficiència i l'augment de preus del cru fins a finals del 2014, s'ha tendit a reduir-ne el consum. També destaca que la substitució en el consum de gasolines per gasoil, conseqüència dels beneficis fiscals de la segona, han derivat en l'exportació de gasolines i la importació de gasoil refinat.⁴⁴⁰

Una vegada importat, el cru es refina en alguna de les vuit refineries existents a Espanya (una a Catalunya), des d'on es transporta via oleoducte fins als punts de consum. Malgrat l'augment recent en la inversió, la xarxa d'oleoductes per al transport de carburants es troba incompleta (sense connexió amb França o Portugal, i amb refineries no connectades entre elles).

Es constata també que el preu dels carburants líquids a Espanya acaba situant-se per sobre de la majoria de països europeus abans d'impostos, si bé després d'impostos el preu de venda al públic se situa per sota de la mitjana europea, fruit d'uns impostos més baixos. Això es tradueix en uns marges empresarials superiors als que es produeixen als principals països europeus.⁴⁴¹

Gas

Amb el gas, succeeix quelcom similar al que passa amb el petroli, amb escasses reserves al territori i la necessitat d'importar-lo de l'exterior, amb l'impacte negatiu que aquestes importacions generen sobre el saldo de la ba-

⁴⁴⁰ Val a dir que, fruit del descens en el consum, l'any 2014 la producció de gasoil en refineries espanyoles s'acosta al consum de gasoil a Espanya, facilitant l'exportació de gasoil en determinats períodes.

⁴⁴¹ Vegeu CNE (2011b).

lança comercial, si bé la posició geoestratègica de Catalunya li permetria transportar gas cap a França. Després d'unes dècades de fort creixement del consum de gas a Catalunya i Espanya, la crisi ha provocat una reducció significativa en el consum (especialment en consum per a la generació elèctrica), si bé sembla haver-se estabilitzat darrerament.

Pel que fa al gas, aquest s'importa, via gasoducte o a través de bucs metaners de GNL, i posteriorment es transporta i distribueix pel territori.

Tal com passava amb el petroli, el preu del gas ha presentat una tendència sostinguda a l'alça durant els darrers anys, fruit de l'increment de la demanda en l'àmbit mundial, si bé, com passava amb el petroli, el preu té elements de volatilitat i està subjecte a factors difícilment previsibles (entre d'altres, tensions geopolítiques amb Rússia i l'aparició de l'explotació del gas no convencional, etc.). Aquest augment de preus s'ha traduït en increments de preu al consumidor final, que es troba dividit entre consumidors d'un mercat liberalitzat i consumidors que operen sota un preu regulat sorgit de subhasta. Cal assenyalar que el preu a Espanya se situa pròxim a la mitjana europea .

El gas, a priori, havia de servir per diversificar el mix de generació elèctrica i fer de back up de les energies renovables, substituint fonts d'energia més contaminants i menys eficients, com el carbó o el fuel-oil. Arran d'això, s'havien projectat nombrosos dipòsits subterranis de gas, per tal d'abastir aquesta demanda potencial. La crisi, però, i el descens en el consum, juntament amb altres problemes tècnics (cas del projecte Castor), han motivat la paralització d'aquests dipòsits.

Electricitat

Com s'ha observat al present Informe, el sector elèctric dista en alguns aspectes del sector d'hidrocarburs líquids i del sector del gas, atesa la immediatesa entre la generació d'energia elèctrica i el consum d'aquesta i el fet de poder obtenir-lo a partir de diferents fonts i tecnologies, malgrat l'homogeneïtat del producte final. La possibilitat de generar electricitat a partir de recursos propis fa que els impactes sobre la balança comercial d'un increment del preu dels inputs siguin potencialment més reduïts que en el cas del petroli i el gas (on pràcticament tot s'importa), i que els beneficis derivats de la generació de teixit industrial i llocs de treball siguin també potencialment superiors.

Generació

En el cas concret de Catalunya, sobresurt l'elevada presència d'instal·lacions de generació d'energia nuclear i els cicles combinats, i l'escassa presència de plantes que operin a partir de fonts renovables. Destaca també l'elevadíssima concentració d'unitats generadores a la província de Tarragona, i l'escassetat de plantes a la província de Girona.

La generació d'energia elèctrica a Espanya arrenca amb la producció a partir d'energia hidràulica, seguida de la tèrmica i l'energia nuclear. Amb anterioritat al procés de liberalització es frena la construcció de noves plantes de generació, el que condueix a un marge de cobertura al límit recomanable un cop liberalitzat el mercat. Aquest fet provoca una reacció de sobreinversió posterior que s'allarga fins ben entrada la crisi econòmica, amb un creixement molt significatiu de la potència instal·lada. Aquest increment de potència es concreta en la instal·lació de plantes de cicle combinat i plantes que operaven en règim especial (a Catalunya, principalment plantes de cicle combinat, atès el menor desenvolupament de les energies renovables en territori català). La no adaptabilitat de les fonts renovables (sobretot eòlica i solar), que produeixen més o menys en funció de factors no controlables, tenen com a contrapartida centrals hidràuliques, però especialment centrals de cicle combinat, que s'utilitzen de *back up* de les renovables. Entremig, se situa la producció amb energia nuclear i tèrmica.

L'increment de plantes generadores dels darrers anys no s'ha correspost amb un augment del consum d'energia elèctrica. La crisi econòmica, i la conseqüent davallada del consum, han intensificat la gravetat d'aquest fenomen, reduint les hores de funcionament de les centrals de generació elèctrica (molt especialment les de cicle combinat). També s'han de tenir en compte els requisits necessaris per la integració en el sistema d'energies renovables i energies més adaptables, com són els cicles combinats i les centrals hidroelèctriques reversibles.

En aquest context de canvi tecnològic, la gestió de l'autoconsum i la possibilitat de poder tenir un balanç net, degudament regulat, són elements desitjables amb vista a garantir una correcta i ràpida transició a un model energètic més sostenible. Així, la possibilitat d'autoproduir-se l'energia elèctrica per consumir, amb opció d'abocar a la xarxa l'energia elèctrica sobrant, i consumir-ne de la xarxa quan l'autoproducció no és suficient, pagant per la di-

ferència entre l'energia produïda i la consumida (balanç net) i els costos regulats per participar en el sistema elèctric, facilitaria l'entrada al mercat de potència instal·lada renovable en unitats de producció de dimensions reduïdes i distribuïdes. El model de generació distribuïda està comportant, així mateix, la necessitat d'inversió en xarxes elèctriques intel·ligents (*smart grids*) i més complexitat en la gestió. Actualment, el debat gira al voltant de l'import del peatge de recolzament que hauran de pagar les unitats que desitgin autoabastir-se estant també connectades a la xarxa, si bé la indefinició del Govern espanyol pel que fa a aquest tema està generant inseguretat jurídica.

Xarxa de transport i distribució

Pel que fa a la xarxa de transport d'energia elèctrica, durant els darrers anys el nombre de quilòmetres de xarxa ha augmentat per a tots els nivells de tensió.

Amb posterioritat a la liberalització del sector, la xarxa reduí les pèrdues de forma considerable, si bé aquestes han tornat a augmentar en els darrers anys.

Una característica del sistema és la distància entre les unitats generadores (concentrades a la província de Tarragona) i els principals centres de consum (principalment Barcelona), que es tradueix en pèrdues d'energia elèctrica durant el transport i una menor estabilitat de la xarxa.

La península ibèrica és una illa en el sector elèctric, amb una limitada connectivitat amb França, i una capacitat d'intercanvi que equival al 6,0% del consum d'energia elèctrica al territori (tot i la línia de recent construcció entre Bescanó i Baixas), quan l'objectiu per a l'any 2020 és que s'arribi al 10,0%. En aquest sentit, destaca la nova orientació en política energètica de la Unió Europea, que mitjançant el Pla Juncker preveu mobilitzar capital públic-privat per a la construcció d'infraestructures prioritàries, i entre elles les energètiques.

La xarxa s'ha d'enfrontar en els pròxims anys a una generació cada cop més distribuïda, i hauria de garantir la presència de l'autoconsum i el balanç net, transformant una xarxa unidireccional (de la unitat generadora a la unitat de consum) en una xarxa intel·ligent (d'unitats de generació/consum al altres unitats de generació/consum en funció de l'autoconsum).

Es posa de manifest el repte que representa per la xarxa elèctrica la generació distribuïda (arran de la major implantació de micro-centrals elèctriques) i l'autoconsum (amb fluxos d'energia de sentit canviant), i que fan necessària la transformació d'una xarxa radial en xarxa mallada. Atès que la xarxa actual no està preparada per suportar fluxos bidireccionals, això implica una inversió important en sistemes intel·ligents de control i operació, amb rendiments baixos o moderats, atès que no es deuen a increments de la demanda, sinó a un canvi de paradigma en el paper desenvolupat per la xarxa de distribució.

El mercat

El mercat elèctric, on coincideixen generadors i comercialitzadors per arribar a cassar oferta i demanda i trobar el corresponent preu de mercat, consta de molts "submercats", ja siguin a llarg o curt termini, sent un reflex de la complexitat del producte i del sector.

Al mercat diari els marges empresarials varien molt d'una tecnologia a una altra. Així, en energia hidràulica i nuclear no hi ha hagut competència per l'entrada (competència pel mercat) abans de la liberalització (fruit de la barrera legal d'entrada que representa la moratòria nuclear i l'esgotament dels emplaçaments on instal·lar nous embassaments).

La distorsió més rellevant del mercat elèctric, però, es produeix a les restriccions tècniques del sistema, quan una empresa concentra la capacitat de generació en un territori (o en nodes concrets de la xarxa) que fan indispensable la capacitat de generació d'algunes unitats, com és el cas a Catalunya i Espanya, i entra unitats de generació al mercat a un cost elevat (molt superior a les unitats cassades inicialment) per raons tècniques. El mercat intradiari permet tornar a col·locar al mercat aquelles unitats no incorporades per les restriccions tècniques del sistema.

El preu final de l'energia elèctrica a Espanya per als usuaris se situa en la banda mitja-alta de preus a Europa, amb un important creixement durant els darrers anys. Aquest fet suposa un llast per a l'economia, restant competitivitat a les empreses radicades en territori espanyol. Amb vista a les noves centrals, s'ha proposat que les dife-

rents centrals competeixin pel mercat, amb concursos per capacitat en base al preu de venda de l'energia i altres paràmetres tècnics.

Comercialització

A mig termini el consumidor final ha de ser un actor rellevant en el mercat elèctric. Així, la instal·lació de comptadors capaços de mesurar el consum hora per hora i enviar la informació a l'empresa comercialitzadora, permetria millorar la senyal de preus que s'envia al client a efectes de facturació⁴⁴². Això incentivaria el consumidor a traslladar part del consum de les hores puntes a les hores vall i a invertir en equips o canviar els hàbits de consum per tal de reduir l'import de la factura elèctrica. Això mateix també incentivaria les comercialitzadores a oferir lliurement diferents esquemes de preus que s'adaptessin als perfils de consum dels diferents clients.

Així doncs, una millor informació, que permeti al consumidor diferenciar el producte (electricitat procedent de fonts renovables o nuclear, per exemple), hauria de permetre una major capacitat d'elecció, el que ajudaria a millorar l'eficiència del sistema.

Jurídicament la separació vertical de la generació, distribució i comercialització d'electricitat està resolta, excepte pel que fa a la concreció de la tarifa regulada i de qui s'hi pot acollir. Des d'un punt de vista de dinàmica de mercat, el sector encara es troba en fase de transició i per tant no conclusa.

El dèficit elèctric

La part regulada del sector elèctric presenta un dèficit recurrent, que implica unes transferències intergeneracionals de renda de les generacions futures cap a les actuals. L'elevat preu de l'energia abans d'impostos dificulta l'increment dels preus dels peatges d'accés a la xarxa sense un cost polític. Això fa que els peatges, figura a través de la qual es remuneren les activitats regulades, siguin insuficients per cobrir el cost reconegut d'aquestes.

L'opacitat pel que fa a les magnituds que generen aquest dèficit, i el fet que part dels costos reconeguts s'inclouin amb càrrec als pressupostos i altres no, en dificulten l'anàlisi. De les dades disponibles, durant els darrers anys, destaca l'evolució del cost reconegut de les activitats regulades (transport i distribució), així com les derivades de la política energètica (primes a la generació en règim especial i pagaments per capacitat) i que han de remunerar-se mitjançant els ingressos provinents dels peatges elèctrics en un context de caiguda de la demanda (i per tant de l'ingrés). Altres partides, com la compensació per la generació extrapeninsular, o el sistema d'interrompibilitat també han crescut fins a l'any 2014.⁴⁴³

Els costos provinents de les primes a la generació en règim especial han augmentat de forma considerable entre els anys 2008 i 2013, fruit de l'increment de la potència instal·lada en unitats de producció amb dret a prima. La prima equivalent a la generació d'energia elèctrica feia rendible la inversió en aquestes tecnologies, el que va incentivar la instal·lació d'un nombre elevat d'unitats generadores, molt per sobre de la planificació del Govern espanyol, i sense un excessiu control de la quantitat de noves centrals per part d'aquest. En alguns casos, com és el cas de l'eòlica, aparentment el descens en el preu derivat de l'ús d'aquestes tecnologies justifiquen l'existència de primes, mentre que en el cas de l'energia solar, el descens en el preu de l'energia elèctrica aparentment no justificaria una prima tant elevada. Aquestes primes han estat primer congelades, després reduïdes, i finalment suprimides, fixant un preu regulat amb caràcter retroactiu per les centrals anteriorment primades.

Una de les partides que cal considerar en el dèficit tarifari és el cost del sistema d'interrompibilitat de grans consumidors, així com els pagaments per capacitat destinats als productors. Aquests costos incrementen en un context de sobrecapacitat instal·lada entre els anys 2007 i 2013 derivada de la caiguda de la demanda i d'una planificació optimista. En qualsevol cas, i tenint en compte que les energies renovables necessiten mecanismes de garantia de potència i de subministrament.

⁴⁴² Encara que fos amb una versió simplificada de trams horaris.

⁴⁴³ Val a dir que el cost del sistema d'interrompibilitat s'ha reduït molt fruit de la subhasta implantada per l'any 2015.

7. POSICIONAMENT DEL CTEC. CONSIDERACIONS I PROPOSTES

Transició energètica

La transició energètica és un concepte amb definicions diverses. En l'àmbit d'aquest estudi, la transició energètica s'entén com el conjunt de mesures que han de permetre assolir una economia baixa en carboni i un balanç energètic menys dependent dels combustibles fòssils.

El desenvolupament de les mesures per desacoblar el creixement econòmic i demogràfic del consum d'energia, tot fent un ús més eficient dels recursos energètics, implica importants canvis tecnològics, normatius, econòmics i socials. Bona part d'aquests es concreten al llarg del present document.

Alguns d'aquests canvis tenen a veure amb l'aplicació de les directives europees sobre clima i energia, les inversions per produir energia de manera distribuïda (descentralitzada), les xarxes elèctriques intel·ligents, i els mecanismes de participació ciutadana necessaris per transformar el model energètic.

No obstant això, la distribució de les competències en l'àmbit de l'energia que a continuació es resumeix limita molt el desenvolupament d'aquestes mesures per part de la Generalitat de Catalunya.

Distribució competencial en matèria d'energia

El marge d'actuació de la Generalitat de Catalunya en matèria d'energia és limitat atesa la distribució competencial que deriva de l'Estatut d'Autonomia, la Constitució i, també de la normativa de la Unió Europea.

L'Estatut d'autonomia atribueix a la Generalitat la competència compartida en el marc de les bases que fixi l'Estat i, en exercici d'aquesta competència li correspon la potestat legislativa, la potestat reglamentària i la funció executiva. L'Estatut d'autonomia detalla, tal com l'Informe exposa, diversos aspectes sobre els que s'estén la competència de la Generalitat que es constreny, en general, a les instal·lacions que transcorrin íntegrament pel territori de Catalunya i que també li reconeix competència per participar en el procediment d'atorgament de l'autorització de les instal·lacions de producció i transport d'energia que ultrapassen el territori de Catalunya o si l'energia és objecte d'aprofitament fora d'aquest territori i en la regulació i la planificació d'àmbit estatal que afecti a Catalunya.

Aquesta competència s'ha d'emmarcar en el marc constitucional, interpretat per la jurisprudència del Tribunal Constitucional, que atribueix a l'Estat la competència exclusiva sobre les bases del règim energètic; sobre les bases i la coordinació de la planificació general de l'activitat econòmica i sobre les bases de la protecció del medi ambient. En matèria d'electricitat s'estableix també un criteri de territorialitat pel que es reconeix a l'Estat la competència exclusiva per autoritzar les instal·lacions elèctriques quan el seu aprofitament afecti més d'una comunitat autònoma o el transport d'energia surti del seu àmbit territorial així com per legislar, ordenar i concedir els recursos i aprofitaments hidràulics quan les aigües discorren per més d'una comunitat autònoma. En matèria d'hidrocarburs, que no compta amb títol competencial específic a la Constitució, la jurisprudència constitucional estableix que el criteri d'atribució competencial en matèria d'instal·lacions és el caràcter intra o extracomunitari de l'aprofitament i del transport, de manera que si l'aprofitament energètic afecta més d'una comunitat autònoma o el transport surt de l'àmbit territorial d'una comunitat autònoma, la competència sobre la instal·lació és estatal i, en cas contrari, autonòmica.

Així mateix, cal tenir en compte la normativa comunitària sobre energia, que és abundant i té per objectiu garantir el funcionament del mercat intern de l'energia; garantir la seguretat de l'abastiment energètic; fomentar l'eficiència energètica, l'estalvi energètic, el desenvolupament d'energies renovables i la interconnexió de les xarxes energètiques. Les mesures acordades per aconseguir aquests objectius no poden afectar el dret dels estats membres per determinar les condicions d'explotació dels seus recursos energètics, per escollir entre diferents fonts d'energia i per establir l'estructura general del seu abastament energètic si bé, excepcionalment, el Consell per unanimitat pot aprovar mesures fiscals en aquest àmbit i, per motius mediambientals, mesures que afectin de forma significativa a l'elecció per un Estat membre entre diferents fonts d'energia i a l'estructura general del seu abastament energètic. Partint d'aquestes premisses, i prenent com a base l'Acord marc sobre l'energia i el clima per a 2030, cal tenir en compte l'Estratègia marc per una Unió de l'Energia que centra la seva atenció en la seguretat energètica, solidaritat i confiança; el mercat interior de l'energia; l'eficiència energètica per moderar la demanda energètica de la UE i la descarbonització de l'economia.

Tot i aquestes limitacions, la Generalitat de Catalunya ha d'aprofitar el seu marge d'actuació dins el marc competencial per impulsar mesures que formin part del que considerem com a transició energètica.

Actors socials

Tant les administracions públiques com el conjunt de la societat tenen responsabilitats pel que fa a la transició energètica.

§ A les administracions públiques (UE, Estat espanyol i Catalunya) els correspon la deguda diligència a l'hora d'adoptar les mesures que concerneixen als seus diferents àmbits de competència i que es concreten en aquest document.

§ Tanmateix, el motor de canvi en aquesta transició energètica ha de ser la societat, liderada per unes administracions que impulsin les polítiques adequades. Les persones individualment, i els grups i les institucions col·lectivament, han de ser els agents del canvi i han de formar part d'aquesta transició energètica, per això s'han d'establir mecanismes de participació ciutadana i impulsar des de l'Administració mesures per canviar el comportament de les persones, grups i organitzacions amb la finalitat d'estalviar energia i fer-ne un ús eficient.

En l'àmbit general de la transició energètica

El CTESC manifesta que,

§ Un dels reptes més importants que té Catalunya els propers trenta anys és la transició energètica cap a una economia i societat baixa en carboni, és a dir, millorar sensiblement l'eficiència energètica, electrificar l'economia, entre d'altres opcions, i continuar amb la descarbonització.

Ens obliguen els acords internacionals que s'han de complir, tant en el marc del Protocol de Kyoto com en l'horitzó 2020 de la Unió Europea.

Entre els objectius que caldria assolir amb la transició energètica cal esmentar els següents: trencar l'aïllament energètic peninsular, reduir la dependència energètica de l'exterior (importacions), reduir el consum d'energies fòssils, incrementar la producció elèctrica d'energies renovables disponibles al territori i augmentar l'estalvi i l'eficiència energètica.

Això ha de comportar canvis en tots els àmbits perquè el territori de Catalunya s'adapti de la forma més eficient possible al repte de la generació distribuïda, i en conseqüència, se'l doti de xarxes intel·ligents (*smart grids*) adequades per proveir d'energia i per donar suport al mateix temps.

D'altra banda, qualsevol projecte urbanístic nou o singular, tant urbà com industrial, haurà d'integrar l'abastament energètic. A més, calen actuacions concretes en l'àmbit del transport i l'edificació, amb la finalitat de reduir les emissions directes i difuses i el consum d'energia, i millorar l'eficiència energètica.

Per això, el CTESC demana que,

1. Cadascuna de les administracions públiques assumeixi la seva responsabilitat dins del seu àmbit de competències, adopti les mesures pertinents per afavorir i no dificultar la transició energètica i emeti els senyals clars als consumidors i al mercat quant a la necessitat de fer aquesta transició.

Canviar la base energètica d'un país requereix fer una bona diagnosi de la situació actual i les necessitats futures, projectar objectius d'infraestructures, producció i consum d'energia a curt, mig i llarg termini, així com mesures reguladores i de seguiment dels objectius planificats.

De la revisió dels diversos plans de l'energia de Catalunya, l'anàlisi documental i estadística de dades sobre energia, i la compareixença de diversos actors del sector energètic a la seu del CTESC s'arriba a les conclusions i propostes següents.

En l'àmbit de la planificació i del balanç energètic de Catalunya

El CTESC constata que:

- § En la data de finalització de l'Informe i en l'àmbit català, la planificació energètica no està actualitzada d'acord amb els canvis que s'han produït i les modificacions i objectius que s'han aprovat. Com a conseqüència de la distribució competencial, la regulació no va a favor de l'assoliment dels objectius planificats a Catalunya. S'observen divergències entre els objectius fixats en la planificació, la tendència i el camí recorregut.
- § No hi ha informació anual del balanç energètic de Catalunya actualitzada. Les darreres dades són de l'any 2009. Un retard com aquest no permet seguir ni avaluar quin és el grau d'assoliment dels objectius planificats amb la promptitud necessària.
- § L'eficiència energètica en el consum d'energia primària ha millorat durant el període (1990-2009), en passar del 66 al 72%.
- § Segons les darreres dades del balanç energètic (2009), el consum i les pèrdues del sector energètic representaven el 28% de l'energia primària consumida.

El marc regulatori aprovat per l'Estat espanyol en matèria energètica ha aturat el desenvolupament de les energies renovables i resta pendent de desenvolupar la regulació de l'autoconsum.

Per això, el CTESC demana que,

2. Les decisions en matèria energètica aconseguixin l'estabilitat i el compromís a llarg termini, fora de postures partidistes, i que permetin establir una planificació ajustada als períodes de maduració que requereixen els projectes d'aquesta tipologia d'infraestructures.
3. S'actualitzi el balanç energètic de Catalunya i s'estableixin objectius clars a curt (2020), mig (2030) i llarg termini (2050) consensuats amb els agents econòmics i socials i que se'n faci el seguiment anualment.
4. Es proporcioni informació transparent sobre quina és la situació energètica de Catalunya amb relació als objectius planificats.
5. La planificació energètica anticipi les infraestructures que seran necessàries a curt (2020), mig (2030) i llarg termini (2050), aposti per la transició energètica i prioritzi les actuacions quan les condicions siguin més favorables.
6. Les partides corresponents a política energètica que suposin transferències s'incloguin en la seva totalitat als pressupostos generals de l'Estat.
7. S'insti al Govern de l'Estat espanyol perquè estableixi un marc regulatori favorable al desenvolupament de les energies renovables i a l'autoconsum energètic, i perquè elabori un marc clar i estable en matèria de peatges i drets de connexió, que no desincentivi o penalitzi el desenvolupament esmentat.
8. La planificació energètica tingui en compte l'ordenació del territori.
9. S'avanci en la reducció de les pèrdues d'energia primària abans de convertir-la en energia disponible per al consum final (transformació, consum, transport i distribució d'energia).

En l'àmbit de la seguretat en el subministrament, la competitivitat econòmica i la sostenibilitat ambiental

En l'àmbit de la seguretat en el subministrament, el CTESC observa que,

- § La dependència del petroli i dels combustibles fòssils de Catalunya –importacions netes d'energia dividides pel consum interior brut d'energia primària– és del 76%. Segons les darreres dades (2009), el 75% de consum total d'energia primària prové d'importacions, la producció només representa el 25%, i la meitat del dèficit comercial català és deu a importacions de productes energètics.

Per això, el CTESC proposa que,

10. Es tingui en compte la dependència del petroli a l'hora de planificar a mig termini (2030), conjuntament amb d'altres, com ara els riscos geopolítics, la volatilitat del preu del petroli i els impactes mediambientals i climàtics.

tics. En la planificació es consideri la reducció de la dependència energètica i es quantifiqui d'acord amb les directives europees com a mínim. De fet el grau d'abastament ha empitjorat durant el període 1990-2009.

11. Que en la planificació s'estableixi el grau d'electrificació i gasificació que es consideri òptima per reduir la dependència del petroli i que es determini el grau de participació de les energies renovables i la generació d'energia distribuïda.
12. Augmenti sensiblement la producció d'energia primària autòctona en la mesura que sigui econòmicament i ambientalment viable.

En l'àmbit de la competitivitat econòmica, el CTESC considera i demana que,

13. Atès que cal impulsar decididament la indústria a Catalunya, cosa que pot comportar que les necessitats energètiques augmentin, i al mateix temps es vol apostar per la transició energètica, s'analitzi la suficiència de les infraestructures i la capacitat instal·lada en l'àmbit del petroli, el gas i l'electricitat, a mig (2030) i llarg (2050) termini.
14. Per assolir l'objectiu de la directiva d'eficiència energètica de la UE per a l'any 2020 (+27%), l'eficiència energètica en el consum d'energia primària ha de millorar durant el període 2015-2020. D'altra banda, l'Administració ha d'intensificar el suport a la indústria, perquè augmenti l'estalvi i l'eficiència energètica i li ha de proporcionar els senyals correctes per afavorir l'autoconsum energètic, la cogeneració i les xarxes tancades, entre d'altres.
15. S'han de prendre les mesures necessàries per contenir el consum d'energia final a les llars i al sector serveis. Per exemple, amb la promoció de la instal·lació de comptadors intel·ligents que proporcionin informació útil als usuaris sobre el seu patró de consum i s'han de donar els senyals correctes quan se sigui eficient energèticament.
16. El conjunt d'administracions ha d'adoptar les mesures necessàries perquè augmenti l'eficiència energètica de tots els edificis públics d'acord amb els objectius de la Unió Europea.
17. Les instal·lacions d'autoconsum en l'àmbit de l'edificació s'han d'afavorir, en la mesura que siguin econòmicament i ambientalment viables.

En l'àmbit de la sostenibilitat ambiental, el CTESC proposa que,

18. En un context d'una economia baixa en carboni, la planificació consideri les mesures necessàries per assolir els objectius vinculants de la UE de reduir les emissions de gasos amb efecte d'hivernacle a mig termini (2030), tant les emissions regulades, com les difuses, sobretot les últimes, atès que no depenen del mercat de drets d'emissió, tenen un pes relatiu més gran i la gestió és més complexa.
19. S'aposti per incentivar l'R+D+I en l'àmbit de les tecnologies energètiques amb baixes emissions de CO₂, a mig (2020) i llarg termini (2050).

En l'àmbit del petroli

El CTESC constata que,

- § El grau d'abastament de petroli de Catalunya és només de l'1%, el petroli representa el 47,2% del consum d'energia primària i els productes petrolífers el 49,3% del consum d'energia final, i que el territori tendeix a reduir les importacions i el consum de petroli durant els darrers anys.
- § Durant els anys de desenvolupament econòmic a Catalunya es van construir instal·lacions de refinatge que ara són suficients. D'altra banda, i segons les dades disponibles, la dotació d'infraestructures relacionades amb el petroli a curt termini (2020) és l'adequada.
- § A mig termini (2030), l'estoc d'infraestructures d'emmagatzematge i distribució dependrà de l'evolució de l'activitat econòmica.

§ La UE obliga els Estats membres a tenir reserves mínimes de 90 dies d'importacions netes mitjanes, 1/3 part en productes refinats. La capacitat d'emmagatzematge i transport de productes petrolífers a Catalunya ha augmentat en els darrers anys.

Per això, el CTESC proposa que,

20. En la planificació en l'àmbit del petroli s'inclogui el suport a l'obertura de nous mercats (impulsant les infraestructures de l'Arc Mediterrani) i el suport a l'augment de la capacitat exportadora de productes refinats i usos no energètics del petroli. Atès que si les perspectives són positives, les instal·lacions de refinatge de Catalunya podrien augmentar en capacitat, i en taxa d'ocupació de la xarxa d'oleoductes.
21. Per avançar vers l'objectiu de reduir el consum de petroli tal com està planificat (el Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020, actualment en revisió, estableix el -17%) s'hauria de considerar la disminució del consum de gasoil en el sector domèstic i dels serveis, però sobretot en el sector del transport, i de fueloil i coc de petroli a la indústria.
22. La planificació a curt termini tingui en compte la innovació en l'àmbit de la mobilitat amb petroli, per tant, les infraestructures relacionades amb el subministrament de gas líquid de petroli (GLP) i el vehicle híbrid de benzina i elèctric.

En l'àmbit del gas

El CTESC evidencia que,

§ El gas natural representa el 25% de l'energia primària consumida a Catalunya i el 21% de l'energia final. La majoria del gas natural consumit prové d'Algèria (el 57%). La capacitat de biogàs instal·lada és de només 57 MW (43 ktep), tot i que la planificació energètica, actualment en revisió, preveu augmentar-la fins a 142 MW (107 ktep) l'any 2020, i el biogàs només representa el 0,8% del gas primari consumit.

§ Catalunya és un dels territoris més gasificats de l'Estat espanyol. No obstant això, la xarxa de distribució de gas natural té recorregut, encara es pot estendre, i els punts de subministrament encara poden augmentar.

Per això, el CTESC considera que,

23. Atès que la Unió Europea ha decidit augmentar el grau d'interconnexió entre les xarxes energètiques dels països membres, cal completar la interconnexió gasística pendent (MidCat) a curt termini (2020).
24. A Catalunya hi ha oportunitat d'incorporar biogàs renovable (biomassa, residus ...) a la xarxa de gasoductes i, per tant, caldria estudiar-ne la injecció als gasoductes de la manera adequada.
25. La planificació hauria d'analitzar la viabilitat d'estendre la xarxa de transport i distribució de gas natural de Catalunya als llocs on actualment hi ha plantes satèl·lit, com ara, en algunes comarques del Pirineu (Val d'Aran, Alta Ribagorça, Pallars Sobirà, Pallars Jussà, Alt Urgell, Cerdanya, Ripollès i Alt Empordà), de Ponent (Noguera, Segarra i Segrià) i de les terres de l'Ebre (Ribera d'Ebre, Terra Alta i Baix Ebre).
26. En compliment de la Directiva europea 2014/94/UE que obliga a garantir una xarxa mínima de punts de subministrament de combustibles alternatius abans de l'any 2016, es necessari iniciar la construcció de la xarxa de gas natural comprimit (GNC) i de punts de gas natural líquid (GNL) que s'estimin necessaris, tant en l'àmbit terrestre com marítim (ports).
27. Per facilitar la transició energètica, en el marc d'una estratègia de diversificació, caldria fomentar el consum de gas a les llars i impulsar la utilització del gas natural i gas natural líquid (GNL), tant en l'àmbit domèstic com en el dels serveis, la indústria, i el transport, sobretot el transport pesant.
28. S'hauria d'estudiar la necessitat de tenir microxarxes de distribució de gas amb pressions adequades per facilitar la implantació de l'activitat econòmica.

En l'àmbit de l'electricitat

El CTESC posa de manifest que,

- § Segons les darreres dades (2009), l'electricitat representava el 28% del consum d'energia primària (producció: el 24%, importació: el 4%) i que es preveu que el consum d'electricitat primària representi el 39% l'any 2020 (producció: el 37%, importació: el 2%).
- § La interconnexió elèctrica amb França és actualment del 3%, si bé es preveu que arribi al 6% quan la MAT estigui operativa.
- § La crisi econòmica ha reduït la demanda d'energia elèctrica i ha posat de manifest la sobrecapacitat de generació elèctrica d'algunes tecnologies.
- § A curt termini, no es preveu construir cap central nuclear a Catalunya, però la vida útil de les centrals en funcionament, que es va allargar a 40 anys l'any 2011, acabarà entre els anys 2023 i 2027: Ascó I (2023), Ascó II (2025) i Vandellòs (2027).
- § A mesura que la producció d'electricitat s'apropa al consum, s'és més eficient energèticament.
- § A Catalunya s'ha produït un retard en la inversió d'instal·lacions de producció d'energia elèctrica renovable i els objectius planificats a curt termini (2020), 49,4% d'electricitat renovable (segons el Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020). Molt probablement no s'assoliran. No obstant això, cal estar preparats i analitzar quins han de ser els objectius d'electricitat procedents de fonts renovables a mig termini (2030).
- § En l'àmbit elèctric, el sistema d'interrompibilitat és una bona mesura, entre d'altres, per flexibilitzar la demanda.

Per això, el CTESC sol·licita que,

29. S'insisteixi perquè la interconnexió elèctrica amb França assoleixi els objectius de la UE 2030.
30. Es faci un debat per definir quin és el paper que ha de tenir l'energia nuclear i la corresponent planificació a mig (2020) i llarg termini (2050), si s'escau.
31. Dins de l'esquema general, en primer lloc, es potenciï la generació distribuïda que incorpori les energies renovables. En aquest sentit, la planificació hauria de basar-se en estudis concrets i exhaustius que avaluin quins són els recursos locals i el seu potencial. En segon lloc, es continui invertint en la recerca de sistemes d'emmagatzematge d'energia elèctrica, per aprofitar al màxim les energies renovables. Però atès que aquests sistemes trigaran encara temps en desenvolupar-se, el sistema elèctric hauria de buscar fórmules flexibles a curt termini.
32. Augmenti la generació distribuïda i s'aposti i s'inverteixi en infraestructures relacionades, com ara en les xarxes de distribució que han d'acollir-ne l'augment.
33. Es planifiquin, es dissenyin i es desenvolupin completament les xarxes intel·ligents (*smartgrids*) que Catalunya necessitarà la propera dècada, i es gestioni la demanda, mitjançant xarxes elèctriques bidireccionals i sistemes de gestió de pics de demanda.
34. S'aposti per la creació d'una xarxa moderna, robusta i mallada.
35. Els consumidors siguin el propietaris de les dades que proporcionen els comptadors elèctrics per modificar el patró de consum i, per tant, que la propietat dels comptadors sigui de l'empresa o del consumidor.

En l'àmbit del transport

El CTESC demana que,

36. Les administracions incrementin el suport i incentivin de forma estable i decidida la mobilitat més sostenible, mitjançant el vehicle elèctric i el consum de biocombustibles de segona generació, entre d'altres opcions.
37. L'Administració lideri l'ambientalització de la flota de vehicles (gas natural comprimit i líquid, híbrids, elèctrics, biocarburants, hidrogen...) sobretot en l'àmbit del transport públic, tant pel que fa al nombre de vehicles

(autobusos, taxis, camions, furgonetes, cotxes) com a les instal·lacions de subministrament necessàries.

38. S'impulsi la col·laboració públicoprivada en l'àmbit del vehicle elèctric per garantir la provisió i la seguretat de les infraestructures de càrrega del vehicle elèctric, tant de càrrega urbana (punts de càrrega ràpida públics al carrer i estàndards compartits entre ciutats) com de càrrega a casa (normativa d'instal·lacions dels punts de càrrega al domicili i autorització d'endolls) i la mobilitat ampliada (transport intermodal, cotxes multiusuari, serveis d'aparcament i càrrega).
39. S'adapti de manera àgil la regulació dels gestors de càrrega per fer possible l'extensió de l'ús del vehicle elèctric.
40. S'incentivi, de manera proporcional a la reducció dels impactes ambientals, els usuaris del vehicle elèctric mitjançant avantatges com ara l'aparcament gratuït, i es proporcioni informació sobre la instal·lació de punts de càrrega.
41. Es garanteixi l'accessibilitat de tot tipus d'usuaris/àries a la xarxa de benzineres, especialment a les de nova generació i les multicomcombustible.

8. RESUM DE LES COMPAREIXENCES

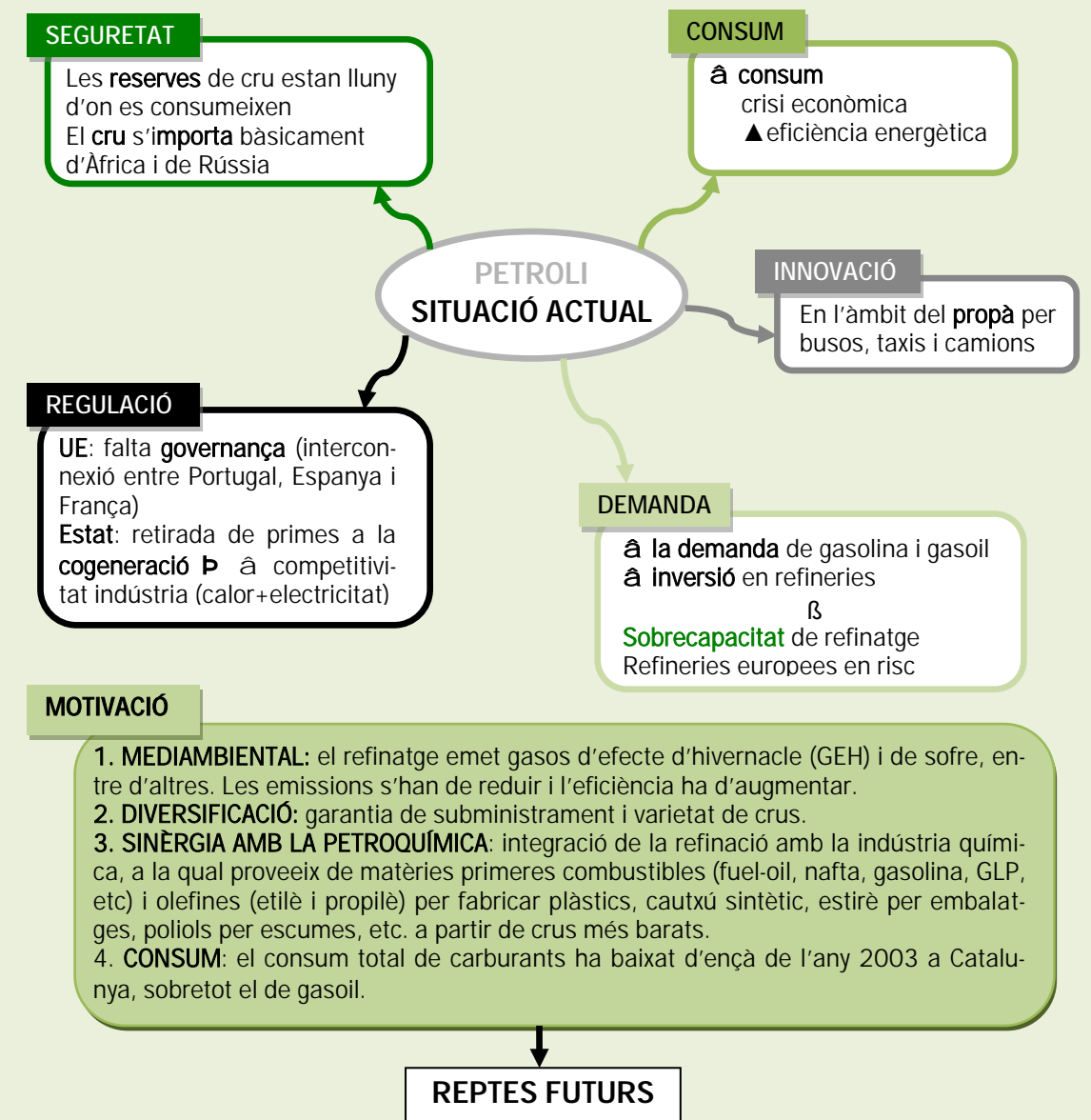
En el marc de les compareixences que van tenir lloc al CTESC durant l'elaboració d'aquest Informe, es presenta a continuació els punts de vista resumits d'alguns actors socials i econòmics de l'àmbit energètic.

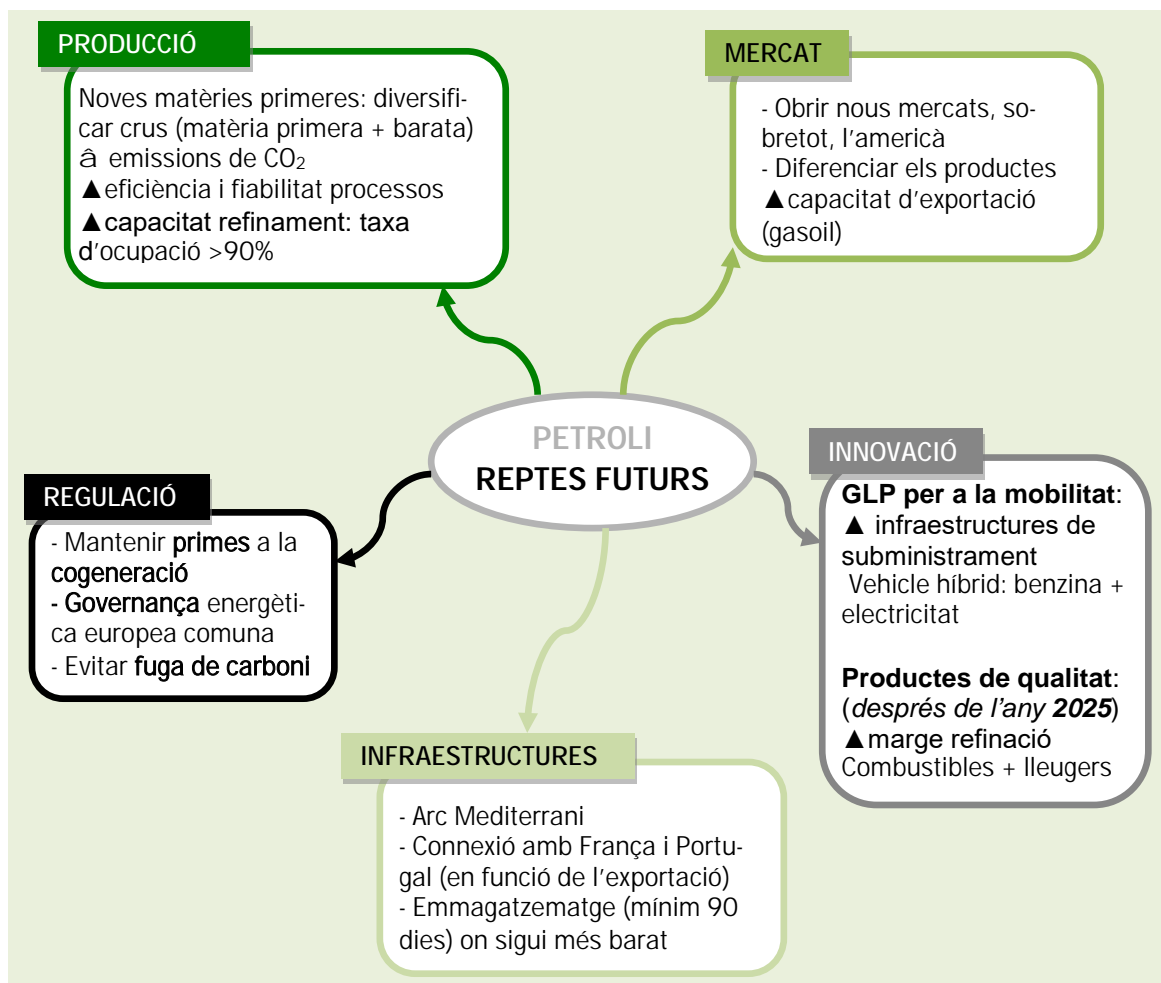
Els punts de vista resumits a continuació, en cap cas expressen el consens del CTESC en l'àmbit energètic exposat a l'apartat 7. Posicionament del CTESC. Consideracions i propostes i 1. Resum executiu d'aquest Informe.

8.1. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ DE LES INFRAESTRUCTURES PETROLIERES A CATALUNYA: EL PUNT DE VISTA DEL COMPLEX INDUSTRIAL DE TARRAGONA

REPSOL es dedica a l'exploració, producció i distribució de productes petrolers i de gas natural líquat (GNL). El principal objectiu és proveir energia per a la mobilitat terrestre (gasolina i gasoil), marítima (fuel-oil) i aèria (querosè). REPSOL proveeix de productes refinats a la indústria petroquímica i a l'automoció.

El cru de Tarragona (Casablanca ...) representa l'1% de la demanda total i està en declivi. Tanmateix, Tarragona produeix 9 milions de tones (Mt) de productes refinats. Tot i que el grau de conversió és baix (pocs productes de valor), la infraestructura (logística marítima i emmagatzematge) està amortitzada i la localització és òptima, atès que se situa en un punt de consum molt important (indústria petroquímica) que ajuda en l'estratègia de REPSOL de garantir el subministrament i diversificar. Tarragona és el *hinterland* (rerepaís) del Nord-est de l'Estat espanyol.





8.2. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ DE LES INFRAESTRUCTURES DE GAS NATURAL A CATALUNYA

8.2.1. EL PUNT DE VISTA DE SEDIGAS

SEDIGAS és l'associació que integra tots els actors del gas natural a l'Estat espanyol. Hi ha el mercat regulat (operadors d'infraestructures: emmagatzematge, gasificació, transport i distribució) i el liberalitzat (comercialitzadors).

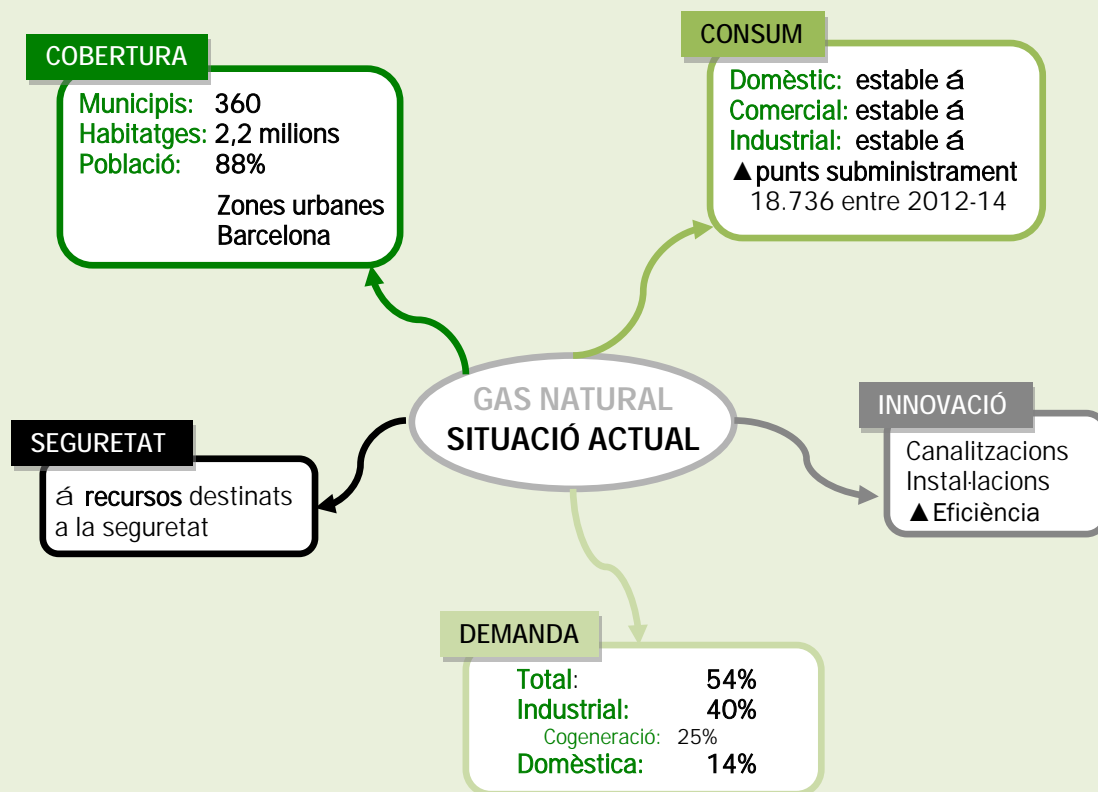
El gas natural és un combustible fòssil (majoritàriament metà) amb emissions de CO₂ inferiors a la resta de combustibles convencionals que augmenta l'eficiència energètica i redueix la contaminació atmosfèrica en l'àmbit local, representa una energia pont entre les energies convencionals i les renovables a un preu molt econòmic si es compara amb altres combustibles fòssils utilitzats a la llar i a la indústria (butà, propà, gasoil, fueloil o electricitat).

Segons SEDIGAS l'índex de penetració de la xarxa de distribució de gas natural a Catalunya és del 54%, abasta 360 municipis dels 947 i 2.162.444 punts de connexió.

Entre els anys 2012-2014 els punts de subministrament han augmentat (+18.376 punts) i el consum de gas natural també, tant en l'àmbit domèstic i comercial (27 ktep) com en l'industrial (182 ktep), i en totes les demarcacions.

Cal tenir en compte que el preu del gas natural és inferior al preu d'altres combustibles fòssils convencionals, i que les emissions contaminants (SO_x, CO, NO_x) per kWh útil també són inferiors.

En els darrers anys l'eficiència energètica del gas natural també ha millorat, així com la innovació de les instal·lacions i canalitzacions de gas natural.



El gas natural pot substituir altres combustibles fòssils més contaminants i que emeten més GEH. SEDIGAS ha previst que el gas natural arribarà a molts habitatges que utilitzen combustibles fòssils més contaminants, com ara: gasoil, butà, propà, gas líquid de petroli (GLP) o electricitat per a ús tèrmic, així com arribar a algunes indústries que utilitzen altres combustibles convencionals, fins i tot fuel.

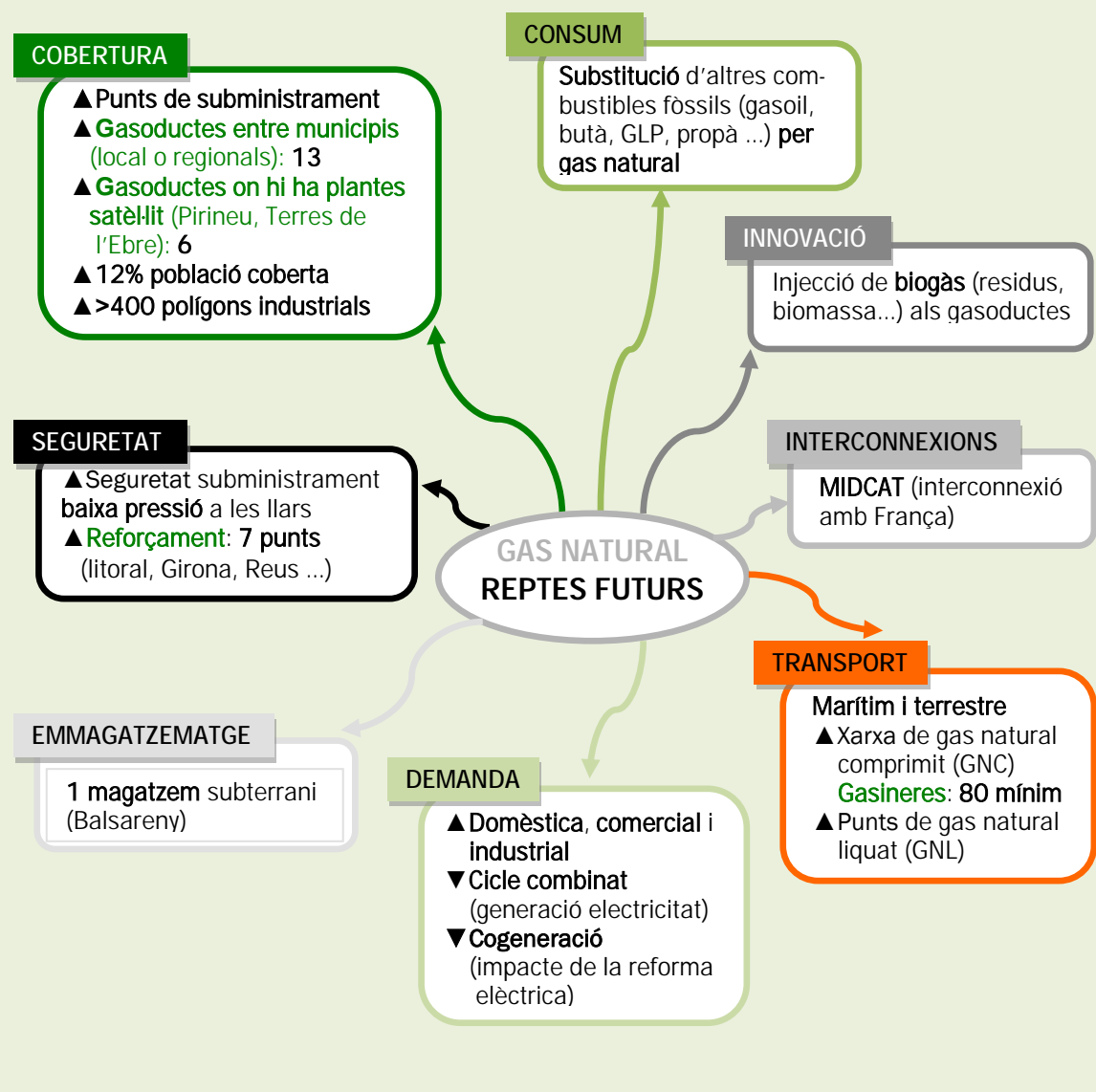
El percentatge de cogeneració a Catalunya és inferior a la mitjana de la UE-27, però la reforma elèctrica dificultarà assolir els objectius d'ús de gas natural per generar energia calorífica útil i electricitat a la indústria.

SEDIGAS ha previst que es desenvoluparan gasoductes a les zones on el gas natural no arriba, concretament, al Pirineu i les Terres de l'Ebre (6), així com construir gasoductes d'influència local o regional (13) i reforçar alguns punts de subministrament (7).

D'altra banda, Catalunya necessitaria un magatzem subterrani de gas natural que doni seguretat al sistema i cobreixi el total de la demanda durant 14 dies. Aquest magatzem li proporcionaria flexibilitat al sistema i permetria cobrir els pics de demanda i les necessitats del projecte MIDCAT. L'objectiu és construir 8 cavitats salines entre 700 i 1000 m a Balsareny per emmagatzemar 258 ktep.

En les previsions de SEDIGAS també hi ha el desenvolupament del gas vehicular: gas natural comprimit (GNC) i gas natural líquid (GNL) al transport terrestre i marítim.

Per complir amb la Directiva, abans de l'any 2020 s'hauran d'haver instal·lat estacions de GNC: cada 150 km per al transport lleuger i cada 400 km a les principals autopistes, per al transport pesat de llarg recorregut. Pel que fa al transport marítim, els ports de Barcelona i Tarragona també hauran de tenir instal·lacions de GNL i GNC. L'objectiu de SEDIGAS és donar servei aproximadament al 30% dels vehicles de gas natural.



8.2.2. AMBIENTALITZACIÓ DE FLOTES I VEHICLES: EL PUNT DE VISTA DE TRANSPORTS METROPOLITANS DE BARCELONA (TMB)

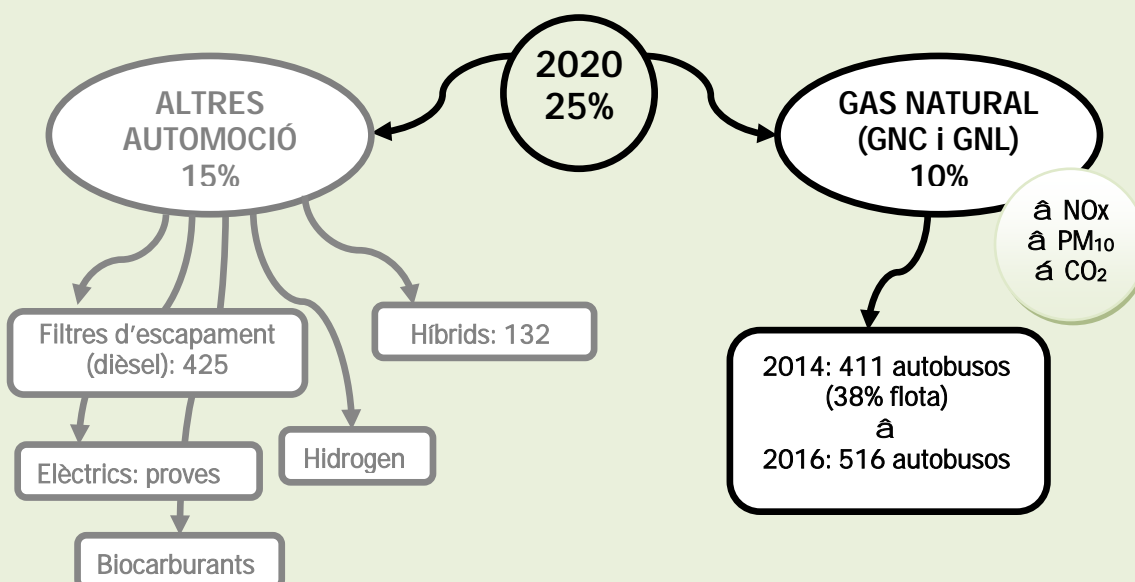
TRANSPORTS METROPOLITANS DE BARCELONA (TMB) és la principal empresa gestora dels transport públic de l'àrea metropolitana de Barcelona. Els **objectius de TMB per a l'any 2017** són: reduir (-36,5%) el consum de combustibles, reduir (-36,5%) les emissions de CO₂, reduir (- 82-%) les emissions de PM₁₀ i reduir (-75%) les emissions d'NO_x.

MOTIVACIÓ

1. **MEDIAMBIENTAL:** millora de la qualitat de l'aire i reducció dels GEH (Directiva europea, Pacte dels alcaldes, Pla de l'Estat, Decret i Pla de la Generalitat de Catalunya ...). **No es compleixen els nivells de NO₂.**

2. **DIVERSIFICACIÓ ENERGÈTICA:** incertesa sobre les reserves i pic del petroli.

AMBIENTALITZACIÓ FLOTA DE VEHICLES SUBSTITUCIÓ PER COMBUSTIBLES ALTERNATIUS



La tecnologia de vehicles de gas és molt coneguda, des de principis del segle XX. Els països que han apostat pels vehicles de gas natural són els que tenen el recurs, però també n'hi ha d'altres que han apostat pel gas natural amb l'objectiu de reduir la contaminació atmosfèrica (Xina) o de diversificar energèticament el transport (Alemanya).

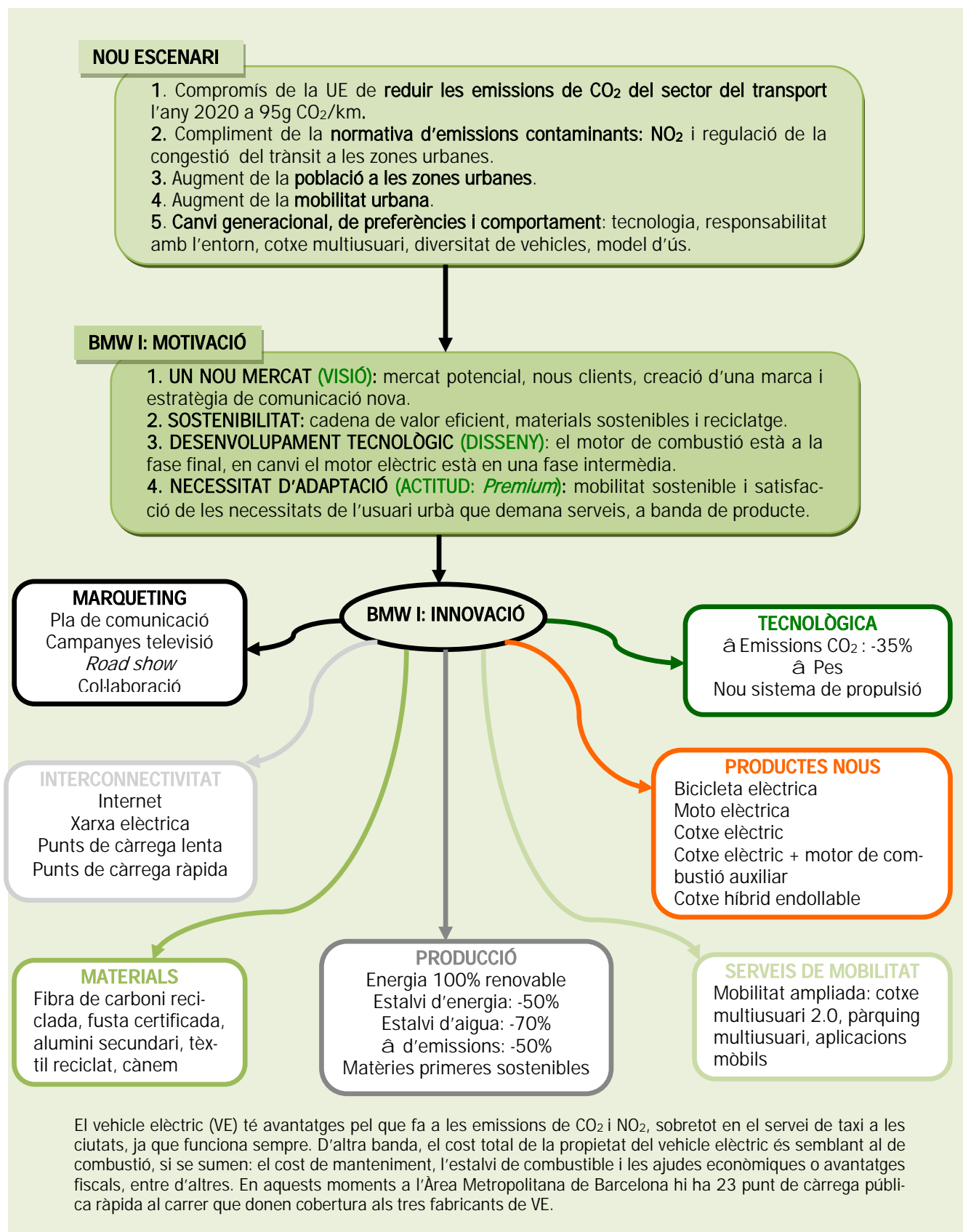
En aquest sentit, l'Estat espanyol té només 3.000 vehicles pesants de gas natural, aproximadament, la majoria a Madrid. Barcelona té 411 autobusos i 300 camions, però segons TMB en podria tenir molts més. La Regió Metropolitana de Barcelona podria tenir fins a 4.200 vehicles de gas natural (500 autobusos TMB, 200 autobusos d'altres operadors, 1.500 taxis, 400 camions de serveis urbans, 300 camions de repartiment, 800 furgonetes de repartiment, 500 cotxes de flotes públiques). En aquest àmbit, la fabricació del Seat Leon de gas representa una oportunitat pe al taxi de gas natural comprimit (GNC).

Cal tenir en compte el benefici econòmic dels vehicles de gas natural respecte del dièsel, tot i que és inferior al del cotxe elèctric de càrrega lenta, que té altres problemes com l'autonomia de la bateria. En aquest sentit, la despesa de consum de gas natural per quilòmetre respecte del dièsel és més baixa (-24%), així com el balanç econòmic total (-4%).

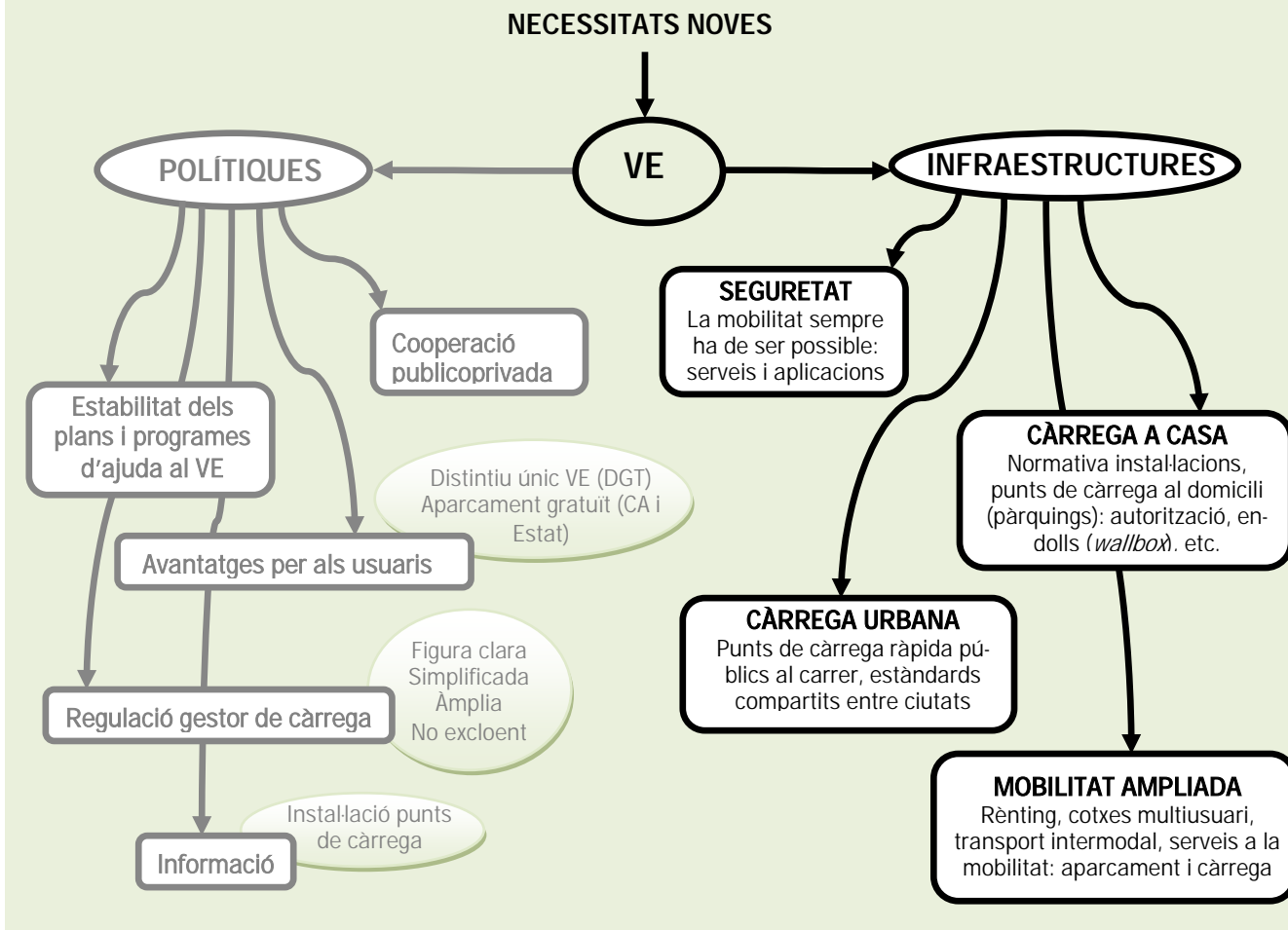
Moltes flotes haurien de seguir l'exemple de TMB i estalviar energia per reduir les emissions a l'atmosfera de PM₁₀ i NO_x.

8.3. REPTES FUTURS DE LA PLANIFICACIÓ DE LES INFRAESTRUCTURES ELÈCTRIQUES A CATALUNYA.

8.3.1. LA MOBILITAT SOSTENIBLE I EL VEHICLE ELÈCTRIC: EL PUNT DE VISTA DE BMW



Amb el vehicle elèctric apareixen necessitats noves en l'àmbit de les polítiques públiques i de les infraestructures necessàries, i reptes nous, com ara el de millorar l'autonomia del vehicle i el d'integrar les energies renovables. Per exemple en l'àmbit de les polítiques destaca la necessitat d'estabilitat dels programes d'ajuda a l'adquisició del vehicle elèctric (subvenció VE o instal·lació punt de càrrega, incentiu fiscal, etc.), informació a la ciutadania per facilitar la instal·lació de punts de càrrega i simplificació de la regulació dels gestors de càrrega, entre d'altres.



8.3.2. LES XARXES ELÈCTRIQUES INTEL·LIGENTS (*SMART GRIDS*): EL PUNT DE VISTA D'ENERBYTE *SMART ENERGY SOLUTIONS*

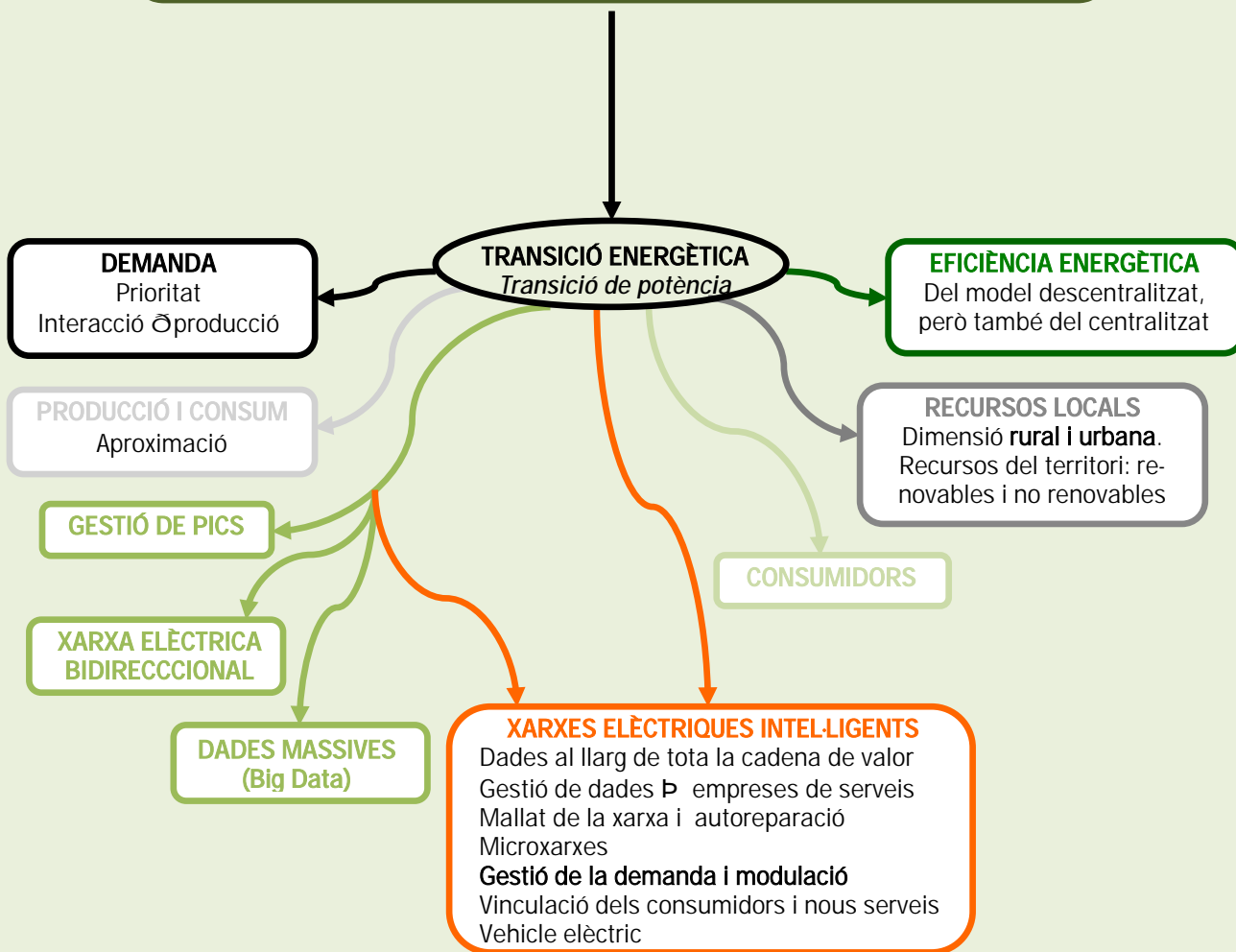
ENERBYTE és una empresa d'anàlisi de dades que aporta informació de valor afegit i fàcil d'entendre amb la finalitat de canviar el comportament dels usuaris i estalviar energia.

L'empresa gestiona milers de dades de consum elèctric de persones i empreses, conjuntament amb dades socioeconòmiques, per donar servei a companyies elèctriques i administracions públiques. La finalitat és la de millorar el servei, tant al sector industrial com al domèstic i els serveis.

Per exemple, un dels productes, *Personal Energy*, classifica els usuaris en tres grups: 1) els que volen estalviar energia i invertir, sense perdre confort, 2) els que volen estalviar energia sense invertir, a canvi de perdre una mica de confort, 3) els que no volen estalviar energia. Enerbyte treballa en el marc de la política energètica europea sobre els drets dels consumidors d'energia reconeguts a les diferents directives.

CONTEXT

1. El **sistema energètic** de l'Estat espanyol és **centralitzat** (tradicional).
2. Les tres dimensions de dilema energètic són: **seguretat, mercat intern i medi ambient**. Es poden maximitzar dues variables, però no tres, per tant l'ambiental perd i la seguretat del subministrament guanya, seguida del mercat intern.
3. Avui dia **coexisteix un model centralitzat i un altre descentralitzat** que té límits físics i tècnics (coexistència de xarxes d'alta tensió i de mitja tensió).



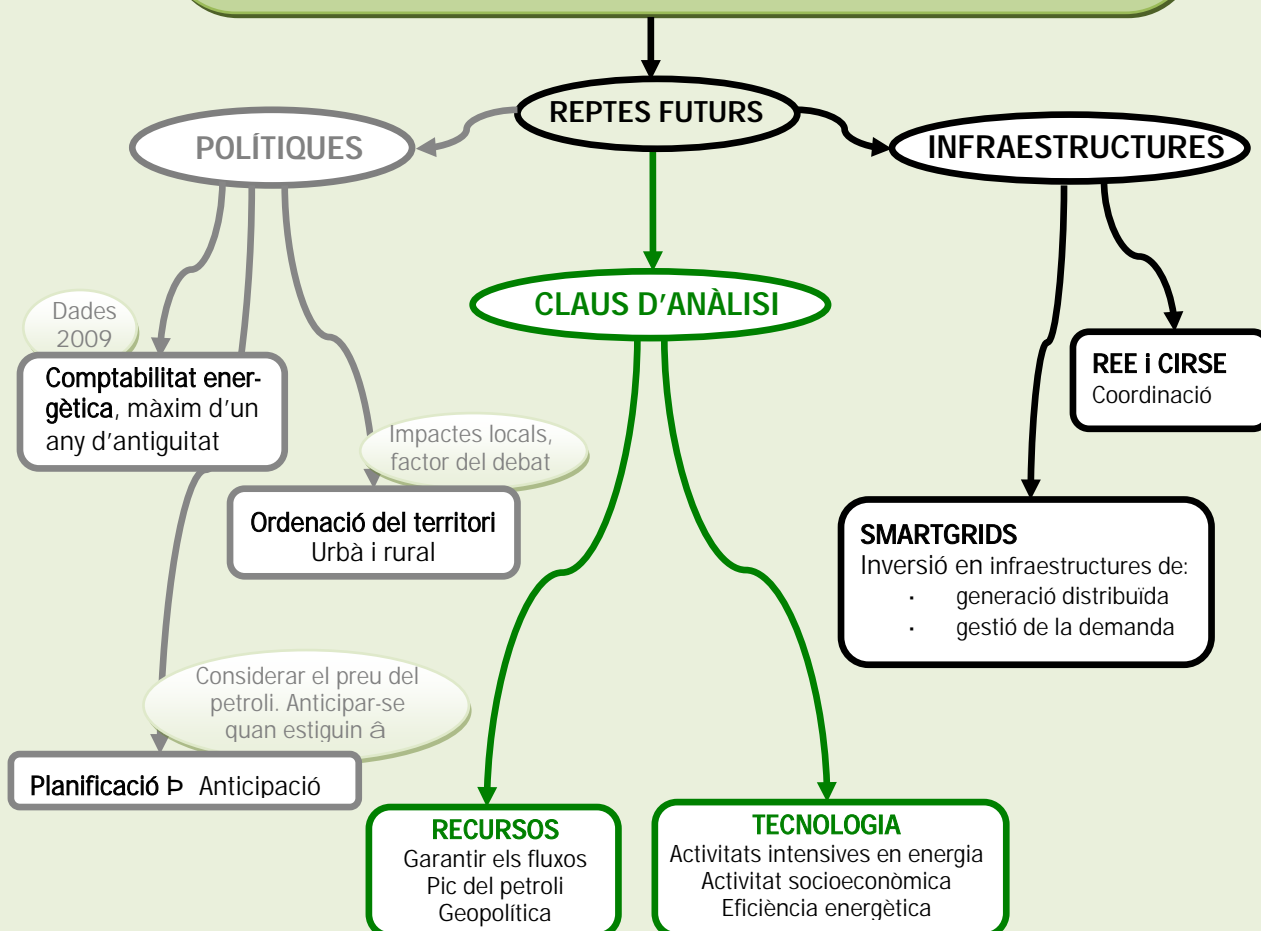
Tot i que la tecnologia està disponible hi ha barreres no tècniques, com ara la regulació i la resistència generacional d'una manera de fer les coses.

Pel que fa a les xarxes intel·ligents, ens trobem a la fase **telemesura**, però els objectius de la UE (2012-2018) van més enllà: l'obligació d'invertir en **comptadors digitals** quan la potència sigui menor de 15kW (2020), malgrat la falta d'unitat regulatòria i vinculació als sistemes de dades, i les **xarxes intel·ligents** més enllà del 2018.

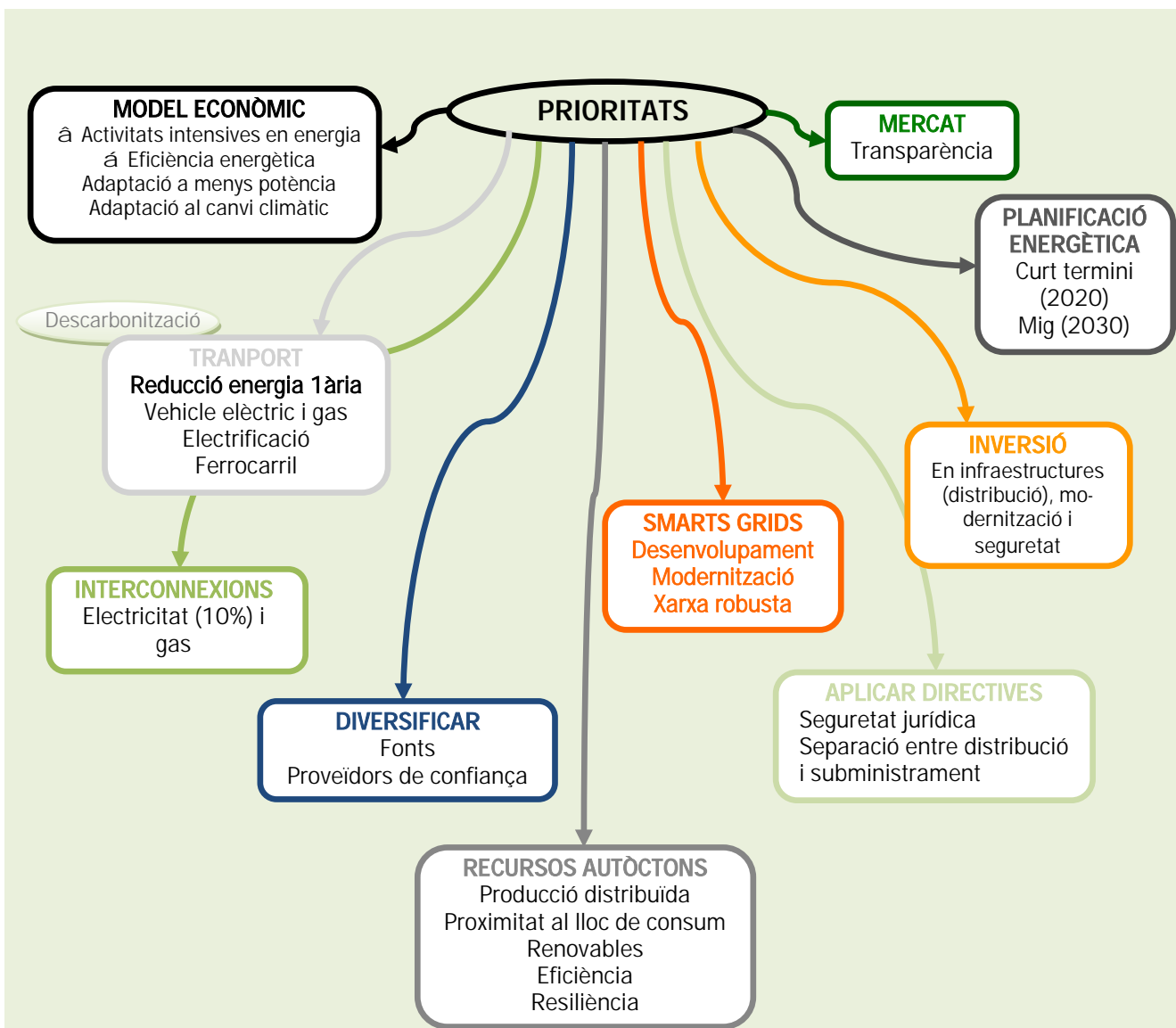
La situació a Catalunya és la següent:

CATALUNYA

1. Model socioeconòmic adaptat al recursos fòssils (abundants i barats).
2. No tenim recursos fòssils. La dependència energètica de Catalunya (72,3%) > mitjana de la UE. S'hi dedica el 4 o 5% del PIB, el límit màxim recomanat per l'AIE.
3. Més necessitat de fer la transició energètica, més urgència.
4. Hi ha sobre capacitat de producció. La demanda tendeix a reduir-se.
5. No hi ha separació real entre distribuïdor i subministrador.
6. Dèficit d'infraestructures energètiques.
7. Conflictivitat social (pobresa energètica) i mediambiental.
8. No hi ha competències transferides en l'àmbit de les infraestructures.
9. Manca de seguretat jurídica. Regulació discrecional.
9. No s'inverteix en reparació ni modernització, només es fa el manteniment bàsic.
10. Pèrdues d'energia primària del 28,1%.



Catalunya no es pot permetre seguir en l'escenari tendencial –alta dependència dels combustibles fòssils sense recursos energètics propis- perquè li resta competitivitat econòmica, i es troba davant del dilema de canviar la política energètica de l'Estat o fer un camí propi. La dependència hauria de ser del 40% màxim, la situació requereix un pacte de descarbonització de l'economia i de transició energètica. Segons la metodologia de l'AIE, Catalunya té dèficit d'infraestructures energètiques pel pes econòmic i poblacional que té, i nivells de seguretat pitjors, per exemple, només hi ha una planta de regasificació, i el gas serà important en la transició energètica. Les infraestructures són dèbils davant les amenaces (fenòmens naturals extrems, sabotatges, terrorisme, distorsió del mercat, polítiques, etc.) i no té control polític i econòmic sobre les infraestructures energètiques.



Pel que fa a les **interconnexions**, des del punt de vista tècnic hi ha dos nivells, el territorial o geogràfic (nodes o unitats de territori local) i el global (fluxos o supervisor supralocal). Aquests dos nivells de gestió (bàsic i jeràrquic) són possibles tecnològicament, però no legalment. Els nodes són unitats de territori que serien autosuficients en funció dels recursos dels que disposen, els fluxos o el supervisor compensarien els dèficits o superàvits amb l'entorn.

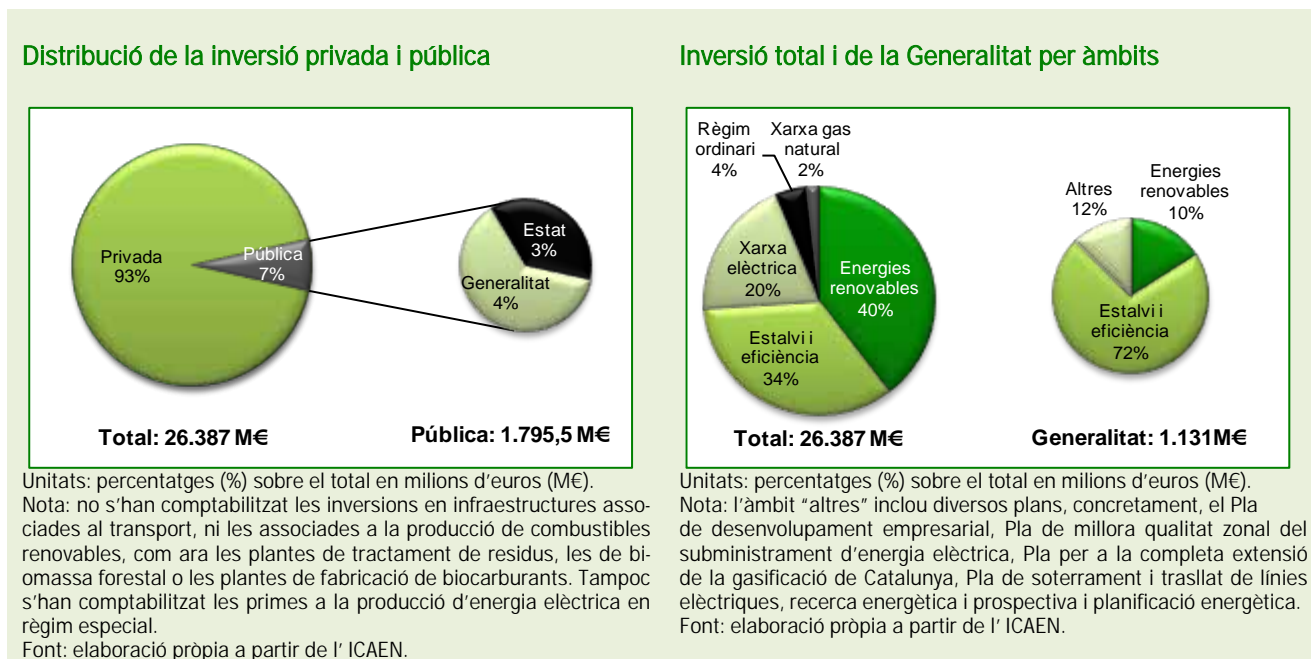
Pel que fa a la **indústria**, les fonts energètiques condicionaran les activitats industrials d'aquí a 50 anys, per exemple la indústria de l'alumini. Les infraestructures han d'anar orientades a la descarbonització i a reforçar la xarxa de distribució.

9. ANNEXOS

9.1. SITUACIÓ ACTUAL RESPECTE DELS OBJECTIUS PREVISTOS AL PLA DE L'ENERGIA I EL CANVI CLIMÀTIC DE CATALUNYA 2012-2020

La xifra d'inversions privades i públiques associades al Pla de l'energia i el canvi climàtic 2012-2020 supera els 26.000 milions d'euros i es concentra en dos àmbits: les energies renovables i l'estalvi i l'eficiència energètica. La inversió pública representa el 7% del total de la inversió, a la Generalitat li correspon el 4% i a l'Estat el 3%. La inversió de la Generalitat es concentra en l'àmbit de l'estalvi i eficiència energètica.

GRÀFIC 135. Inversió associada al Pla de l'energia i el canvi climàtic 2012-2020



El Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020 opta per deu àmbits estratègics entre els quals destaquen els quatre següents:

L'estalvi i l'eficiència energètica en els sectors de l'edificació, el transport i la indústria.

En l'àmbit del transport cal esmentar el suport a la mobilitat sostenible i la diversificació energètica mitjançant el suport al vehicle elèctric i als plans de mobilitat urbana eficients, estacions de recàrrega elèctriques, GNC-GLP i bicicleta pública, així com la formació en conducció eficient i els plans de desplaçament d'empresa. I també els projectes relacionats amb els biocarburants, concretament de biodièsel.

Pel que fa a l'edificació, cal tenir en compte la certificació energètica d'edificis de nova construcció i d'edificis existents que va entrar en vigor durant l'any 2013, així com el Pla d'estalvi i eficiència energètica als edificis i equipaments de la Generalitat de Catalunya 2011-2014.⁴⁴⁴ I que enguany el Govern de la Generalitat de Catalunya ha aprovat l'Estratègia catalana per a la renovació energètica d'edificis amb la finalitat de reduir el consum d'energia (-14,4%) i les emissions de CO₂ (-22%) l'any 2020.

Finalment, en l'àmbit de la indústria, cal esmentar les actuacions encaminades a reduir la intensitat energètica, com ara: el Programa d'assistència a la gestió energètica per a les grans empreses consumidores, l'assessorament energètic, la formació de gestors energètics a la indústria, i la promoció de la norma ISO 50.001 de gestió energètica. En aquest àmbit són molt importants els models de col·laboració entre indústria, Administració i universitat, i les sinergies entre empreses en matèria d'energia i recursos, sobretot als polígons industrials.⁴⁴⁵

⁴⁴⁴ Per Acord de Govern de 16-06-2015, s'acorda estendre'l fins 2017.

⁴⁴⁵ Projecte Rubí Brilla. Consulta a <http://www.rubi.cat/rubibrilla>.

L'àmplia penetració de les energies renovables sempre i que disposin d'un marc retributiu que en garanteixin la viabilitat econòmica. El fort desenvolupament de l'energia eòlica terrestre i marina, i en menor grau de la biomassa forestal i agrícola, la utilització de biocarburants de segona generació, la valorització energètica del biogàs i l'energia de residus i el desplaçament de la solar tèrmica, fotovoltaica i termoelèctrica.

Pel que fa a l'energia eòlica, la planificació a Catalunya preveu augmentar la capacitat de generació eòlica. La potència eòlica instal·lada a finals de l'any 2012 (1,257 MW) superava la potència amb autorització administrativa (672 MW).

S'ha fomentat l'aprofitament de la biomassa forestal i agrícola per a usos energètics. Actualment hi ha quatre plantes de biomassa per produir electricitat en funcionament, però les instal·lacions tèrmiques han augmentat en els darrers anys.

Els canvis normatius han influït en el desenvolupament de l'aprofitament energètic de biogàs a partir de residus. Actualment hi ha nou plantes i tres en construcció

Tot i els canvis normatius, s'han seguit promovent les inversions en projectes d'energia solar tèrmica de baixa temperatura i fotovoltaïques en cobertes de naus industrials i edificis públics.

La reducció dels gasos d'efecte d'hivernacle associats al sector energètic, d'acord amb l'Estratègia catalana d'adaptació al canvi climàtic 2013-2020.

La creació d'una indústria pròpia en l'àmbit energètic, concretament, de les energies renovables, el vehicle elèctric i híbrid entres altres.

A banda d'aquests quatre àmbits, el Pla també aposta per augmentar la seguretat energètica mitjançant la millora de la diversitat energètica i la disminució de la dependència exterior, impulsar l'R+D+i industrial i el paper de l'IREC,⁴⁴⁶ reforçar el paper exemplificatiu de l'Administració pública, augmentar les competències en matèria energètica de la Generalitat de Catalunya i implicar la societat civil mitjançant la formació, la informació i la participació. Destaquen el Pla global del Pirineu per al desenvolupament de les xarxes de transport i distribució del Pirineu en l'horitzó 2020, l'avaluació dels recursos energètics renovables i de l'evacuació en projectes de generació elèctrica de règim especial.

9.1.1. AVALUACIÓ DEL GRAU D'ASSOLIMENT DELS OBJECTIUS PLANIFICATS A CATALUNYA

A la taula següent es concreten els objectius quantitius previstos en el Pla de l'energia i el canvi climàtic de Catalunya 2012-2020 en l'àmbit de: 1) la producció d'energia primària, 2) el consum d'energia primària i final per sectors, 3) la intensitat energètica primària i final, 4) el consum d'energia renovable primària i final en general, 5) el consum d'energia renovable al sector del transport en particular i 6) les emissions del sector energètic. A més, també es descriu l'evolució que s'ha de produir durant el període 2007-2020 per assolir els objectius planificats i el grau d'assoliment l'any 2009 respecte dels objectius planificats per a l'any 2020.

TAULA 39. Objectius planificats de producció, consum d'energia, energies renovables i reducció de les emissions i grau d'assoliment. Catalunya, 2007-2020 i 2009-2020

Producció d'energia	Producció i consum d'energia (ktep) 2009 i objectius 2020				
	ktep 2009	ktep 2020	2007-2020 (%)	% assolit	Evolució
Producció d'energia primària	5.974,6	9.739,7	54,9%	61%	C
No renovable	5.102,5	6.323,2	13,4%	81%	C
Renovable	872,1	3.416,5	380,7%	26%	D
Consum d'energia	ktep 2009	ktep 2020	2007-2020 (%)	% assolit	Evolució
Consum d'energia primària	24.297,3	25.993,6	-2,6%	93%	C
Saldo d'Intercanvis elèctrics	770	-119,3	Exportador	-646%	D

⁴⁴⁶ Institut de Recerca en Energia de Catalunya

Consum d'energia final	14.547,7	14.651,6	-19,0%	99%	ü
Transport	5.959,3	5.428,3	-20,7%	110%	I
Indústria	3.915,5	4.406,8	-17,3%	89%	C
Domèstic	2.370,6	2.365,0	-20,1%	100%	ü
Serveis	1.792,9	1.895,6	-16,5%	95%	C
Primari	509,4	555,9	-17,4%	92%	C
Intensitat energètica	tep/M€ 2009	tep/M€ 2020	2007-2020 (%)	% assolit	Evolució
Intensitat energètica primària	170,0	156,0	-12,8%	109%	C
Intensitat energètica final	101,8	88,2	-17,5%	115%	C
Energia renovable	Energies renovables (ktep) i emissions 2009 i objectius 2020				
	ktep 2009	ktep 2020	Pes 2020 (%)	% assolit	Evolució
Consum d'energia primària renovable	993,5	3.797,30	14,6%	26%	D
Consum d'energia final renovable	331,3	1.124,80	7,7%	29%	D
Consum brut d'energia final	ktep 2009	ktep 2020	Pes 2020 (%)	% assolit	Evolució
Consum brut final renovable*	827,9	3.017,0	20,1%	27%	D
Electricitat renovable	494,3	1.884,6	12,5%	26%	D
Combustibles renovables	331,3	1.124,8	7,5%	29%	D
Consum brut final total*	14.951,2	15.018,6		100%	I
Sector del transport	ktep 2009	ktep 2020	Pes 2020 (%)	% assolit	Evolució
Consum d'energia renovable	194,3	787,1	14,5%	25%	D
Emissions de GEH	Mt CO2 2009	Mt CO2 2020	2007-2020 (%)	% assolit	Evolució
Emissions totals	38,2	33,5	-25,3%	114%	I

Unitats: producció, consum d'energia primària i final i consum d'energia renovable en milers de tones equivalents de petroli (ktep), intensitat d'energia primària i final en tones equivalents de petroli per milió d'euros del PIB de l'any 2000 (tep/M€), i augment, estalvi, millora, reducció 2007-2020, pes 2020 i assolit l'any 2009 respecte del Pla 2020, en percentatges (%).

Nota: les dades de l'any 2009 són dades reals. *Correcció segons la Directiva europea 2009/28/CE del consum brut d'energia final renovable i del consum brut d'energia final total. (ü) Objectiu assolit, (I) Objectiu sobrepassat, (C) Aproximació als objectius del Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020, (D) Distanciamment dels objectius del Pla.

Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

9.1.2. PRODUCCIÓ D'ENERGIA PRIMÀRIA

La producció d'energia primària és la quantitat autòctona d'energia primària de diversos tipus (extracció a les mines de carbó i als jaciments de petroli, generació d'energia nuclear⁴⁴⁷ i renovable, etc.) produïda a Catalunya. No obstant això, cal tenir en compte que el combustible nuclear s'ha d'importar, de manera que el 82% de l'energia primària produïda a Catalunya depèn de l'exportació d'urani procedent d'altres països. (Ramos, Cañellas i Russi, 2007). A Catalunya es van produir 5.974,6 ktep d'energia primària l'any 2009.

TAULA 40. Objectius planificats de producció d'energia primària i grau d'assoliment. Catalunya, 2009-2020

Producció d'energia primària (1)	Producció d'energia primària (ktep) 2009 i objectius 2020				
	ktep 2009 (2)	ktep 2020	2009-2020 (%)	% assolit	Evolució
Total	5.974,6	9.739,7	63,0%	61%	C
No renovable	5.102,5	6.323,2	23,9%	81%	C
Energia nuclear	4.886,9	6.102,5	24,9%	80%	C

⁴⁴⁷ Es considera que l'energia primària d'origen nuclear és el calor produït al nucli, i per tant el procés d'obtenció d'aquesta energia primària es produeix a la pròpia central.

Producció d'energia primària (1)	Producció d'energia primària (ktep) 2009 i objectius 2020				
	ktep 2009 (2)	ktep 2020	2009-2020 (%)	% assolit	Evolució
Petrolí cru i intermedis	99,8	59,5	- 44,4%	168%	I
Residus no renovables	70,7	125,4	77,4%	56%	C
Carbó	43,9	35,2	- 19,8%	125%	I
Gas natural	1,2	0,6	- 50,0%	200%	I
Renovable	872,1	3.416,5	291,8%	26%	D
Energia hidràulica	383,5	496,1	29,4%	77%	C
Residus renovables	146,4	272,6	86,2%	54%	C
Biomassa forestal i agrícola	102,8	631,9	514,7%	16%	D
Eòlica	78,5	1.074,7	1269,0%	7%	D
Biocarburants	72,9	147,7	102,6%	49%	C
Biogàs	45,5	203,2	346,6%	22%	D
Solar	42,5	590,3	1288,9%	7%	D

Font: elaboració pròpia a partir de l' ICAEN.

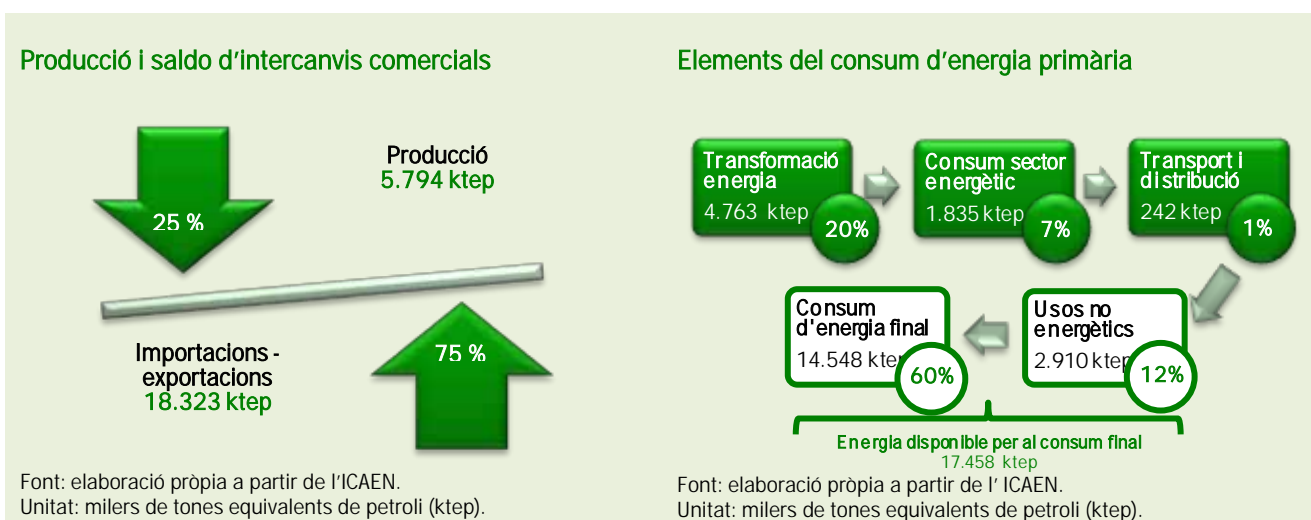
Nota: (1) es mesura en termes d'energia física, (2) les dades de l'any 2009 són dades reals, (ù) Objectiu assolit, (I) Objectiu sobrepassat, (C) Aproximació als objectius del Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020, (D) Distanciament dels objectius del Pla.

Unitats: producció d'energia primària en milers de tones equivalents de petroli (ktep), variació 2009-2020 i assolit l'any 2009 respecte del Pla 2020, en percentatges (%).

Tal com s'observa a la taula anterior, l'energia eòlica (7%), la solar (7%) i en menor grau, la biomassa forestal i agrícola (16%) i el biogàs (22%) es troben lluny dels objectius 2020 i necessitaran un impuls veritable per assolir-los. D'altra banda, la producció de gas natural, petroli cru i productes intermedis ha de continuar la tendència descendent observada des de l'any 2005. Cal tenir en compte que durant el període 1990-2009 la producció d'energia primària s'ha reduït el 13%. La producció més alta (7.694 ktep) va ser la de l'any 2003 i que les renovables han guanyat pes mentre que el petroli n'ha perdut.

9.1.3. CONSUM D'ENERGIA PRIMÀRIA

FIGURA 11. Consum d'energia primària, producció i saldo comercial. Catalunya, 2009



L'energia primària és divideix en: 1) Transformació de l'energia en centrals elèctriques, refineries..., 2) Consums propis del sector energètic, 3) Pèrdues en el transport i distribució d'energia (electricitat i gas natural), 4) Consum d'energia final (combustibles i electricitat consumits pels sectors industrial, domèstic, primari, transport i serveis) i 5) Usos no energètics (per produir productes no energètics com els químics).

És a dir, l'energia disponible per al consum final (17.458 ktep) representa el 72% del consum d'energia primària, i d'aquesta, més de 4/5 parts és consum d'energia final (14.547,7 Ktep) i gairebé 1/5 part es destina a usos no energètics (2.910,5 ktep).

A la taula següent es descriu el grau de compliment de les previsions del Pla, pel que fa al consum d'energia primària. Es calcula que l'estalvi respecte al consum d'energia primària tendencial sense els usos no energètics serà del 20,2% (5.743,1 ktep) entre els anys 2007 i 2020.

TAULA 41. Objectius planificats de consum d'energia primària i grau d'assoliment. Catalunya, 2009-2020.

Font d'energia primària	Consum d'energia primària (ktep) 2009 i objectius 2020					
	2009 (ktep)	2009 (%)	Pla 2020 (ktep)	2020 (%)	% assolit	Evolució
Total	24.297	100,0%	25.994	100,0%	93%	C
Energia primària no renovable	23.304	95,9%	22.196	85,4%	105%	I
Petroll	11.473	47,2%	10.665	41,0%	108%	I
Nuclear	4.887	20,1%	6.103	23,5%	80%	C
Gas natural	5.967	24,6%	5.389	20,7%	111%	I
Residus no renovables	71	0,3%	125	0,5%	56%	C
Carbó	137	0,6%	34	0,1%	404%	I
Saldo intercanvis elèctrics	770	3,2%	-119	-0,5%	-646%	D
Energia primària renovable	994	4,1%	3.797	14,6%	26%	D
Eòlica	79	0,3%	1.075	4,1%	7%	D
Biomassa forestal i agrària	103	0,4%	632	2,4%	16%	D
Solar	43	0,2%	590	2,3%	7%	D
Biocarburants	194	0,8%	529	2,0%	37%	C
Hidràulica	384	1,6%	496	1,9%	77%	C
Residus renovables	146	0,6%	273	1,0%	54%	C
Biogàs	46	0,2%	203	0,8%	22%	D

Unitats: milers de tones equivalents de petroli (ktep) i percentatges.

Nota: (Ú) Objectiu assolit, (I) Objectiu sobrepassat, (C) Aproximació als objectius del Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020, (D) Distància dels objectius del Pla.

Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català de l'Energia.

A Catalunya es van consumir 24.297,2 ktep d'energia primària l'any 2009, dels quals el 47% van ser petroli, el 25% gas natural, el 20% energia nuclear, i el 8% la resta.

Cal tenir en compte que el consum d'energia primària ha augmentat el 46% durant el període 1990-2009, sobretot el de gas natural (241%) que s'ha triplicat i més. El consum per càpita (3,24 tep/habitant) i la dependència dels combustibles fòssils (72,3%), també han augmentat, tot i que el consum d'energia primària per habitant des de l'any 2005 ha caigut.

9.1.4. CONSUM D'ENERGIA FINAL

A la taula següent s'exposen els reptes per assolir els objectius l'any 2020. En general, el consum d'energia final s'ha de reduir al sector del transport i aturar al sector domèstic.

TAULA 42. Objectius planificats de consum d'energia final per sectors i grau d'assoliment. Catalunya, 2009-2020

Consum d'energia final	ktep 2009	1990-2009 (%)	ktep 2020	2009-2020 (%)	% assolit	Evolució
Transport	5.959,3	73,4%	5.428,3	-8,9%	110%	I
Electricitat	80,8	71,2%	126,4	56,4%	64%	C

Consum d'energia final	ktep 2009	1990-2009 (%)	ktep 2020	2009-2020 (%)	% assolit	Evolució
Combustibles	5.878,5	73,5%	5.301,9	-9,8%	111%	I
Indústria	3.915,5	6,9%	4.406,8	12,5%	89%	C
Electricitat	1.485,2	29,0%	1.726,6	16,3%	86%	C
Combustibles	2.430,3	-3,3%	2.680,2	10,3%	91%	C
Domèstic	2.370,6	101,3%	2.365,0	-0,2%	100%	Ü
Electricitat	984,9	111,0%	1.168,1	18,6%	84%	C
Combustibles	1.385,7	94,9%	1.196,9	-13,6%	116%	I
Serveis	1.792,9	123,3%	1.895,6	5,7%	95%	C
Electricitat	1.303,1	174,1%	1.412,7	8,4%	92%	C
Combustibles	489,8	49,6%	482,9	-1,4%	101%	I
Primari	509,4	26,1%	555,9	9,1%	92%	C
Electricitat	32,6	29,9%	34,2	4,9%	95%	C
Combustibles	476,8	25,8%	521,7	9,4%	91%	C

Unitats: milers de tones equivalents de petroli (ktep) i percentatges.

Nota: (Ü) Objectiu assolit, (I) Objectiu sobrepassat, (C) Aproximació als objectius del Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020, (D) Distància dels objectius del Pla.

Font: elaboració pròpia a partir de l'Institut Català de l'Energia.

En general, el consum d'energia final al sector transport ha augmentat el 73% durant el període 1990-2009 i es basa en el consum de combustibles. Si es volen assolir els objectius fixats per a l'any 2020, el consum d'electricitat ha d'augmentar i el de combustibles s'ha de reduir, seguint la tendència observada durant el període 2007-2020.

La indústria ha reduït el consum final de combustibles i ha augmentat el d'electricitat (+25%) durant el període 1990-2009, però des de l'any 2007 ha reduït considerablement ambdós consums. Així, s'espera que augmenti una mica el consum d'electricitat i en menor grau el de combustibles per assolir els objectius de l'any 2020.

El consum d'energia final al sector domèstic s'ha duplicat durant el període 1990-2009, sobretot el d'electricitat, que s'hauria d'estabilitzar. Per assolir l'objectiu 2020, el consum d'electricitat té marge d'augment si es redueix el consum de combustibles, que ha sobrepassat l'objectiu 2020.

El sector serveis consumeix bàsicament electricitat. Els serveis han augmentat tant el consum d'electricitat com de combustibles durant el període 1990-2009, però sobretot el d'electricitat que gairebé s'ha triplicat. Per tant, si es vol assolir l'objectiu 2020, s'espera que el consum es moderi, gràcies a la reducció del consum de combustibles. El consum d'electricitat pot augmentar sempre que s'incentivi l'estalvi.

El sector primari consumeix bàsicament combustibles. Durant el període 1990-2009 el consum ha augmentat una quarta part, però des de l'any 2007, el consum de combustibles s'ha reduït. S'espera que el consum d'energia final augmenti una mica d'aquí a l'any 2020.

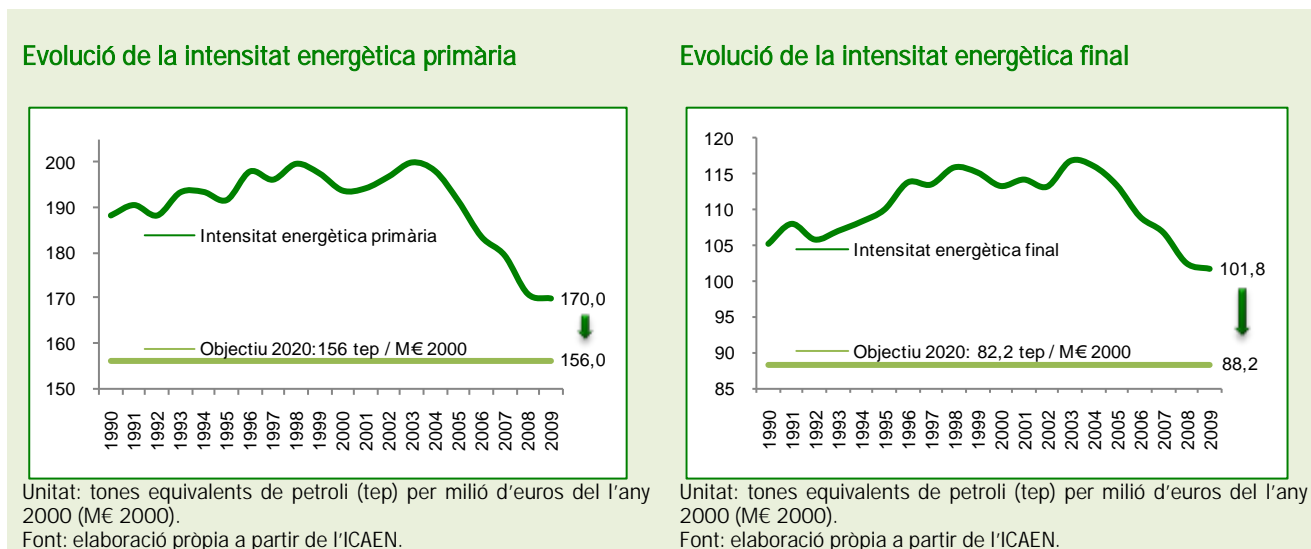
9.1.5. INTENSITAT ENERGÈTICA PRIMÀRIA I INTENSITAT ENERGÈTICA FINAL

Pel que fa a l'intensitat energètica primària, la caiguda s'ha produït d'ençà de l'any 2004, és a dir amb l'entrada de les energies renovables, sobretot eòlica, i els cicles combinats i la inversió en estalvi energètic. En el futur, es podrà observar l'efecte de la crisi econòmica, la nova regulació energètica i l'aturada de les inversions renovables que ja es constata en l'àmbit de l'Estat. L'objectiu per a l'any 2020 és assolir els 156 tep / M€ de l'any 2000.

Quant a la intensitat energètica final, la caiguda s'ha produït d'ençà de l'any 2005, la qual cosa ens indica una millora en l'estalvi i l'eficiència en els combustibles (-6,7 tep / M€ PIB) en consumir més energia elèctrica (+3,2 tep / M€ PIB) la societat catalana. En el futur s'observarà l'impacte de la crisi i els canvis normatius que han des-

incentivat l'estalvi i eficiència energètics.⁴⁴⁸ L'objectiu per a l'any 2020 és assolir els 88,2 tep / M€ de l'any 2000, tal com s'observa al gràfic següent.

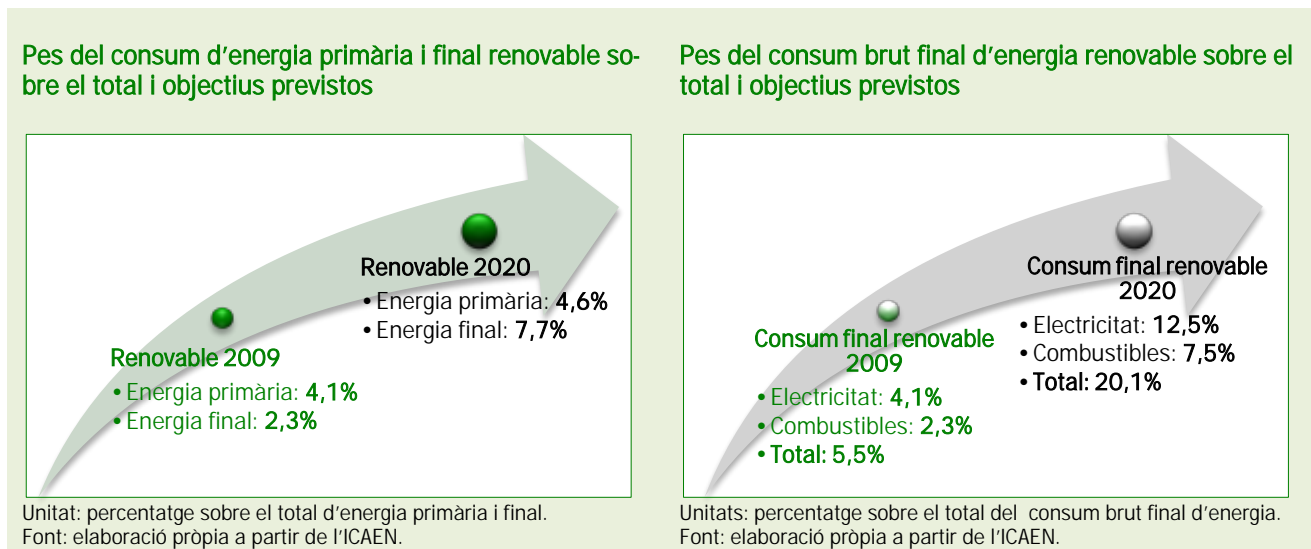
GRÀFIC 136. Evolució de la intensitat energètica, objectius d'intensitat energètica primària i final planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009 i 2009--2020



9.1.6. CONSUM D'ENERGIA PRIMÀRIA I FINAL RENOVABLE

Pel que fa al consum brut final renovable, l'electricitat i els combustibles renovables també se situen lluny de l'objectiu previst per a l'any 2020, el 26 i el 29% respectivament, tal com s'observa a la figura següent.

FIGURA 12. Objectius planificats de consum d'energia renovable i grau d'assoliment. Catalunya, 2009-2020



9.1.7. CONSUM D'ENERGIA FINAL RENOVABLE EN EL SECTOR DEL TRANSPORT

El Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020 preveu la reducció del consum total d'energia final al sector transport (-8,9%), sobretot del consum de productes petrolífers, tret del gas líquat de petroli (GLP), i l'augment del consum final de gas natural, energia elèctrica i energia renovable.

⁴⁴⁸ La reducció dels recursos econòmics per finançar projectes d'estalvi i eficiència energètics i l'augment del pes de la potència en la factura de l'electricitat en detriment del consum d'energia, de manera ajustar la potència elèctrica al mínim i agrupar els diversos subministraments sigui l'única manera de reduir-la.

TAULA 43. Objectius planificats de consum d'energia final per tipus al sector del transport i grau d'assoliment. Catalunya, 2009-2020

Sector del transport	Consum d'energia final al transport 2009 i objectius 2020			
	2009 (%)	2020 (%)	% assolit	Evolució
Total (ktep)	5.959,3	5.428,3	110%	I
Energia no renovable	96,7%	90,3%	118%	I
Productes petrolífers	95,2%	87,6%	119%	I
Gasoil	62,7%	55,9%	123%	I
Gasolines	16,5%	14,3%	127%	I
Querosè d'aviació	15,9%	17,2%	101%	I
Gas líquat (GLP)	0,1%	0,2%	34%	I
Energia elèctrica	1,4%	2,3%	64%	C
Gas natural	0,2%	0,4%	63%	C
Energia renovable	3,3%	9,7%	37%	C
Biodièsel	2,7%	7,2%	42%	C
Bioetanol	0,5%	1,2%	47%	C
Bioquerosè	0,0%	1,3%	0%	D

Unitats: consum d'energia final total en milers de tones equivalents de petroli (ktep) i per tipus d'energia en percentatge (%).

Nota: (Ú) Objectiu assolit, (I) Objectiu sobrepassat, (C) Aproximació als objectius del Pla de l'energia i el canvi climàtic 2020, (D) Distància dels objectius del Pla.

Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Concretament, el Pla preveu que el consum d'energies renovables augmenti el 14,5% l'any 2020 a Catalunya, la qual cosa representa un consum final renovable de 787 ktep sobre el total previst de 5.428,3 ktep l'any 2020. La suma del consum de biocombustibles previst l'any 2020 (528,5 ktep) ja assoleix el 10% de consum d'energies renovables al transport que recomana la UE.

No obstant això i segons les darreres dades de l'any 2009, només s'ha assolit una quarta part de l'objectiu previst. El consum de biocombustibles de l'any 2009 va ser de 194,3 ktep (el 83,6% de biodièsel i el 19,4% de bioetanol), i tot i que l'evolució és positiva encara queda un llarg camí per recórrer.

Els únics consums d'energia final que s'han reduït a Catalunya durant el període 1990-2009 han estat el consum de gasolines (-38%) i de gas líquat del petroli o GLP (-64%).

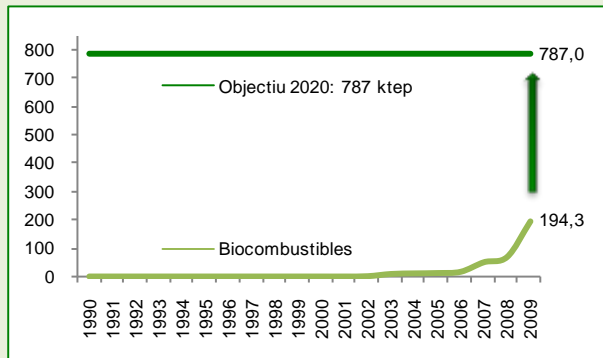
En general, el consum d'energia final elèctrica al sector del transport ha augmentat a Catalunya durant el període 1990-2009, el 71%.

El consum final d'energies renovables ha augmentat d'ençà de l'any 2002, concretament el consum de biocombustibles que va representar el 3,3% del total de l'energia final consumida al transport l'any 2009.

El consum d'alguns productes petrolífers, com ara el de gasoil (145%) o querosè d'aviació (251%) també ha incrementat, així com el de gas natural d'ençà de l'any 1999.

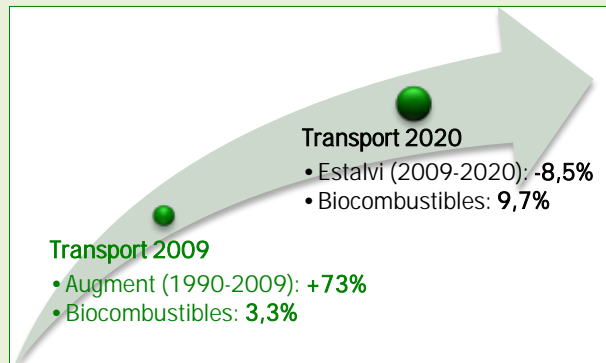
FIGURA 13. TRANSPORT. Evolució del consum d'energia final renovable, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya, 1990-2009 i 2009-2020

Evolució del consum d'energia final renovable al transport amb relació a l'objectiu 2020



Unitat: evolució dels biocombustibles i objectiu 2020 en milers de tones equivalents de petroli (ktep)
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Evolució del consum d'energia final i del pes del consum d'energia renovable al transport



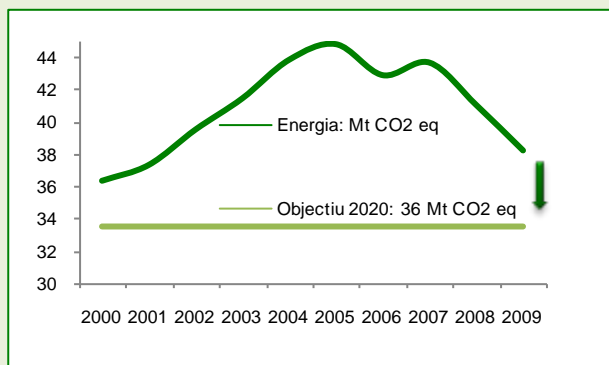
Unitats: variació del consum total d'energia final, i de biocombustibles sobre el total, en percentatges (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

9.1.8. EMISSIONS DE CO₂ DEL SECTOR ENERGÈTIC

Les emissions del sector energètic van augmentar a Catalunya durant el període 2000-2005, l'any 2006 van baixar una mica per tornar a remuntar l'any 2007. A partir d'aquest any les emissions s'han tornat a reduir tal com s'observa al gràfic següent.

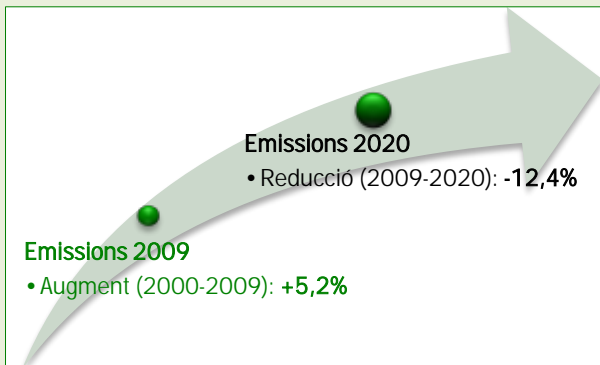
FIGURA 14. Evolució de les emissions de GEH del sector energètic, objectius planificats i grau d'assoliment. Catalunya 2000-2009 i 2009-2020

Evolució de les emissions de GEH amb relació a l'objectiu 2020



Unitat: evolució de les emissions i objectiu 2020 en milions de tones de CO2 equivalent (Mt CO2 eq).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

Evolució de les emissions de GEH 2000-2009 i previsió per al període 2009-2020



Unitats: variació de les emissions de CO2 equivalent en percentatges (%).
Font: elaboració pròpia a partir de l'ICAEN.

10. BIBLIOGRAFIA I DOCUMENTACIÓ

- AEAT (2011). *Impuesto sobre las ventas de determinados hidrocarburos*. Madrid: Agència Tributària Espanyola.
- AIE (2012). *World energy outlook*. París: OCDE; Agència Internacional de l'Energia.
- AIE i OCDE (2013a). *GAS: medium term gas market report 2013*. París: International Energy Agency. Consulta a <https://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=446>.
- AIE i OCDE (2013b). *Redrawing the energy-climate map*. Word energy outlook especial report. París: Agència Internacional de l'Energia. Consulta a <http://www.worldenergyoutlook.org/energyclimatemap/>.
- AIE i OCDE (2014). *World energy outlook 2014*. París: Agència Internacional de l'Energia. Consulta a http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO_2014_ES_English_WEB.pdf.
- Arocena, P., Blázquez, L. i Grifell-Tatjé, E. (2008). *La liberalización del sector eléctrico y sus consecuencias: productividad, precios y beneficios empresariales*. III Congreso de la Asociación Española para la Economía Energética 2008. Madrid: Asociación Española para la Economía Energética (AEEE).
- Avedillo, M. (2012). Formación de precios y competencia en el mercado español de carburantes. *Revista de economía industrial*, núm. 384 (2012), p. 63-74. Madrid: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Blázquez-Gómez, L. i Grifell-Tatjé, E. (2011). Evaluating the regulator: winners and losers in the regulation of spanish electricity distribution. *Energy economics*, núm. 33 (2011), p. 807-815. Amsterdam: North-Holland.
- Buil, J. M. (2009). El binomi aigua i energia. *Nota d'economia*, núm. 93-94 (1r i 2n quadrimestres 2009). Barcelona: Generalitat de Catalunya. Departament d'Economia i Finances.
- CAREC (2011). *Política energètica*. Informes del CAREC al Govern de la Generalitat, 22/7/2011. Barcelona: Consell Assessor per a la Reactivació Econòmica i el Creixement. Consulta a http://www10.gencat.cat/gencat/binaris/carec6_tcm32-166867.pdf.
- CNC (2012). *Informe sobre la consulta efectuada por la Secretaría de Estado de Economía y Apoyo a la Empresa sobre el mercado de carburantes de automoción en España*. Madrid: Comisión Nacional de la Competencia.
- CNE (2010). *Informe sobre la relación de los precios del mercado spot y el de los mercados a plazo*. Madrid: Comisión Nacional de la Energía.
- CNE (2011b). *Cuantificación económica del indicador de margen bruto de comercialización en España y los países de la UE-6: periodo 2005-2010*. Madrid: Comisión Nacional de la Energía. Consulta a http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/NP_Cuantif_Indic_Margen_Comp.pdf.
- CNE (2011a). *Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España: año 2010*. Madrid: Comisión Nacional de la Energía. Consulta a http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA-supervision_min-gas-10.pdf.
- CNE (2012b). *Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España: año 2011*. Madrid: Comisión Nacional de la Energía. Consulta a http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA-supervision_min-gas-11.pdf.
- CNE (2012a). *Informe sobre el sector energético español*. Madrid: Comisión Nacional de Energía. Consulta a http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=3026&id_nodo=32.
- CNMC (2014). *Informe sobre el desarrollo de la 25ª subasta CESUR previsto en el artículo 14.3 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio*. Madrid: Comisión Nacional de Mercados y Competencia. Consulta a http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Inf_CNMC_25%C2%ACESUR.pdf.
- Comissió Europea (2010). *Energy 2020: a strategy for competitive, sustainable and secure energy*. Brussel·les: Comissió Europea. Consulta a http://ec.europa.eu/energy/energy2020/energy2020_en.htm.

Comissió Europea (2011a). *Energy infrastructure: priorities for 2020 and beyond, a blueprint for an integrated european energy network*. Luxemburg: Comissió Europea. Consulta a http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/2020_en.htm.

Comissió Europea (2011b). *Hoja de ruta de la energía para 2050*. Brusselles: Comissió Europea. Consulta a http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm.

Comissió Europea (2014). *Energy economic developments in Europe*. Brusselles: Comissió Europea. Consulta a http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee1_en.pdf.

Contín, I. i Huerta, E. (2001). Infraestructuras de red en la industria petrolera española. *Ekonomiaz: revista vasca de economía*, núm. 46 (2001), p. 76-91. Vitoria-Gasteiz: Gobierno Vasco.

Contín, I., Correljé, A. i Huerta, E. (1999). The Spanish gasoline market: from ceiling regulation to open market pricing. *The Energy journal*, vol. 20(4) (1999), p. 1-14. Cambridge, Mass.: Oelgeschlager, Gunn & Hain, Publishers.

CORES (2013). *Informe estadístico anual 2012*. Madrid: CORES. Consulta a http://www.cores.es/pdf/Informe_Estadistico_Anual_2012.pdf.

Corominas, J. (2012). *Full de ruta per a l'energia de la Catalunya independent: energia de la Catalunya independent*. S.l.: S.n. Consulta a <http://enercatin.blogspot.com.es/>.

Crampes, C. i Fabra, N. (2005). The Spanish electricity industry: plus ça change... *The Energy journal*, vol. 26, special issue (2005). Cambridge, Mass.: Oelgeschlager, Gunn & Hain, Publishers.

CTESC (2010). Capítol VI: sostenibilitat ambiental. Dins Consell de Treball, Econòmic i Social de Catalunya, CTESC (2010). *Memòria socioeconòmica i laboral 2009*. Barcelona: Consell de Treball, Econòmic i Social de Catalunya (CTESC). Consulta a <http://www.ctesc.cat/msil/index.html>.

CTESC (2011). Capítol VI: sostenibilitat ambiental. Dins Consell de Treball, Econòmic i Social de Catalunya, CTESC (2011). *Memòria socioeconòmica i laboral 2010*. Barcelona: Consell de Treball, Econòmic i Social de Catalunya (CTESC). Consulta a <http://www.ctesc.cat/msil/index.html>.

CTESC (2012). Capítol VI: sostenibilitat ambiental. Dins Consell de Treball, Econòmic i Social de Catalunya, CTESC (2012). *Memòria socioeconòmica i laboral 2011*. Barcelona: Consell de Treball, Econòmic i Social de Catalunya (CTESC). Consulta a <http://www.ctesc.cat/msil/index.html>.

CTESC (2013). Capítol VI: sostenibilitat ambiental. Dins Consell de Treball, Econòmic i Social de Catalunya, CTESC (2013). *Memòria socioeconòmica i laboral 2012*. Barcelona: Consell de Treball, Econòmic i Social de Catalunya (CTESC). Consulta a <http://www.ctesc.cat/msil/index.html>.

Del Castillo, J. I. i Barquín, J. (2000). *Oligopolistic electrical market competition, stranded costs and uncertainty: a supply function approach*. 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 25 - 28. S.l.: S.n. Consulta a http://www.iit.upcomillas.es/julian/doc/Conferencias/Oligopolistic_Electrical_Market_Competition.pdf.

Díaz, T. (2014). *Peaje de respaldo al autoconsumo: de lo razonable al abuso sin paliativos*. El blog de Gesternova. Madrid: Gesternova. Consulta a <http://blog.gesternova.com/peaje-de-respaldo-al-autoconsumo-de-lo-razonable-al-abuso-sin-paliativos/>.

Dolader, J. *et al.* (2010). *Energia, economia i seguretat: vincles estratègics*. Barcelona: Institut d'Estudis de la Seguretat.

Dreyer, I. i Stang, G. (2014). *Energy moves and power shifts: EU foreign policy and global energy security*. Report núm. 18. París: Institut d'Estudis de Seguretat de la Unió Europea. Consulta a http://www.iss.europa.eu/uploads/media/Report_18.pdf.

EEA (2013). *EU bioenergy potencial from a resource-efficiency perspective*. EEA report núm. 6/2013. Luxemburg: Agència Europea del Medi Ambient (EEA). Consulta a <http://www.eea.europa.eu/publications/eu-bioenergy-potential>.

- Escribano, G. (2015). *¿Qué nos deparará 2015 en energía?*. Estudios internacionales y estratégicos. Madrid: Real Instituto Elcano. Consulta a <http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/ProgramasElcano/Energia-Cambio-Climatico>.
- Fabra, J. (2013). La Regulación vigente del mercado de la electricidad y algunas alternativas regulatorias. *Revista de obras públicas: órgano profesional de los ingenieros de caminos, canales y puertos*, núm. 3541 (2013), p. 41-46. Madrid: Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.
- Fabra, N. (2007). La electricidad: mercado, inversiones y garantía de suministro. *Revista de economía industrial*, núm. 364 (2007), p. 63-74. Madrid: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Fabra, N. i Fabra, J. (2009). Un Diseño de mercado para el sector eléctrico español. *Papeles de economía española*, núm. 121 (2009), p. 141-158. Madrid: Fundación de las Cajas de Ahorros Confederadas para la Investigación Económica y Social. Consulta a <http://www.funcas.es/suscriptores/LoginSuscriptor.aspx>.
- Fabra, N. i Fabra, J. (2010). Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos. *Cuadernos económicos de ICE*, núm. 79 (2010), p. 17-43. Madrid: Ministerio de Economía y Competitividad. Consulta a http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE_79___2C8FE850E987F8791F634EE26F0862B9.pdf.
- Fabra, N. i Fabra, J. (2012b). El déficit de tarifario en el sector eléctrico español. *Papeles de economía española*, núm. 134 (2012), p. 88-100. Madrid: Fundación de las Cajas de Ahorros Confederadas para la Investigación Económica y Social. Consulta a <http://www.funcas.es/suscriptores/LoginSuscriptor.aspx>.
- Fabra, N. i Fabra, J. (2012a). *Una reforma para la regulación del sector eléctrico*. Economistas frente a la crisis: el pensamiento económico al servicio de los ciudadanos. S.l.: Economistas Frente a la Crisis.
- Fabra, N. i Reguant, M. (2014). Pass-through of emissions costs in electricity markets. *American economic review*, vol. 104(9) (2014), p. 2872-99. Nashville: American Economic Association.
- Fabra, N. i Toro, J. (2005). Price wars and collusion in the spanish electricity market. *International journal of Industrial Organization*, vol. 23 (2005), p. 155-181. New York: Elsevier Science Pub. Co.
- Feijóo, J. P. (2014). *Mitos en el debate sobre el déficit de tarifa eléctrica*. Nada es gratis: NeG. un blog de economía casi siempre en español. Madrid: Asociación Nada es Gratis. Consulta a <http://www.fedeablogs.net/economia/?p=34816>.
- Folgado, J. (2013). *Los grandes retos de la política energética*. VIII Congreso Asociación Española para la Economía Energética. Madrid: Asociación Española para la Economía Energética.
- Förster, H., Schumacher, K., De Cian, E. et al. (2013). European energy efficiency and decarbonization strategies beyond 2030: a sectoral multi-model decomposition. *Climate change economics*, vol. 4, núm. 1 (2013). Singapore: World Scientific Publishing. Consulta a <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-00939253/document>.
- Fouquet, R. et al. (2013). *Handbook on energy and climate change*. Cheltenham: Edward Elgar Publishing Limited.
- Frías, P., Mateo, C. i Pérez-Arriaga, J. I. (2011). *Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica*. Lychnos: cuadernos de la Fundación General CSIC, núm. 6 (2011), p. 56-61. Madrid: Fundación General CSIC. Consulta a http://www.fgcsic.es/lychnos/es_ES/articulos/evaluacion_impacto_integracion_coche_electrico.
- Furió, D. (2011). A Survey on the spanish electricity intraday market. *Estudios de economía aplicada*, vol. 29, núm. 2 (2011), p. 1-20. Madrid: Asociación Española de Economía Aplicada. Consulta a <http://www.revista-eea.net/documentos/29210.pdf>.
- Furió, D. i Lucía, J. J. (2006). *Congestion management rules and trading strategies in the spanish electricity market*. II Congreso de la Asociación Española para la Economía Energética 2007. Madrid: Asociación Española para la Economía Energética (AEEE).
- Gandolfi, M. i Sicilia, Y. (2012). La evolución de la competencia en los mercados minoristas de gas y electricidad en España. *Papeles de economía española*, núm. 134 (2012), p. 127-142. Madrid: Fundación de las Cajas de

Ahorros Confederadas para la Investigación Económica y Social. Consulta a <http://www.funcas.es/suscriptores/LoginSuscriptor.aspx>.

García, J. A. (2001). *Spot market competition with stranded costs in the spanish electricity industry*. CEMFI working paper, núm. 106. Madrid: Centro de Estudios Monetarios y Financieros. Consulta a <ftp://ftp.cemfi.es/wp/01/0106.pdf>.

García, J. L. i Jiménez, J. C. (2006). *Energía: del monopolio al mercado: CNE, diez años en perspectiva*. Madrid: Aranzadi. Consulta a http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/coediciones/coed_thomson_cne1.pdf.

García, J. L. i Jiménez, J. C. (2007). *Energía y regulación*. Madrid: Aranzadi. Consulta a http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/coediciones/coed_thomson_cne3.pdf.

Gelabert, L., Labandera, X. i Linares, P. (2011). An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on spanish electricity prices. *Energy economics*, núm. 33 (2011), p. 859-865. Amsterdam: North-Holland.

Generalitat de Catalunya (2012). *Pla de l'energia i canvi climàtic de Catalunya 2012-2020*. Barcelona: Institut Català de l'Energia.

Gil, H. A., Gomez-Quiles, C. i Riquelme, J. (2012). Large-scale wind power integration and wholesale electricity trading benefits: estimation via an ex post approach. *Energy policy*, núm. 41 (2012), p. 849-859. New York: Elsevier Science Pub. Co. Consulta a <http://www.journals.elsevier.com/energy-policy>.

Greenpeace (2009). *El carbón: un futuro negro*. Madrid: Greenpeace. Consulta a http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/09-06-12.pdf.

Greenwood, C. *et al.* (2009). *Global trends in sustainable energy investment 2009: analysis of trends and issues in the financing of renewable energy and energy efficiency*. Frankfurt am Main: United Nations Environment Programme and New Energy Finance. Consulta a <http://fs-unep-centre.org/publications/global-trends-sustainable-energy-investment-2009>.

Kröppl, C. (2010). Statistical aspects of the oil economy in 2009. *Environment and energy: data in focus*, núm. 3 (2010). Luxemburg: Eurostat.

Kühn, K. i Machado, M. P. (2004). *Bilateral market power and vertical integration in the spanish electricity spot market*. CEMFI working paper, núm. 414. Madrid: Centro de Estudios Monetarios y Financieros. Consulta a <http://www.cemfi.es/ftp/wp/0414.pdf>.

Linares, P., Frías, P. i Gómez, T. (2010). Avaluació del potencial de les diverses fonts d'energia renovable i de les tecnologies per aprofitar-les: oportunitats i reptes per al sector de l'energia. *Nota d'economia*, núm. 95-96 (2010), p. 89-101. Barcelona: Generalitat de Catalunya. Departament d'Economia i Finances.

Martín, M. J. i Villaplana, P. (2012). Transparencia y señales de precios en el sistema gasista español. *Papeles de economía española*, núm. 134 (2012), p. 168-181. Madrid: Fundación de las Cajas de Ahorros Confederadas para la Investigación Económica y Social. Consulta a <http://www.funcas.es/suscriptores/LoginSuscriptor.aspx>.

Miller, R. *et al.* (2014). The future of oil supply. *Philosophical transactions*, vol. 372, núm. 2006 (2014). Londres: The Royal Society. Consulta a <http://rsta.royalsocietypublishing.org/site/misc/about.xhtml>.

Ministeri d'Energia, Indústria i Turisme (2012). *La Energía en España 2011*. Madrid: Ministeri d'Energia, Indústria i Turisme. Consulta a http://www.minetur.gob.es/energia/es-es/documentos/energia_espana_2011_web.pdf.

Ministeri d'Indústria, Turisme i Comerç (2008). *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016: desarrollo de redes de transporte*. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría General de Energía. Consulta a <http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Novedades/Paginas/Planificacion.aspx>.

Ministeri d'Indústria, Turisme i Comerç (2010). *Pla d'energies renovables 2011-2020*. Madrid: IDAE. Consulta a <http://www.idae.es/index.php/id.670/reimenu.303/mod.pags/mem.detalle>.

- Ministeri d'Indústria, Turisme i Comerç (2011). *Plan de ahorro y eficiencia energética*. Madrid: IDAE. Consulta a <http://www.idae.es/index.php/idpag.17/re/menu.329/mod.pags/mem.detalle>.
- Núñez, A. i Pérez-Arriaga, I. J. (2014). Assessing the results of electricity liberalisation for consumers in Spain. *Energy sources, part B: economics, planning and policy*, vol. 9, issue 3 (2014). London: Taylor & Francis.
- OCDE i AIE (2013). *Energy policy highlights: international energy agency 1974-2014*. Paris: Agència Internacional de l'Energia. Consulta a <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,43515,en.html>.
- OCDE i AIE (2013). *Worldwide engagement for sustainable energy strategies*. Paris: Agència Internacional de l'Energia. Consulta a https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/worldwide_engagement.pdf.
- OCDE i NEA (2014). *Uranium 2014: resources, production and demand*. Paris: OCDE i NEA. Consulta a <http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2014/7209-uranium-2014.pdf>.
- Ortega, J. (2014). *La energía a través de las redes: viejos conceptos delirantes y nuevos conceptos refrescantes*. La Vanguardia, 11 de gener de 2014.
- Packert, J. (2014). *Bolstering european energy security*. Washington: The German Marshall Fund of the United States. Consulta a <http://www.gmfus.org/archives/bolstering-european-energy-security/>.
- Palacín, P. (2013). *Model energètic actual i futur a Espanya i Catalunya*. 3a Jornada de debat: "Energia i Desenvolupament Local", de la Mesa d'alcaldes de l'energia a Catalunya (MADE). Barcelona: Departament d'Empresa i Ocupació. Consulta a <https://docs.google.com/file/d/OB9lub9MzDHCKs25ud3pPZOVJbWs/edit?pli=1>.
- Perdiguero, J. (2012). Tres décadas de reformas en el mercado español de gasolinas: historia de un fracaso anunciado. *Papeles de economía española*, núm. 134 (2012), p. 143-157. Madrid: Fundación de las Cajas de Ahorros Confederadas para la Investigación Económica y Social. Consulta a <http://www.funcas.es/suscriptores/LoginSuscriptor.aspx>.
- Perdiguero, J. i Borrell, J. R. (2007). La difícil conducción de la competencia por el sector de las gasolinas en España. *Revista de economía industrial*, núm. 365 (2007), p. 113-125. Madrid: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Pérez-Arriaga, J. I. (2005). *Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid: Ministerio de Industria, Energía i Turismo. Consulta a <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/regimenordinario/documents/libroblanco.pdf>.
- Pérez-Arriaga, J. I. i Batlle, C. (2012). *Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation*. IIT Working Paper.
- Pimec (2014). *Activitat i resultats del sector elèctric espanyol 2000-2012*. Barcelona: Observatori Pimec.
- PwC (2012). *Diez temas candentes del sector eléctrico español para 2012*. S.I.: PricewaterhouseCoopers.
- Rahm, B. G. i Riha, S. J. (2014). Evolving shale gas management: water resource risks, impacts, and lessons learned. *Environmental science: processes & impacts*, núm. 6 (2014). Cambridge: Royal Society of Chemistry. Consulta a <http://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2014/em/c4em00018h#!divAbstract>.
- Ramos, J., Cañellas, S. i Russi, D. (2007). *Anàlisi del metabolisme energètic de l'economia catalana*. Barcelona: Institut d'Estudis Catalans. Consulta a <http://www.iec.cat/institucio/documents/Bloc02.pdf>.
- REE (2013). *El sistema eléctrico español 2012*. Madrid: Red Eléctrica de España. Consulta a <http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol>.
- Reguant, M. (2011). *The Welfare effects of complementary bidding mechanisms: an empirical analysis of the spanish wholesale electricity market*. Job market paper. Madrid: Centro de Estudios Monetarios y Financieros. Consulta a <http://www.cemfi.es/REStour/A9RE.pdf>.

Reig, P., Luo, T. i Proctor, J. (2014). *Global shale gas development: water availability and business risks*. Washington: World Resources Institute. Consulta a <http://www.wri.org/publication/global-shale-gas-development-water-availability-business-risks>.

Riba *et al.* (2013). *Energia. Medi ambient: tecnologia i cultura*, núm. 50 (2013). Barcelona: Departament de Territori i Sostenibilitat.

Riba, C. (2012). *Recursos energètics i crisi: la fi de 200 anys irrepetibles*. Barcelona: Octaedro.

Sáenz, G., Del Río, P. i Vizcaíno, I. (2008). Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: the case of wind electricity in Spain. *Energy policy*, núm. 36 (2008), p. 3345-3359. New York: Elsevier Science Pub. Co. Consulta a <http://www.journals.elsevier.com/energy-policy>.

Sáiz, A., García, M. D. i Nogales, S. (2011). *Mercados a plazo de electricidad, a Nuevos mercados energéticos*. Pa-peles de la Fundación, núm. 41, p. 145-191. Madrid: Fundación de Estudios Financieros.

Sancha, J. L. (2011a). El Sistema eléctrico español (I): tarifa eléctrica. *Anales de mecánica y electricidad*, núm. 3 (2011), p. 7-12. Madrid: Asociación de Ingenieros del I.C.A.I. Consulta a http://www.revista-anales.es/web/n_7/pdf/seccion_3.pdf.

Sancha, J. L. (2011b). El Sistema eléctrico español (II): comercializador libre. *Anales de mecánica y electricidad*, núm. 8 (2011), p. 15-21. Madrid: Asociación de Ingenieros del I.C.A.I. Consulta a http://www.revista-anales.es/web/n_8/pdf/seccion_4.pdf.

Sancha, J. L. (2011c). El Sistema eléctrico español (III): peaje de acceso. *Anales de mecánica y electricidad*, núm. 10 (2011), p. 15-21. Madrid: Asociación de Ingenieros del I.C.A.I. Consulta a http://www.revista-anales.es/web/n_10/pdf/seccion_6.pdf.

Sancha, J. L. (2012a). El Sistema eléctrico español (IV): comparación de tarifas con otros países. *Anales de mecánica y electricidad*, núm. 12 (2012), p. 9-17. Madrid: Asociación de Ingenieros del I.C.A.I. Consulta a http://www.revista-anales.es/web/n_12/pdf/seccion_6.pdf.

Sancha, J. L. (2012b). El Sistema eléctrico español (V): revisión de la tarifa eléctrica. *Anales de mecánica y electricidad*, núm. 13 (2012), p. 9-16. Madrid: Asociación de Ingenieros del I.C.A.I. Consulta a http://www.revista-anales.es/web/n_13/pdf/seccion_6.pdf.

Sancha, J. L. (2012c). El Sistema eléctrico español (VI): mercado eléctrico: 1ª parte. *Anales de mecánica y electricidad*, núm. 16 (2012), p. 13-20. Madrid: Asociación de Ingenieros del I.C.A.I. Consulta a http://www.revista-anales.es/web/n_16/pdf/seccion_6.pdf.

Sancha, J. L. (2012d). El Sistema eléctrico español (VII): mercado eléctrico: 2ª parte. *Anales de mecánica y electricidad*, núm. 17 (2012), p. 35-43. Madrid: Asociación de Ingenieros del I.C.A.I. Consulta a http://www.revista-anales.es/web/n_17/pdf/seccion_6.pdf.

Sancha, J. L. (2013). El Sistema eléctrico español (VIII): la TUR cumple cuatro años. *Anales de mecánica y electricidad*, núm. 20 (2013), p. 29-38. Madrid: Asociación de Ingenieros del I.C.A.I. Consulta a http://www.revista-anales.es/web/n_20/pdf/seccion_6.pdf.

Solé, C. (2009). *Nuevo marco regulatorio para la actividad de distribución de energía eléctrica en España*. Desarrollos regulatorios en Iberoamérica. Madrid: ARIAE; CNE. Consulta a <http://www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=446229994645>.

Unda, J. I. (2002). *El déficit tarifario*. Madrid: Comisión Nacional de la Energía. Consulta a http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne37_02.pdf.

UNESA (2012). *La situación económico-financiera de la actividad eléctrica en España*. Madrid: Asociación Española de la Industria Eléctrica.

Villaplana, P. (2012). *Pagos por capacidad en España: situación actual y perspectivas*. XVI Reunión anual de ARI-AE. Madrid: Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía. Consulta a <http://www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=602878510101>.

Villaplana, P. i Cartea, A. (2011). *Un análisis de la evolución de los precios a plazo de energía eléctrica en España, a Nuevos mercados energéticos*. Papeles de la Fundación, núm. 41, p. 193-242. Madrid: Fundación de Estudios Financieros.

Wolak, F. A. (2007). *Regulating competition in wholesale electricity supply: a economic regulation and its reform: what have we learned?*. Chicago: University of Chicago Press. Consulta a <http://www.nber.org/chapters/c12567.pdf>.