



CANDOLE RESEARCH

Double Trouble

Double Trouble

De ce România ar trebui să renunțe la planul de a crea doi
campioni naționali pe piața de energie

De Răzvan Grecu

Mulțumiri

Mulțumesc colegilor din Candole Partners, Valentina Ivan, Martin Bebiak și Ivan Kotev pentru ajutorul acordat în documentarea acestui raport precum și celor din sectorul de energie din România care au avut bunăvoința de a-mi împărtăși opiniile lor. Mulțumiri speciale îi sunt datorate lui Jan Ondrich pentru sfaturile sale constante și lui James de Candole pentru contribuția esențială la editarea acestui text.

Autor

Razvan Grecu conduce programul independent de cercetare a Candole Partners. Deține un doctorat în Științe Politice acordat de Școala Națională de Studii Politice și Administrative din București și un MA în Științe Politice acordat de Universitatea Central Europeană din Budapesta. A obținut mai multe burse de cercetare, cea mai recentă fiind cercetător Chevening la Colegiul Pembroke, Universitatea din Oxford.

Pentru mai multe informații, vă rugăm să vizitați www.candole.com

Ianuarie 2011

CUPRINS

Introducere	4
Importanța piețelor competitive.....	5
Pagubele materiale datorate duopolului	6
Concentrarea pieței în sectorul de producere a energiei electrice	8
Puterea de piață orizontală în sectorul de producție de energie electrică.....	8
Puterea verticală de piață.....	18
Prețuri	21
Piețele de echilibrare și a serviciilor de sistem.....	21
Prețurile energiei electrice pe piața en-gros	22
Periclitezi sectorul de electricitate pentru a ajuta sectorul cărbunelui	27
Concluzii și recomandări	30
Bibliografie	32
Anexă	33

INTRODUCERE

În acest studiu demonstrăm că planul guvernului român de a incorpora majoritatea producătorilor de energie electrică și a companiilor din minerit în două companii integrate vertical, denumite Hidroenergetica și Electra, va distruge competiția incipientă din piața de electricitate.

Vom începe prin a explica de ce piețele competitive sunt importante, cel mai important argument fiind faptul că ele contribuie la scăderea prețurilor și creșterea satisfacției clienților, mai degrabă decât la maximizarea profiturilor companiilor. Demonstrăm apoi de ce sectorul de producție de electricitate va fi controlat de către cele două companii planificate, îngrădind astfel competiția. Continuăm prin a arăta că structura pieței din sectorul de generare de electricitate va fi reprodusă pe alte piețe, în mod notabil pe piețele de furnizare de electricitate și a serviciilor de sistem. Argumentăm că această concentrare a pieței va crește prețul energiei electrice și va maximiza profitul duopolului în detrimentul consumatorilor și a celorlalți participanți din piață. Explicăm în mod succint argumentele reale din spatele deciziei de a crea cei doi campioni naționali. În final sintetizăm argumentele noastre și facem unele recomandări pentru viitoarele decizii asupra sectorului.

IMPORTANȚA PIEȚELOR COMPETITIVE

Competiția poate fi considerată o parte esențială a oricărei piețe funcționale, iar sectorul de electricitate nu face excepție. Numeroase studii au arătat că o structură concentrată conduce la un eșec al pieții și are efecte negative asupra consumatorilor finali. Criza de electricitate din California din 2000-2001 este adesea dată drept exemplu. Borenstein (2002) demonstrează că lipsa de competiție în acest caz a condus la o creștere alarmantă a prețurilor energiei electrice. O competiție inadecvată a creat pierderi împovăraătoare datorită ineficiențelor în procesul de producție și a rezultat într-un transfer de bunăstare dinspre consumatori către producătorii de electricitate. Studii similare au fost realizate și în Europa. Bower (2002), Fabra și Toro (2004) au folosit analiza de regresie pentru a arăta că reducerea marjelor de profit a fost cauzată în Anglia de o scădere semnificativă a concentrării economice pe piața de electricitate. Aceste studii conduc la concluzia că o piață competitivă permite o utilizare mai eficientă a resurselor, încurajează crearea de noi tehnologii și garantează prețuri mai mici, ceea ce determină o creștere a bunăstării consumatorului.

Puterea de piață poate fi definită ca reprezentând abilitatea companiilor dominante de a crește prețurile deasupra prețurilor de echilibru determinat de piață și menținerea acestora la nivel ridicat pentru o perioadă semnificativă de timp. Literatura economică și ghidurile privind analiza concentrărilor economice realizate de agenții naționale sau internaționale argumentează faptul că puterea de piață acționează în detrimentul competiției și a dezvoltării pieței, chiar dacă aceea putere nu este exercitată în mod real de firmele dominante. Procedura Comisiei Federale de Comerț cu privire la concentrările în plan orizontal din piață argumentează că „în evaluarea unei fuziuni care s-a încheiat, o problemă esențială nu o reprezintă numai efectele negative asupra competiției rezultate în urma fuziunii, ci și dacă aceste efecte sunt probabile a apărea în viitor. Dovezile privind creșteri de prețuri după fuziuni sau alte schimbări cu impact negativ asupra consumatorilor sunt considerate foarte importante”. Ghidurile evidențiază că o fuziune poate fi anticompetitivă “chiar dacă aceste efecte nu au fost încă observate, poate pentru faptul că firmele care au fuzionat sunt conștiente de posibilitatea analizelor antitrust post-concentrare și își moderează comportamentul pe piață. De aceea, agențiile iau în calcul același tip de dovezi în momentul în care evaluează fuziunile care nu au fost încă pe deplin implementate.” (Procedura FTC asupra fuziunilor orizontale, 2010)

O concentrare mare a piețelor și efectele aferente, o putere de piață sporită pentru companiile mari de pe piață, afectează competiția din două motive. Primul motiv este faptul că firmele ar putea manipula oferta pe piețele relevante pentru a-și maximiza profiturile nerezonabile pe seama consumatorilor. Cooperarea în piețele cu puține firme relevante este profitabilă din cauza costurilor de coordonare foarte mici. Pe de altă parte, piețele cu structuri similare cu cele ale competiției perfecte au costuri de coordonare foarte mari și astfel înțelegerile de piață devin strategii neprofitabile. Acest comportament manipulator este caracteristic sectorului de electricitate, unde cererea este inelastică: Electricitatea nu poate fi stocată în mod eficient și trebuie consumată în timp real. În plus, oferta internă este constrânsă de capacitatea de transmisie și de faptul că piețele regionale nu se pot integra din cauza insuficiențelor capacități de interconectare.

Al doilea motiv este funcționarea ineficientă a a pieței în momentul în care câteva firme cu putere de piață mare concurează pentru profit. Unele modele de competiție (Cournot) susțin că o alocare

ineficientă a producției și a prețurilor este probabilă pe o piață dominată de câteva firme (oligopol) cu putere de piață mare. Mai mult, există premise pentru companiile din oligopol de a forma carteluri sau de a colabora tacit în detrimentul consumatorilor (Borenstein și Bushnell, 1999). Modelele de competiție Cournot sunt relevante pentru sectorul de electricitate datorită ipotezelor principale asupra piețelor și competiției. Acestea presupun că firmele doresc să obțină profit, că nu există o diferențiere a produselor în piață, că firmele au o putere de piață (decizia unei firme de a vinde sau nu electricitate pe piață afectează prețul bunului respectiv) și că acestea concurează prin a alege în mod simultan cantitățile ce urmează a fi livrate pe piață la un anumit preț.

Pagubele materiale datorate duopolului

Două efecte sunt probabile ca urmare a analizării piețelor într-un asemenea mod. În primul rând, producția livrată pe piață este mai mică (penurie de bunuri) comparativ cu cea livrată pe o piață perfect concurențială. În al doilea rând, prețurile de pe o piață duopolistă dominată de firme cu o putere de piață considerabilă sunt mai mari comparativ cu piețele cu o concurență perfectă.¹ (Tirole, 1988) Această problemă este ilustrată mai jos.

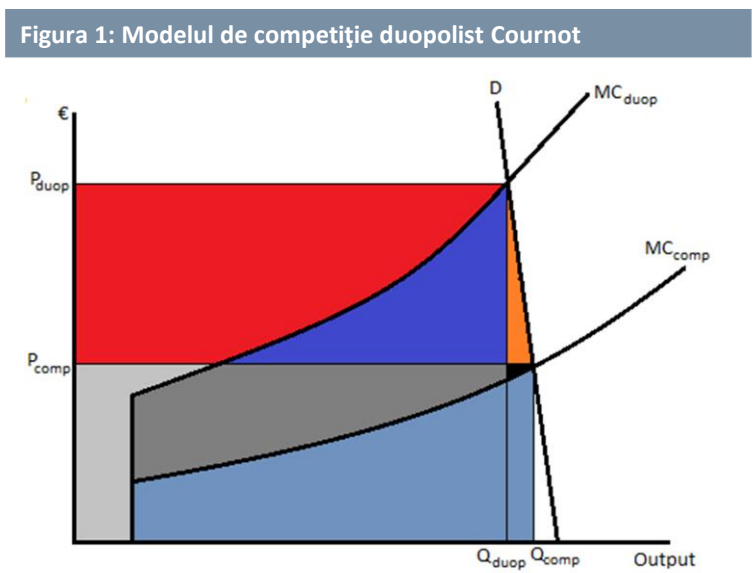


Figura 1 ilustrează pierderile sociale rezultate de pe urma creării unui duopol de tipul celui propus de guvernul român. Aceasta arată două curbe de cost marginal, una a companiilor în stare de competiție și cealaltă a duopolului, precum și o curbă inelastică a cererii. Forma curbei costului marginal este explicată de creșterea costurilor variabile totale în momentul creșterii producției și mai multe unități de producție sunt puse în funcțiune. Simplificăm modelul și presupunem că hidrocentralele nu au costuri variabile, în timp ce centralele alimentate cu gaz sau cărbune au cele mai mari costuri variabile. În competiție, costurile companiilor sunt reprezentate de zona albastru deschis, în timp ce zona gri deschis și cea neagră reprezintă rentele obținute de aceste companii. Prin crearea unui

¹ Piețe cu mai mulți actori semnificativi.

duopolul, cheltuielile variabile totale cresc datorită ineficiențelor de producție. Acestea sunt reprezentate de zonele gri și albastru închis. Datorită abuzului de putere de piață, rentele obținute de companii într-un duopol se vor majora cu o cantitate măsurată de zona colorată în roșu. Astfel, consumatorii vor plăti prețuri mai mari pentru produsul final. În plus, țara va suferi o pierdere de bunăstare economică reprezentată de zonele triunghiulare portocaliu și negru. Această pierdere reprezintă cantitatea adițională de electricitate consumată la un preț mai mic pe o piață competitivă. Aceasta cantitate de electricitate suplimentară nu ar exista într-o piață duopolistă.

Studiile empirice asupra piețelor de electricitate susțin aceste concluzii. Analizele piețelor europene de electricitate au arătat că volumele livrate consumatorilor sunt semnificativ mai mici comparativ cu cele existente într-o piață perfect concurențială, ceea ce determină marje semnificative pentru companiile de electricitate. (Wolfram, 1999; Green și Newbery, 1992) London Economics a realizat o analiză a unor piețe europene de electricitate. Una dintre concluzii este că marjele de profit sunt considerabil mai mari pe piețele concentrate (Franța cu 149.6% în 2005) decât în țările cu o concentrare de piață mai mică (Germania cu 15.2% în 2005) (London Economics, 2007).

O analiză a Comisiei Europene în sectorul european de energie a evidențiat deficiențe considerabile în privința modului în care funcționează piețele de electricitate. Acest studiu a arătat că sectoarele de producție de electricitate au rămas foarte concentrate și naționale în ceea ce privește scopul lor. Producătorii de electricitate au posibilitatea de a-și diminua capacitățile de producție pentru a putea majora prețul electricității. Concentrarea puternică a pieței în sectorul de producție este consolidată de contractele încheiate pe termen lung. De asemenea, o concentrare mare a pieței în sectorul de generare a electricității este reflectată în sectoarele subsecvente, în special în comercializarea en-gros de electricitate.

Studiul CE a concluzionat că puterea de piață verticală conduce la o ofertă de electricitate suboptimală pe piața en-gros. O lichiditate mică a pieței en-gros consolidează puterea de piață a companiilor dominante (care controlează majoritatea capacităților de producție) și reprezintă o barieră importantă pentru intrarea de noi firme pe piață.

În plus, analiza a arătat că integrarea piețelor (exportul și importul) nu conferă o protecție semnificativă în fața concentrărilor de piață din cauza capacităților de interconectare insuficiente. În plus, ea a demonstrat că mărirea piețelor reglementate și contractele bilaterale îngreșesc competitivitatea pieței. De asemenea, contractele de furnizare pe termen lung și o putere mare de piață în sectorul de generare limitează competiția în sectorul de retail. Totodată, analiza a dovedit că piețele de echilibrare sunt controlate de companiile dominante (majoritatea integrate vertical). Tarifele de echilibrare sunt nejustificat de mari și adesea favorizează companiile prezente, în detrimentul noilor jucători.²

² Raportul Direcției Generale de Competiție asupra analizei din sectorul de energie, 2007.

CONCENTRAREA PIEȚEI ÎN SECTORUL DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE

În această secțiune argumentăm că duopolul propus de guvernul român în sectorul de producție de electricitate va crește prețurile și va descuraja intrarea unor noi firme pe piață. Hidroenergetica și Electra vor avea suficiente capacități disponibile pentru a satisface cererea (de bază și vârf) pe termen scurt și mediu, lăsând puțin spațiu disponibil pentru o competiție care să vină din exteriorul acestor două firme, în special dacă luăm în considerare costurile variabile reduse ale activelor moștenite de la Hidroelectrică și Nuclearelectrică.

Duopolul va avea interesul de a preveni intrarea pe piață a unor noi participanți printr-un comportament cunoscut ca fiind bariere de tip vertical (*vertical foreclosure*), prin intermediul controlului lor asupra minelor de cărbune. În paginile următoare, vom analiza consecințele exercitării potențiale a acestei puteri de piață dominante în două segmente: în plan orizontal (într-un segment al lanțului de producție) și în plan vertical (de-a lungul lanțului de producție).

Puterea de piață orizontală în sectorul de producție de energie electrică

Companiile dominante și potențialul de abuz al pieței

Dacă o companie deține o putere de piață semnificativă în plan orizontal, atunci ea poate fi capabilă să limiteze competiția și să crească prețurile. În această secțiune respingem argumentul guvernului că formarea celor două companii integrate vertical va crește competiția în sectorul de generare a energiei electrice. Explicăm apoi faptul că duopolul va fi un impediment important pentru o competiție reală în sectorul de producție a energiei electrice, fapt care va genera prețuri mai mari pe piața en-gros și investiții mai puține.

Guvernul susține că actuala structură a pieței, cu producători de electricitate divizați conform tipului de combustibil nu constituie o bază solidă pentru competiție. Motivația oficială este că producătorii pe bază de gaz sau cărbune cu costuri marginale mari nu pot concura cu Hidroelectrică și Nuclearelectrică care sunt mai eficiente, astfel încât competiția este îngrădită. Guvernul pretinde că restructurarea majorității producătorilor deținută de stat nu va avea un impact negativ asupra competiției având în vedere trei motive principale.

Primul motiv este estimarea că producția de electricitate va crește la 90TWh până în 2020, de la mai puțin de 57TWh în 2009. Guvernul susține că majoritatea producției suplimentare va fi generată de către producători privați. Al doilea motiv este renunțarea de către noile companii integrate vertical la activele de producție învechite, în special la cele din flotele de generare pe gaz sau cărbune, ceea ce ar putea crea cerere pentru capacități noi de producție. Al treilea motiv este apariția unor noi capacități de producție până în 2017. Acestea sunt reactoarele nucleare 3 și 4 de la Cernavodă

(EnergoNuclear), Galați (Enel, CEZ), Brăila (Enel, E.ON), Doicești (Mechel) și aproximativ 3000MW instalați în centrale eoliene.

Nu suntem de acord cu aceste argumente. Pentru a demonstra impactul duopolului asupra pieței de producere a energiei electrice am calculat indicele ofertei reziduale (IOR) pentru țările membre UE pe baza capacităților instalate și a cererii estimate de electricitate.³ IOR a devenit în ultimii ani instrumentul de măsură standard pentru gradul de competitivitate a piețelor de electricitate.⁴ Acesta măsoară capacitatea producătorilor de a acoperi cererea de pe piață prin excluderea capacităților disponibile ale companiei dominante. IOR arată măsura în care satisfacerea cererii de electricitate depinde de cel mai mare producător de pe piață. Cu cât mai mare este indicele IOR, cu atât mai puțin concentrată este piața de electricitate. Pentru a confirma calculele noastre, am calculat indicele Herfindahl-Hirschman pe baza capacității instalate a primilor trei producători și am corelat cei doi indici.⁵ Coeficientul de corelație dintre IOR și IHH este negativ și conform așteptărilor, semnificativ din punct de vedere statistic ($r = -0.83^{***}$).⁶

Rezultatele arată că apariția celor două companii integrate vertical va scădea în mod semnificativ competiția pe piața de producere a energiei electrice. Figura 2⁷ de mai jos arată distribuția țărilor europene în funcție de capacitățile totale instalate (anul 2007) și indicele ofertei reziduale.

Pe actuala structură de piață România are una din cele mai mari valori ale IOR (aproximativ 2.5), ceea ce indică o piață mai degrabă competitivă. Am modelat evoluția structurii pieței după crearea duopolului în doi pași. În primul rând, am calculat IOR pe baza capacității totale instalate (aproximativ 20TW) și cel mai mare producător (Hidroenergetica, cu circa 8.000MW capacitate instalată). Prin urmare, IOR a scăzut cu aproximativ 1 punct (vezi săgeata verde din Figura 2 de mai jos). În al doilea rând, am calculat o a doua valoare IOR folosind capacitatea instalată a celor două companii. IOR a scăzut sub valoarea de 1, sugerând că cele două firme vor fi firme pivot iar ceilalți producători nu vor avea capacitatea de a acoperi cererea de electricitate.⁸ Cu alte cuvinte, din una dintre cele mai puțin concentrate piețe din Europa, România se va transforma într-una dintre piețele cele mai concentrate. Din moment ce ambele companii vor fi controlate de o singură agenție guvernamentală, este rezonabil să ne așteptăm că piața va deveni aproape monopolistă, lipsită de o competiție reală între cei doi producători și cu o probabilitate ridicată de colaborare asupra prețului.

³ Datele cu privire la capacitățile instalate au fost colectate de pe EIA, 2007. Cererea de electricitate (în MW) în 2007 a fost calculată din consumul total raportat de EIA pentru țările UE27, împărțit la 8.600 de ore.

⁴ Pentru o analiză comprehensivă a indicelui IOR pe piața de electricitate vezi "Definirea competiției pe piețele europene de electricitate folosind indicele ofertei reziduale", un studiu recent al London Economics-Global Energy Decision/Ventyx și Direcția Generală de Competiție, Februarie 2008. Document de lucru. London Economics.

⁵ În acest raport am calculat indicele HH pe baza capacității instalate a primilor trei producători pentru a reproduce metodologia de analiză a concentrării de piață din sectoarele de generare și furnizare a energiei electrice folosită de autoritatea de reglementare din România.

⁶ Coeficientul de corelație este negativ datorită relației inverse dintre IOR și IHH. Deoarece IHH este calculat ca sumă a pătratelor cotelor de piață, o valoare mare a indicelui HH arată că piața este foarte concentrată. Pe de altă parte, o valoare mare a IOR arată că producătorii rămași sunt capabili a acoperi cererea de electricitate chiar dacă capacitatea celui mare generator este indisponibilă.

⁷ Țările baltice și nordice au fost analizate ca grupuri având în vedere că piețele lor de electricitate sunt bine integrate.

⁸ Un producător devine pivot pe piață dacă cererea nu mai poate fi satisfăcută în absența producției sale.

Puterea de piață orizontală prognozată a celor două companii este arătată în Figura 3 de mai jos. Aceasta arată în ce măsură cererea de electricitate din sezonul de vârf (iarna) și sezonul de vară (când cererea este mai mică) este acoperită de către cele două companii. Pentru a crea figura respectivă, am scăzut cererea medie orară (în MW) din capacitățile disponibile ale celor două companii.

Figura 3 arată că cele două companii au capacitate suficientă pentru a acoperi cererea în timpul verii și iernii. Hidroenergetica și Electra vor avea combinat o capacitate medie suplimentară de aproximativ 6,000MW pentru a acoperi cererea din orele de vârf ale sezonului de iarnă. Capacitate disponibilă medie suplimentară pentru a acoperi cererea în orele de vârf în sezonul de vară este de aproximativ 7,500MW, aproape dublă comparativ cu capacitatea disponibilă independentă care nu va fi inclusă în Hidroenergetica and Electra.⁹

Capacitățile disponibile de bază (hidrocentrale și nuclear) ale celor două companii pot acoperi în totalitate cererea de electricitate din timpul verii și pe cea din intervalul orar cu consum redus din timpul iernii (orele 1am-7am). În plus, capacitatea disponibilă suplimentară necesară pentru a acoperi cererea de vârf în sezonul de iarnă este de 1,155MW. Orice producător independent (privat, deținut de stat sau autoritățile locale) care va concura pentru această nișă va trebui să intre în competiție cu activele depreciate pe cărbune ale Electra.¹⁰

Curbele ordinelor de merit de mai jos care compară costurile marginale variabile¹¹ ale producătorilor de electricitate (vezi Figura 4) sugerează faptul că eventuala competiție în sectorul producției de electricitate va fi restricționată exclusiv pentru acoperirea cererii de vârf din sezonul de iarnă (liniile roșii reprezintă cererile de vârf și de bază din timpul iernii). Deoarece cererea din timpul verii este în totalitate acoperită de activele hidroelectrice și nucleare ale Hidroenergetica și Electra, doar o mică parte a capacității pe cărbune este necesară pentru a acoperi cererea de vârf din iarnă. Așa cum Figura 5 arată, competitorii celor doi campioni naționali vor avea costuri marginale mai mari dat fiind faptul că aceștia vor opera cel mai probabil centrale alimentate cu cărbune sau gaz.

Considerând că cele două companii vor fi controlate de către o singură agenție, este posibil ca acestea să colaboreze în a limita oferta și a crește prețurile. Acest comportament necompetitiv este cunoscut sub denumirea de retragere de capacitate și implică fie prezentarea unor capacități disponibile mai mici decât cele reale, fie raportarea unor costuri variabile mai mari. O comparație a curbei ordinii de merit cu curbele de putere zilnice arată că acest fapt s-ar întâmpla deja în structura actuală de piață și, prin diminuarea costurilor de coordonare, există motive să ne așteptăm ca acest comportament să devină mai frecvent și mai coordonat odată ce firmele vor încerca să își maximizeze rentele în detrimentul a ceea ce ar putea fi un preț de piață competitiv.

⁹ Capacitatea totală disponibilă care nu va fi inclusă în cele două companii naționale este de aproximativ 4,166MW, la sfârșitul lui decembrie 2010.

¹⁰ 1,826MW sunt necesari pentru a acoperi cererea de vârf de putere, a 3-a miercuri din luna decembrie 2010.

¹¹ Costul mediu marginal a fost calculat folosind conturile de profit și pierderi ale producătorilor de electricitate în 2008 și 2009. Acestea au fost calculate folosind costurile cu combustibilul, costul cu electricitatea și apa, costurile de întreținere și alte costuri materiale. Costul marginal al producătorilor pe bază de cărbune este valoarea mediană a costurilor marginale ale CE Turceni, CE Rovinari, CE Craiova, Termoelectrica și Electrocentrale Deva. Costul marginal al producătorilor pe bază de gaz natural este reprezentat de Elcen București. Sursa: ISI Emerging Markets, contul de profit și pierderi, 2008, 2009.

Situația din piață sugerează faptul că Hidroelectrica își retrage o parte din capacitățile disponibile în momentul în care acestea sunt în ordinea de merit pentru a crea o penurie temporară în piață, crescând prețurile la un nivel care acoperă costurile variabile ale centralelor pe cărbune, permițându-le astfel să se mențină pe piață (vezi Figurile 13 și 14 din anexă). Producția centralelor pe cărbune nu este necesară pentru a acoperi cererea de bază; cu toate acestea curbele de putere conțin o proporție semnificativă a producției pe bază de cărbune. Hidroelectrica poate astfel să cumpere o parte a producției centralelor pe cărbune și să o revândă furnizorilor de electricitate într-un mix de combustibil ce include producția hidro ieftină.¹² Membrii guvernului tolerează acest comportament necompetitiv pe piața de producție a energiei electrice, referindu-se adesea la nevoia de a subvenționa sectorul neprofitabil al centralelor pe gaz și cărbune prin redistribuirea marjelor din producțiile hidro și nuclear ale Hidroelectrica și Nuclearelectrica.

În acest moment, cele aproximativ 4,166MW reprezentând activele care vor rămâne în afara duopolului (14,000MW în total) nu pot concura cu cei doi campioni dat fiind faptul că majoritatea acestora este reprezentată de capacități în cogenerare depreciate sau centrale pe cărbune cu costuri variabile mari și/sau producție sezonieră. Guvernul recunoaște costurile ridicate de producție ale producătorilor de electricitate care nu vor fi incluse în duopol, dar argumentează că aceștia ar trebui considerați competitori serioși pentru cele două companii naționale.¹³

În concluzie, Hidroenergetica poate acoperi în totalitate cererea de electricitate din timpul verii precum și cererea din orele cu consum redus din timpul iernii.¹⁴ Capacitatea disponibilă a Electra este apropiată de nivelul necesar pentru a acoperi întreaga cerere din timpul verii; de asemenea, compania este capabilă să acopere și cererea din intervalul orar de consum redus din timpul verii. Sunt prea puține stimulente pentru apariția unor noi firme în special datorită controlului Electra asupra minelor de cărbune (pentru mai multe detalii vezi secțiunea referitoare la impactul concentrării de piață de tip vertical), chiar dacă unele dintre centralele Electra vor fi scoase gradual din funcțiune până în 2020, conform planurilor guvernului.

¹² Fostul director general al Hidroelectrica a afirmat în octombrie 2010 că Hidroelectrica a fost obligată doi ani mai devreme de către ministerul economiei să cumpere o cantitate anuală de 1TWh de la producătorul pe bază de cărbune Paroșeni, o centrală deținută de compania aflată în stare de faliment Termoelectrica. Prețul a fost reglementat de către minister la RON 179-230/MWh. Prețul mediu al contractelor OTC a fost de RON 146/MWh în 2008, în timp ce prețurile medii pentru contractele futures și piața pentru ziua următoare au fost de RON 177/MWh și respectiv RON 189/MWh.

¹³ În documentul său care susține reorganizarea sectorului de energie, guvernul raportează următoarele prețuri unitare actualizate (PUA, €/MWh) ale centralelor independente de cele două companii naționale: CTE Doicești (112), CTE Braila (99), CTE Borzesti (144), CTE Galați (99). Prin comparație, prețurile unitare actualizate ale celor două companii naționale au fost calculate la 44 și 45.

¹⁴ Valorile negative din Figurile 3 și 4 arată că cele două companii naționale au capacități disponibile mai mari decât cererea orară.

Figura 2: Capacitatea instalată și concentrarea de piață (Indicele Ofertei Reziduale), 2007

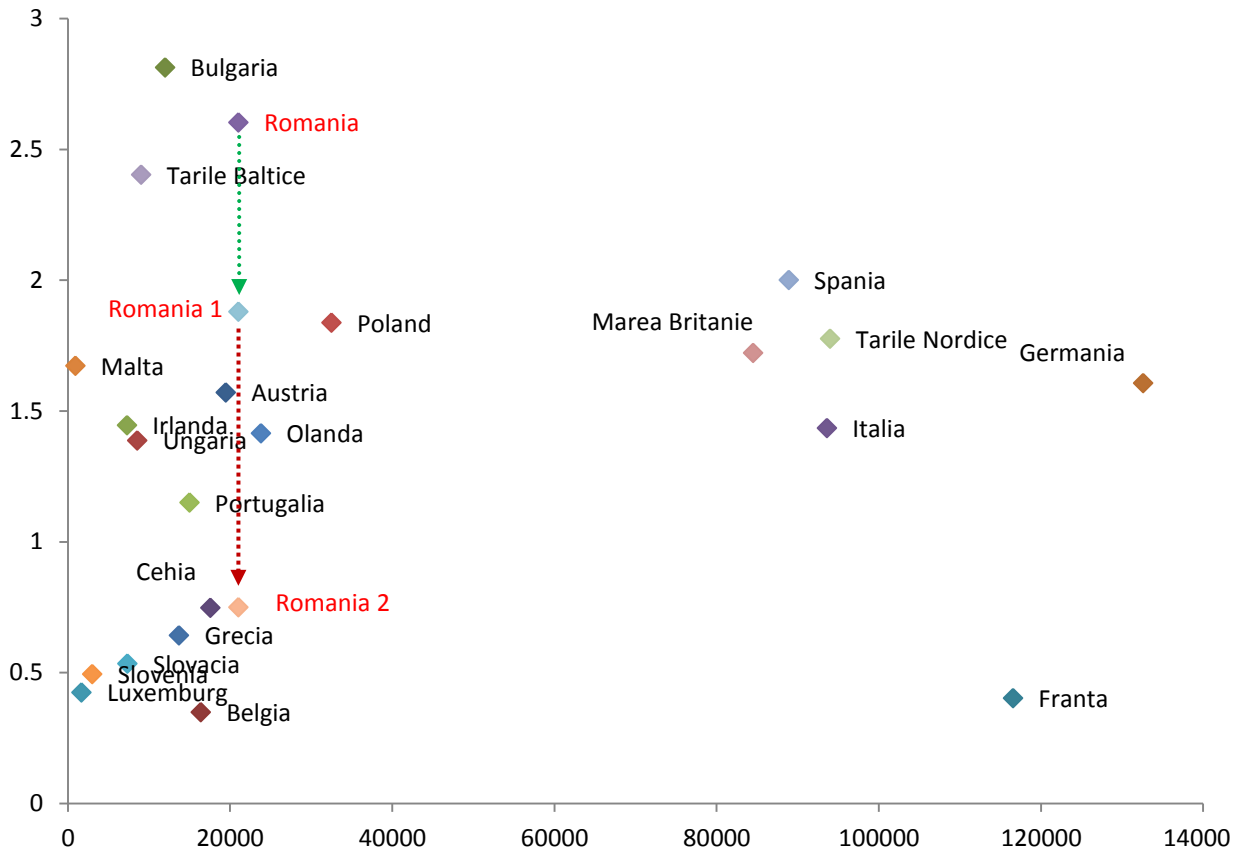
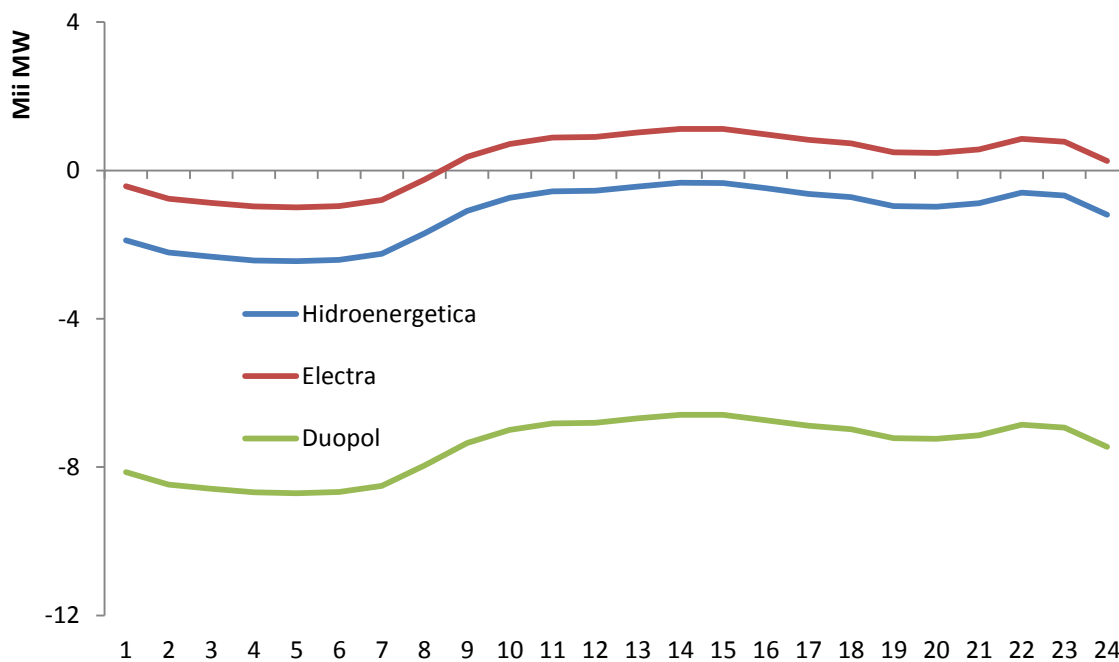


Figura 3: Puterea de piață a celor doi campioni naționali

Capacitățile disponibile, vara (iulie 2010), a 3-a miercuri (MW)



Capacitățile disponibile, iarna (decembrie 2010), a 3-a miercuri (MW)

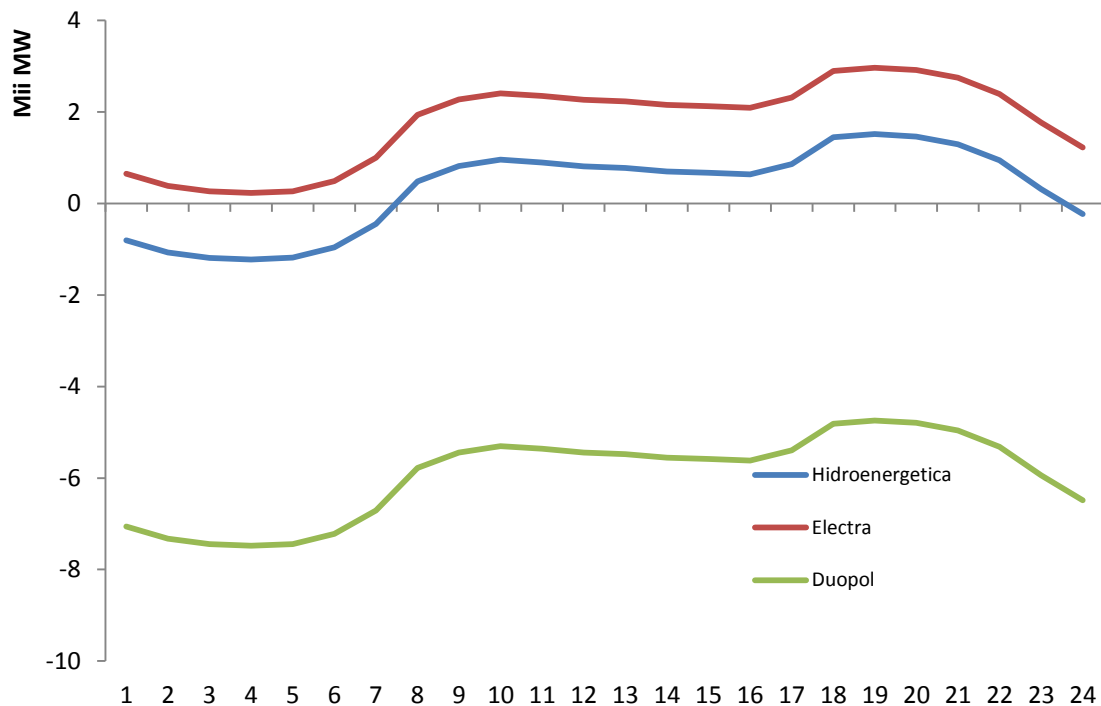


Figura 4: Curba ordinii de merit pe baza capacității disponibile și cererile de varf și de bază din timpul verii și iernii (MWh și €/MWh)

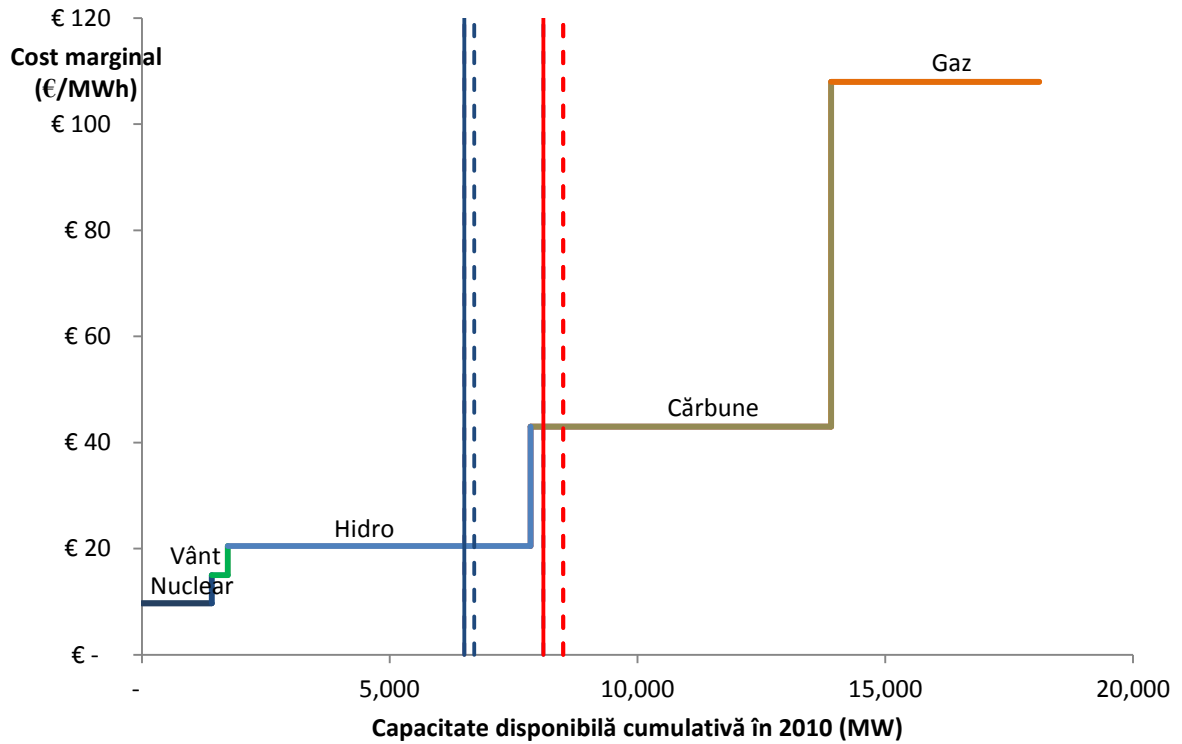
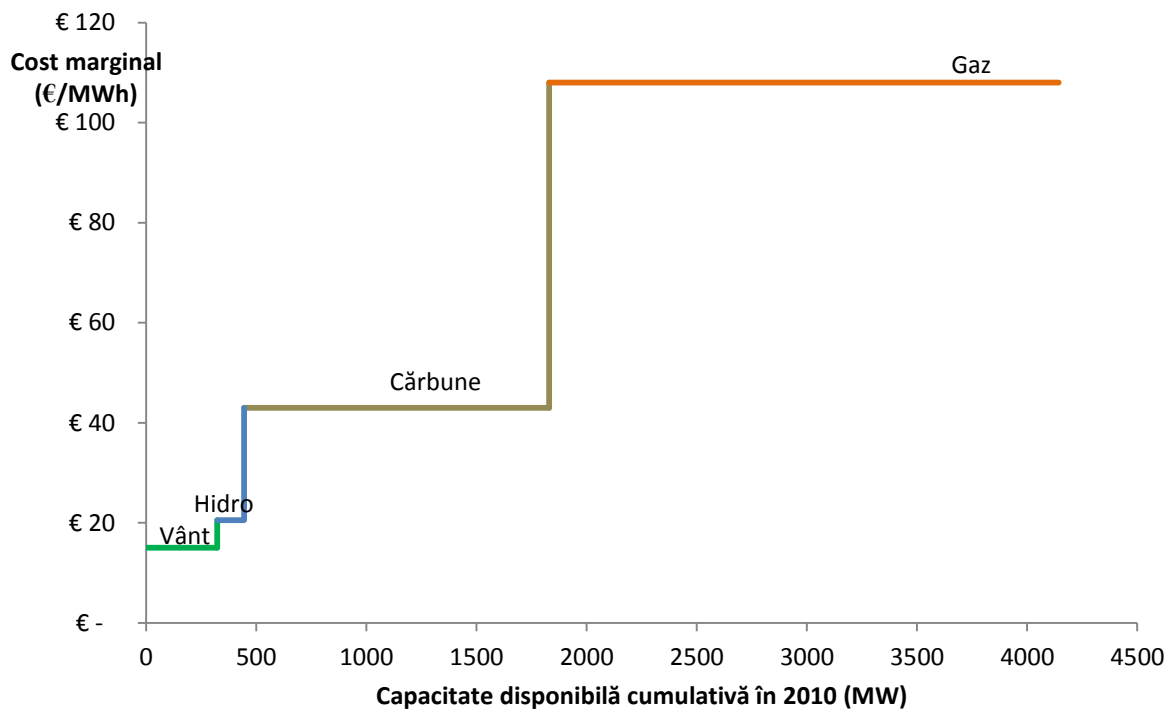


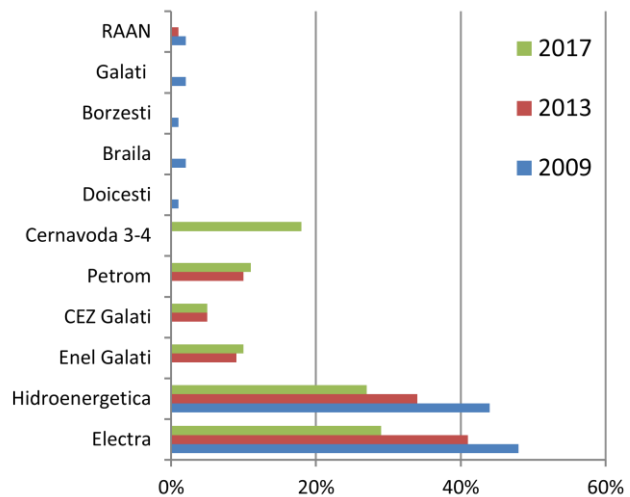
Figura 5: Ordinea de merit a capacităților disponibile independente (MWh și €/MWh)



Vor apărea oare investitorii privați?

Guvernul susține că oricare ar fi impactul negativ al duopolului asupra pieței, acesta va fi remediat pe termen mediu odată ce noi investiții private în capacități de generare cu costuri variabile mai mici vor tempera puterea de piață a celor două firme. Guvernul presupune că investițiile în cele două reactoare nucleare de la Cernavodă, în centrala CCGT a Petrom (cel mai mare producător de petrol din România) și un număr de proiecte asupra cărora s-a convenit în perioada 2006-2008 de către Termoelectrica și investitori privați precum Enel, E.ON și CEZ (vezi Figura 6) vor fi implementate. Guvernul consideră că noile capacități eoliene, care vor fi instalate în anii ce vor urma, vor reduce în mod semnificativ puterea de piață a celor doi campioni naționali.

Figura 6: Estimările guvernului asupra cotei de piață a producătorilor de electricitate



Sursa: Guvernul României

Aceste argumente sunt exagerate. În afară de centrala Petrom de 860MW alimentată cu gaz natural, care va deveni operațională în 2011-2012, celelalte proiecte rămân la stadiul de plan. CEZ a anunțat că se retrage din proiectul de la Galați cu Termoelectrica pentru centrala CCGT de 400MW. În plus, proiectele Enel și E.ON cu Termoelectrica au întârzieri impresionante din cauza birocrăției și neînțelegerilor dintre producătorii de stat și cei privați asupra contribuțiilor financiare în aceste proiecte. Construcția reactoarelor de la centrala nucleară Cernavodă este tergiversată de lipsă de finanțare și a indeciziei guvernului. Acesta dorește să dețină controlul majoritar în proiect, însă îi lipsesc banii necesari pentru a finanța această participare majoritară.

În plus, noile capacități de generare private nu vor periclita puterea de piață a Electra și Hidroenergetica. Aceste noi capacități vor scădea doar cotele de piață ale producătorilor mici și medii, cum ar fi centralele depreciate ale Termoelectrica încă în funcțiune (Mintia, Doicești, Borzești), care nu vor fi incluse în cele două companii integrate. Noile investiții private, dacă într-adevăr vor apărea, nu vor diminua puterea de piață a campionilor naționali. Aceste vor putea doar să înlocuiască acei producători care probabil vor trebui închiși deoarece nu respectă obligațiile UE în materie de mediu.

De asemenea, guvernul consideră că noii producători eolieni vor diminua puterea de piață a Electra și Hidroenergetica. Este dificil a concepe că producătorii de energie regenerabilă eoliană, care este în mod natural impredictibilă, vor putea concura cu centralele mari hidroelectrice, nucleare sau alimentate cu cărbune ale celor doi campioni naționali. Pentru început, piețele relevante de electricitate sunt diferite. Producători de energie regenerabilă eoliană vor tranzacționa electricitate pe piața spot sau pentru ziua următoare. Pe piața contractelor futures, cei doi campioni naționali vor

avea un puternic avantaj competitiv datorită capacității lor de a produce electricitate în mod constant.

Legislația care este schițată în momentul de față de către ANRE va limita apetitul pentru investiții al marilor producători de energie regenerabilă. Este probabil că aceștia nu vor putea să vândă producția pe piețele reglementate, relativ mari și lichide, și vor fi responsabili pentru dezechilibrele din rețea. Și chiar dacă producători de energie eoliană ar putea să reducă prețul electricității pe piața spot or pentru ziua următoare datorită costurilor marginale reduse, capacitatea lor de a concura cu producătorii mari de energie hidroelectrică, nuclear sau pe bază de cărbune va fi limitată de costurile mari de pe piața de echilibrare (vezi mai jos). În plus, având în vedere că aceștia vor fi localizați într-o zonă geografică redusă, congestia rețelei de transmisie va diminua probabil și mai mult capacitatea lor de a concura campionii naționali deținuți de stat.

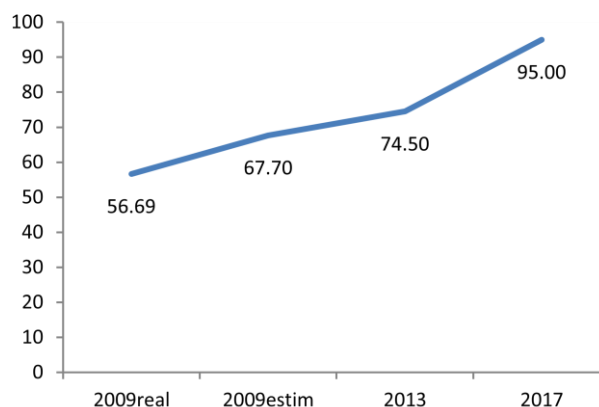
Poate că cel mai puternic argument împotriva politicii guvernului este că investitorii privați vor ezita a investi pe o piață unde vor fi captivi ai producătorilor deținuți de stat. Puterea de piață a celor doi campioni naționali îi va transforma în formatori de prețuri, cu capacitatea de a controla formarea prețurilor pe piața en-gros. În plus, investitorii privați nu vor putea fi competitivi din punct de vedere al prețului cu producătorii deținuți de stat ale căror active sunt în marea majoritatea depreciate. În plus, prin manipularea producției și a prețurilor, campionii naționali ar putea determina orice competitor semnificativ să iasă din piață.

Va fi diminuată concentrarea pieței prin creșterea cererii și a importurilor?

Guvernul susține că o cerere sporită de electricitate va rezolva în mod automat problema concentrării mari de piață, fie prin investiții în capacități noi de generare, fie prin importuri mai mari de electricitate.

Nu suntem de acord. Considerăm că această prognoză de creștere agresivă a cererii necesară pentru a diminua cota de piață a celor doi campioni este lipsită de fundament. Pentru a atinge un IOR de 2, care indică o piață aproximativ competitivă, capacitatea totală va trebui dublată, presupunând că Hidroenergetica și Electra vor menține capacitățile lor disponibile constante.¹⁵ Credem că estimările guvernului asupra producției totale de electricitate de aproximativ 100TWh până în 2020 sunt supraevaluate (vezi Figura 7). Recesiunea economică din 2009-2010 și incerta revenire din 2011 face improbabilă această creștere a consumului de electricitate.

Figura 7: Estimările guvernului asupra producției de electricitate (TWh)



Sursa: Strategia energetică a României, 2007 și raportul lunar al ANRE, decembrie 2009

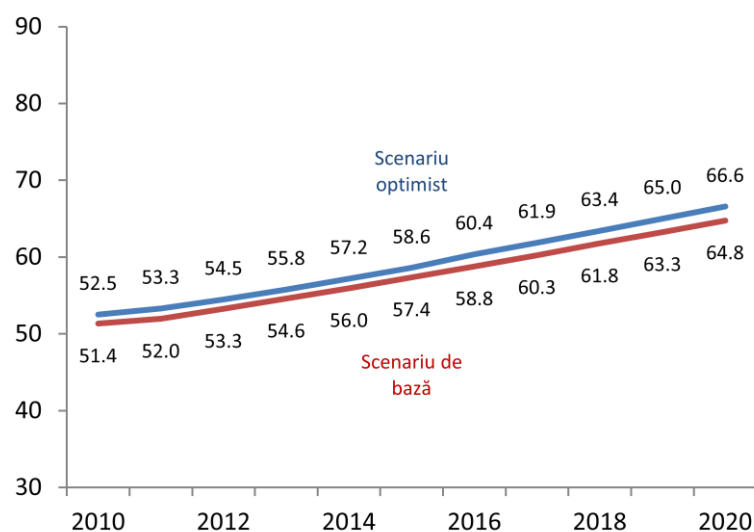
¹⁵ Iar cererea ar crește la 11.000MW, conform celui mai optimist scenariu al Transelectrica.

Proгноzele guvernului sunt arareori de încredere. Este imprudent să fundamentezi o politică care va avea un impact imediat și negativ asupra deciziei investitorilor, prețurilor și lichidității pieței de electricitate pe asemenea estimări incerte și de lungă durată. Strategia energetică a României din 2007 preconiza o producție de electricitate de 67.7TWh în 2009, cu aproape 20% mai mare decât producția reală de 57TWh. Estimările Transelectrica pentru cererea de electricitate sunt mult mai moderate comparativ cu cele ale guvernului. Figura 8 de mai jos arată scenariul optimist al Transelectrica asupra consumului de electricitate din următorii 10 ani. Transelectrica estimează 66,6 TWh în 2020 în cel mai bun posibil scenariu, cu 33TWh mai puțin decât guvernul și doar cu 11TWh mai mult decât în 2008, anul cu cel mai mare consum de electricitate. Conform Transelectrica, cererea netă de vârf este estimată la 11.000MW. Adăugând o rezervă de putere de 30%, capacitatea instalată necesară ar fi aproximativ 14.500MW. Aceasta echivalează cu capacitatea instalată a celor doi campioni naționali sau cu 4.000MW mai puțin decât capacitate disponibilă a României la momentul actual. Plecând de la ipoteza că prognozată capacitate totală eoliană va crește în anii ce vor urma și că 1.400MW vor fi instalați în centrala nucleară de la Cernavodă (în care statul deține majoritatea astăzi, cu un procent de 60%), este improbabil ca vreo capacitate suplimentară să fie necesară în următorul deceniu.

Guvernul susține că importurile sunt o altă sursă de competiție pentru campionii naționali. Acest argument este eronat. În primul rând, capacitățile de interconectare cu țările vecine și modul în care acestea sunt tranzacționate indică faptul că suntem departe de ceea ce înseamnă o piață regională integrată cu o lichiditate suficientă pentru a putea scădea cotele de piață ale Hidroenergetica și Electra. În plus, România este un exportator de electricitate, cu importuri

reprezentând mai puțin de 1,4% din consumul final de electricitate din 2009. Doar 1,5TWh au fost importați în 2008 și 2009 comparativ cu 8,52TWh exportați în aceeași perioadă.¹⁶ România exportă cantități semnificative în Serbia și Ungaria (1.649GWh și 585GWh în 2009) și importă din Ucraina (1.791GWh). Bulgaria, singura țară cu potențial pentru a deveni un exportator important de

Figura 8: Estimări asupra consumului de electricitate, 2010-2020 (TWh)



Sursa: Transelectrica

¹⁶ Raportul lunar ANRE asupra pieței de electricitate, decembrie 2009, pg. 7.

electricitate către România, nu va avea capacitate suficientă dacă nu va finaliza centrala nucleară de la Belene.¹⁷

Puterea verticală de piață

Puterea de verticală piața poate fi definită drept capacitatea unei companii integrată vertical, cu operațiuni în mai multe sectoare, de a folosi poziția sa dominantă într-un anumit sector pentru a-și crește profitul general. Considerăm că formarea celor doi campioni naționali va conduce la două tipuri de abuz de piață: oprirea accesului pe piață prin intermediul barierelor verticale (*vertical foreclosure*) și restrângerea marjelor de profit.

Blocarea accesului pe piață prin bariere verticale

Oprirea accesului pe piață prin operațiuni verticale (*vertical foreclosure*) este un tip de comportament necompetitiv în care o firmă dominantă își folosește poziția dominantă dintr-un segment al pieții (de obicei un segment cu costuri mari de intrare pe piață) pentru a bloca intrarea unor firme noi într-un alt segment de piață (cu costuri de intrare mai mici). Noi considerăm că monopolul Electra și Hidroenergetica asupra resurselor de lignit și uilă ar putea afecta în mod semnificativ dezvoltarea competiției în sectorul de generare de energie electrică.

Electra și Hidroenergetica vor controla rezervele de lignit (produse de SNL Oltenia) și uilă (CNH Petroșani). În plus, guvernul controlează cea mai mare parte a rezervelor locale de gaze naturale prin intermediul companiei de state Romgaz.¹⁸ Controlul guvernului și a celor doi campioni naționali asupra rezervelor convenționale de combustibil va descuraja noi intrări pe piața de generare de electricitate.

Electra va putea bloca accesul pe piață al generatorilor privați din surse de combustibil fosili prin intermediul operațiunilor verticale în două feluri (sau prin intermediul unei combinații a acestora). În primul rând, Electra poate retrage capacități de producție prin raportarea unor rezerve de cărbune mai mici decât rezervele reale. Capacitățile de generare de electricitate ale celor două companii naționale nu vor fi afectate deoarece ele vor beneficia probabil de contracte de aprovizionare cu cărbune pe termen îndelungat. Managementul viitor al Electra și Hidroenergetica au anunțat deja intenția de a închide o parte din minele de lignit și uilă existente. Penuria de cărbune din resursele locale va determina generatorii de electricitate din cărbune să apeleze la importuri. Însă importul de cărbune de pe piețele europene este scump și ar face ca generatorii privați să devină necompetitivi. Prețul contractelor futures pentru cărbune cu scadență între 2011-2016 variază în jur de \$ 116-126/tonă¹⁹, semnificativ mai mare decât prețul lignitului și uilei pe piața locală (vezi Tabelul 1).

O altă modalitate prin care Electra ar obține un efect similar pe piață ar fi prin intermediul raportării unui cost marginal al activității de minerit mai mare decât cel real. Această modalitate ar crește costul marginal al unei potențiale firme nou-intrată în sectorul de generare de electricitate la un nivel

¹⁷ Pentru un sumar al argumentelor economice împotriva centralei nucleare Belene, citiți raportul nostrum [aici](#).

¹⁸ Romgaz are o cotă de piață de 51-53% din producția locală de gaz natural.

¹⁹ Prețul futures la lună pe piața ICE Rotterdam.

la care respectiva firmă ar deveni necompetitivă în raport cu capacitățile pe lignit ale Electra, care sunt deja depreciate.

Tabel 1: Prețul lignitului și huilei din resursele interne ²⁰		
	SNL Oltenia	CNH Petrosani
Producție (tone)	14.400.400	1.975.300
Venituri din vânzarea producției (lei)	880.055.515	408.389.328
Preț/tonă (\$/tonă)	20,04	67,79

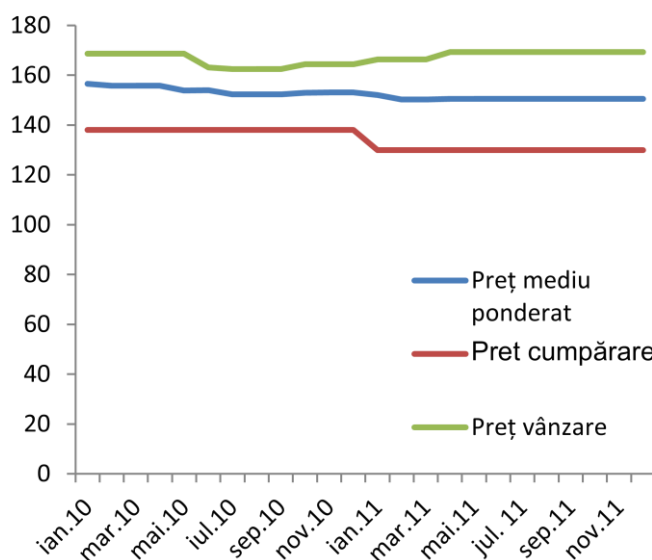
Reducerea marjelor de profit

Un al doilea obstacol în fața unei competiții reale determinat de concentrarea pe verticală este tipul de comportament denumit reducerea marjelor de profit. Reducerea marjelor de profit descrie situația în care o companie își folosește poziția dominantă într-unul din segmentele pieței cu bariere mari de intrare, cum ar fi sectorul de producție de electricitate, pentru a-și maximiza profiturile totale prin intermediul influențării marginilor dintr-un alt segment cu costuri reduse de intrare pe piață, cum sunt segmentele de furnizare și trading.

Considerăm că cei doi campioni vor fi capabili să-și folosească pozițiile dominante în zonele cu bariere semnificative de intrare, cum ar fi minerit și producția de electricitate, pentru a afecta negativ competiția în sectorul de trading. Sectorul de trading ar deveni necompetitiv, în ciuda faptului că ar putea părea că nu există nici o problemă de competiție ridicată de concentrarea pieței în plan orizontal. De exemplu, ar putea continua să existe un număr de traderi de electricitate, fiecare controlând o proporție relativ mică din piață. Totuși, modul în care piața funcționează va fi dictat de duopol.

Sectorul en-gros de trading s-a dezvoltat relativ rapid, în ciuda faptului că piața futures este încă relativ nelichidă.²¹ Existau 76 de traderi de electricitate operaționali pe piețele en-

Figura 9: Prețul contractelor futures, livrare lunară 2010-2011 (RON/MWh)



²⁰ Toate datele sunt colectate pentru anul 2009. Datele despre producție ne-au fost raportate în mod direct de către cele două companii. Veniturile din producția vândută reprezintă valorile raportate în rapoartele de venituri și cheltuieli raportate de către ISI Emerging Markets. Rata de schimb RON/\$ folosită a fost de 3,05.

²¹ Futures market has become extremely illiquid in the last years, partly because trading procedures have been overregulated by ANRE and the market operator Opcom.

gros și retail în septembrie 2010.²² În special piața de ziua următoare a fost competitivă, cu un HHI pentru vânzare și cumpărare de 978 (C1=19%) și 709 (C1=18%).

Un stimulent important pentru dezvoltarea unei piețe en-gros funcționale ar fi fost decizia generatorilor de a stopa semnarea de contracte preferențiale pe termen lung cu anumiți traderi. Aceste contracte ignorau instrumentele de piață cum ar fi platformele piețelor de energie și dădeau traderilor preferați o cotă de piață mai mare decât cea de care ar fi beneficiat în cazul unei competiții oneste.

Daca guvernul dorea dezvoltarea competiției, atunci ar fi trebuit să elimine birocrăția care împiedică dezvoltarea unei piețe futures lichide, mai degrabă decât să creeze două companii integrate vertical.

Posibilitatea ca duopolul să-și creeze propriile societăți de trading reprezintă cel mai mare risc pentru sectorul de trading. Într-un asemenea caz, cele două firme ar deveni formatori de piață. Ele ar cumpăra și vinde cele mai mari cantități de pe piață și impune termeni traderilor care ar putea supraviețui într-o piață duopolistă. Deoarece sunt firme integrate vertical, cele două companii s-ar putea comporta de o manieră încât să-și maximizeze profitul general și nu neapărat profitul pe segmentul de trading. De aceea, într-un scenariu extrem, ele ar putea opera cu margini de profit zero pe sectorul de trading și furnizare, obligând traderii care nu au activități în sectorul de producție de electricitate să părăsească piața.

Chiar dacă cele două firme nu vor crea propriile entități de trading, traderii existenți pe piața de electricitate vor opera cu margini de profit reduse deoarece vor trebui să cumpere electricitate de pe o piață duopolistă, unde cele două companii vor putea manipula prețurile (vezi secțiunea despre concentrarea pe orizontală), în mod special pe o piață futures nelichidă. Importurile de electricitate sunt nesemnificative deoarece capacitățile de interconectare cu țările vecine sunt mici iar producătorii independenți de electricitate vor fi puțini. Deoarece cele două companii integrate vertical vor fi formatori de preț, ele vor încerca să-și maximizeze profiturile în sectorul de generare de electricitate pe seama traderilor care operează pe un sector al pieții relativ competitiv.

Comportamentul necompetitiv al celor două firme ar putea să fie mult mai larg și să nu implice creșterea prețurilor sau a profiturilor celor două firme. Un alt tip de comportament similar este cel de maximizare a rentelor. Firmele românești de energie au în spate un trecut semnificativ privind maximizarea rentelor mai degrabă decât al profiturilor și nu avem nici un motiv să presupunem că acest tip de comportament se va modifica odată cu crearea celor doi campioni naționali.

Un exemplu de asemenea comportament documentat recent este cel al contractului semnat de Hidroelectrica cu ArcelorMittal în decembrie 2010. ArcelorMittal a publicat un anunț de cumpărare a 1.75TWh pe piața contractelor futures (PCCB) la un pret de RON 130/MWh. Hidroelectrica a acceptat atât cantitatea cât și prețul, deși acesta din urmă era mai mic cu aproximativ RON 20/MWh decât media ponderată a prețului pentru contractele futures din 2010 (vezi Figura 9). Dacă ar fi plasat propria sa ofertă de vânzare, Hidroelectrica ar fi putut obține un preț cu cel puțin RON 30/MWh mai mare deoarece media simplă a prețului contractelor futures cu opțiune de vânzare cu preț minim încheiate pentru perioada ianuarie 2010 - decembrie 2011 este de RON 167.1/MWh.

²² 31 traders traded exclusively on the wholesale market and 45 on wholesale and retail markets. Source: ANRE monthly monitor, September 2010.

PREȚURI

În această secțiune evaluăm impactul concentrărilor economice asupra prețurilor energiei electrice. Argumentăm că o concentrare ridicată va conduce la creșterea prețurilor.

Piețele de echilibrare și a serviciilor de sistem

Efectele negative ale puterii de piață a celor doi campioni naționali vor fi cele mai vizibile pe piețele de echilibrare și a serviciilor de sistem (vezi Tabelul 3). În particular, rezerva secundară și terțiară rapidă vor fi afectate. Rezerva secundară, conectată în momentul în care o putere mai mare este necesară, este acoperită la momentul actual de către Hidroelectrică. Având în vedere că Hidroenergetica va incorpora majoritatea activelor Hidroelectrică, va deveni o companie monopolistă în sectorul de rezervă secundară pentru piața de echilibrare.

De asemenea, Electra va avea o poziție dominantă pe piața de echilibrare. Rezervele terțiară rapidă și terțiară lentă sunt de obicei furnizate de către producătorii din cărbune (Turceni, Rovinari, Craiova și Termoelectrică) în caz că rezerva secundară este utilizată. Singura competiție semnificativă pentru rezerva terțiară pe termen mediu va fi Hidroenergetica (care va incorpora activele centralelor pe gaz ale Elcen).

Există două implicații pentru funcționarea pieței de echilibrare. Prima este că prețurile pe piața de echilibrare sunt susceptibile a crește odată ce piața devine duopolistă.

A doua, profiturile nerezonabile ale celor doi campioni naționali vor fi realizate în defavoarea investitorilor privați din sectorul de producere a energiei electrice din surse regenerabile. Producătorii pe vânt vor fi probabili perdanții principali având în vedere că ei sunt cei mai expuși penalităților privind plata tarifelor pentru echilibrarea sistemului. Reglementările actuale stabilesc faptul că producătorii din surse regenerabile, care se califică ca unități de producere non-controlabile, nu vor plăti taxe de echilibrare decât dacă tranzacționează energie electrică pe piața pentru ziua următoare sau pe cea a contractelor OTC.²³ Cu toate acestea, reglementările în dezbatere pregătite de către ANRE pentru implementarea noii legi privind promovare energiei electrice din surse regenerabile menționează că producătorii pe vânt cu o capacitate instalată mai mare de 10MW vor fi considerați producători controlabili din surse regenerabile, și astfel vor fi responsabili a plăti tarifele pentru dezechilibrele din rețea pe care le produc.

²³ Vezi ordinul ANRE nr. 39/2006, art. 17 și 29.

Tabel 2: Prețurile energiei electrice ²⁴			
Piața	Preț mediu (RON/MWh)		
	2007	2008	2009
Reglementată	157,17	158,15	164,44
Contractelor bilaterale	125,82	146,07	158,68
Futures	166,99	177,04	192,54
Pentru ziua următoare	161,70	188,53	144,77
Servicii de sistem (ponderat)	146,21	197,69	141,17

Tabel 3: Concentrarea medie a pieței serviciilor de sistem (ian-aug 2010)		
Sector	Cota primelor 3 companii	IHH
Descreștere de putere		
Rezervă secundară	94.78%	5.081
Rezervă terțiară rapidă	85.36%	3.424
Rezervă terțiară lentă	75.18%	2.484
Creștere de putere		
Rezervă secundară	95.20%	5.123
Rezervă terțiară rapidă	80.98%	3.415
Rezervă terțiară lentă	79.38%	2.881

Prețurile energiei electrice pe piața en-gros

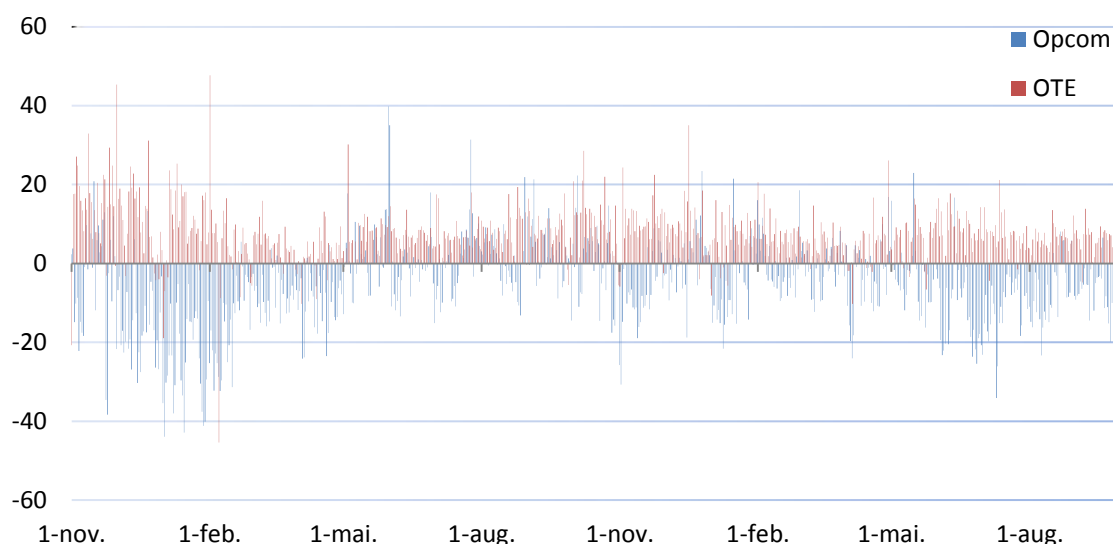
Guvernul susține că înființarea celor două companii integrate vertical nu va modifica prețurile pe piața en-gros. Nu suntem de acord. Duopolul este expus riscului de colaborare tacită, în special pentru a alimenta piața cu o producție sub nivelul de echilibru, ceea ce va conduce la o creștere a prețurilor.

Piața română de electricitate a beneficiat de unul dintre cele mai mici prețuri la electricitate pe piața en-gros din regiune. Mixul de combustibil, compus dintr-o parte însemnată de producție cu costuri variabile mici (producția hidro și nucleară acoperă aproximativ 50% din puterea totală), activele depreciate, capacitatea de interconectare redusă cu Ungaria și un sector de producție relativ competitiv au condus la prețuri mici comparative cu alte piețe regionale. Figura 10 arată diferența dintre prețurile Opcom și OTE (Republica Cehă) pentru piața de ziua următoare comparativ cu prețurile spot de pe piața germană EEX între noiembrie 2008 și septembrie 2010. Deoarece piața contractelor futures este încă nelichidă în România, am ales să comparăm diferențele dintre prețurile practicate pentru piața pentru ziua următoare. Prin comparație, majoritatea producției din Cehia și Germania este tranzacționată pe piața contractelor futures.

²⁴Tabelul 2 arată prețurile medii pentru diferite tipuri de contracte, 2007-2009.

Observăm că prețurile pentru piața pentru ziua următoare sunt în mod constant mai mici decât valorile similare ale EEX. Prețurile de pe piața pentru ziua următoare din Cehia sunt adesea mai mari decât cele de pe EEX, cu toate că Cehia are o pondere mai mare a capacităților hidro și nuclear în capacitatea totală decât Germania. Aceasta se datorează în principal impactului poziției dominante a companiei CEZ pe piață²⁵ și licitațiilor rigide ale capacităților de interconectare cu Germania.²⁶

Figura 10: Diferența dintre prețurile Opcom și OTE comparativ cu prețurile EEX. Nov. 2008 până în Sept. 2010 (€/MWh)



Dacă structura de piață existentă ar fi menținută, România ar beneficia de prețuri ale electricității mai mici decât mediile regionale în ciuda investițiilor sporite în modernizarea activelor de producere care sunt necesare pentru conformare cu reglementările UE în materie de mediu.

Am argumentat mai înainte că piețele foarte concentrate produc prețuri care sunt mai mari decât cele formate pe o piață competitivă. O concentrare mare de piață produce un transfer al bogăției dinspre consumatori spre producători și la pierderi de bunăstare înregistrate de întreaga societate. Aceste argumente au fost susținute de numeroase analize empirice a piețelor de electricitate din mai multe țări. Mai jos prezentăm unele dovezi parțiale a acestei concluzii.²⁷ Studiul London Economics a analizat impactul concentrării de piață asupra marjelor cost-preț ale companiilor producătoare de electricitate din șase țări. Studiul a arătat că în sectorul de producere a energiei electrice concentrarea de piață este direct corelată cu creșterea marjelor preț-cost.

Pentru a evalua impactul creării duopolului asupra prețurilor de electricitate în România, am folosit coeficientul de regresie al IOR asupra marjelor cost-preț calculate pentru Germania. Germania a fost aleasă datorită mixului de carburanți comparabil și a concentrării de piață mai mici. În plus, am ales

²⁵ Pentru o dezbatere detaliată asupra pieței din Cehia, vă rugăm accesați studiul CEZ Unplugged disponibil [aici](#).

²⁶ Capacitatea netă de transfer export (NTC) este de 2.100MW către Germania. Sursa: Rețeaua europeană a operatorilor de sistem transmisie electricitate (ENTSOE).

²⁷ Nu am putut dezvolta un model causal pentru a prognoza creșterea marjelor după restructurarea pieței din cauza faptului că datele necesare sunt fie indisponibile, fie de calitate slabă.

scenariul conservator prin luarea în considerare a celui mai mic coeficient de regresie ($\beta=-0.7$). Având în vedere că indicele IOR pentru România ar scădea de la 1,43²⁸ la 0,49 am calculat că înființarea duopolului ar crește marjele cost-preț de la 24% (în 2008) la o valoare cuprinsă între 86% și 126%²⁹, în funcție de evoluția prețului electricității. Am calculat marjele cost-preț (MPC) în mai multe etape. În primul rând, am calculat costurile marginale medii ale duopolului ca medie ponderată a costurilor variabile ale producătorilor utilizând producția acestora ca pondere. Am preferat să luăm în considerare anul 2008 ca an de referință deoarece cererea de electricitate nu fusese limitată de criza economică. Apoi am calculat marjele MPC reale și potențiale pe baza mediilor ponderate ale prețurilor de pe piața contractelor futures (€52.05/MWh) din anul 2008.

Ipotezele teoretice estimează că cea mai concentrată piață va duce la cel mai mare preț și cea mai mare marjă comparativ cu prețul format pe o piață competitivă. Într-adevar, observăm că piața franceză (dominată de EDF și GDF) și piața scandinavă Nord Pool (cu o concentrare de piață mică) reprezintă nivelurile maxime și minime de preț din Europa. Având în vedere structura de piață și integrarea sectoarelor de electricitate, EEX și OTE reprezintă valorile de mijloc ale acestei distribuții. Figura 11 de mai jos arată mediile continue de pe piața contractelor futures din 2009 pentru cinci piețe de tranzacționare: EEX (Germania), OTE (Cehia), PolPX (Polonia), PowerNext (Franța) și Nord Pool (Scandinavia).

Pentru a controla impactul mixului de combustibil, am luat în considerare mixul a zece țări europene și am calculat proporția centralelor nucleare și hidro (cu costuri marginale mici) în producția totală de electricitate (vezi Tabelul 4). Concluzia noastră preliminară este că o concentrare mare a pieței conduce la prețuri mari, independent de mixul de combustibil. De exemplu, Franța, care produce 88% din electricitate în centralele nucleare și hidro, are cel mai mare preț la electricitate pe piața en-gros din țările pe care le-am analizat. Cehia are o proporție mai mare de electricitate din surse hidro și nuclear în producția totală decât Germania și totuși prețurile pe piața contractelor futures din Cehia sunt similare celor de pe piața germană. Pe de altă parte, Polonia are un număr redus de centrale hidro și nucleare, dar prețuri medii mai mici decât Germania și Cehia. Iar țările nordice, cu cea mai mică concentrare a pieței, au cel mai mic preț.

²⁸Indicele IOR de 1,43 a fost calculat pe baza capacităților disponibile curente.

²⁹Calculul a luat în considerare un consum de putere mediu de 8.467MW (cererea medie de vîrf în a 3-a miercuri a lunii decembrie).

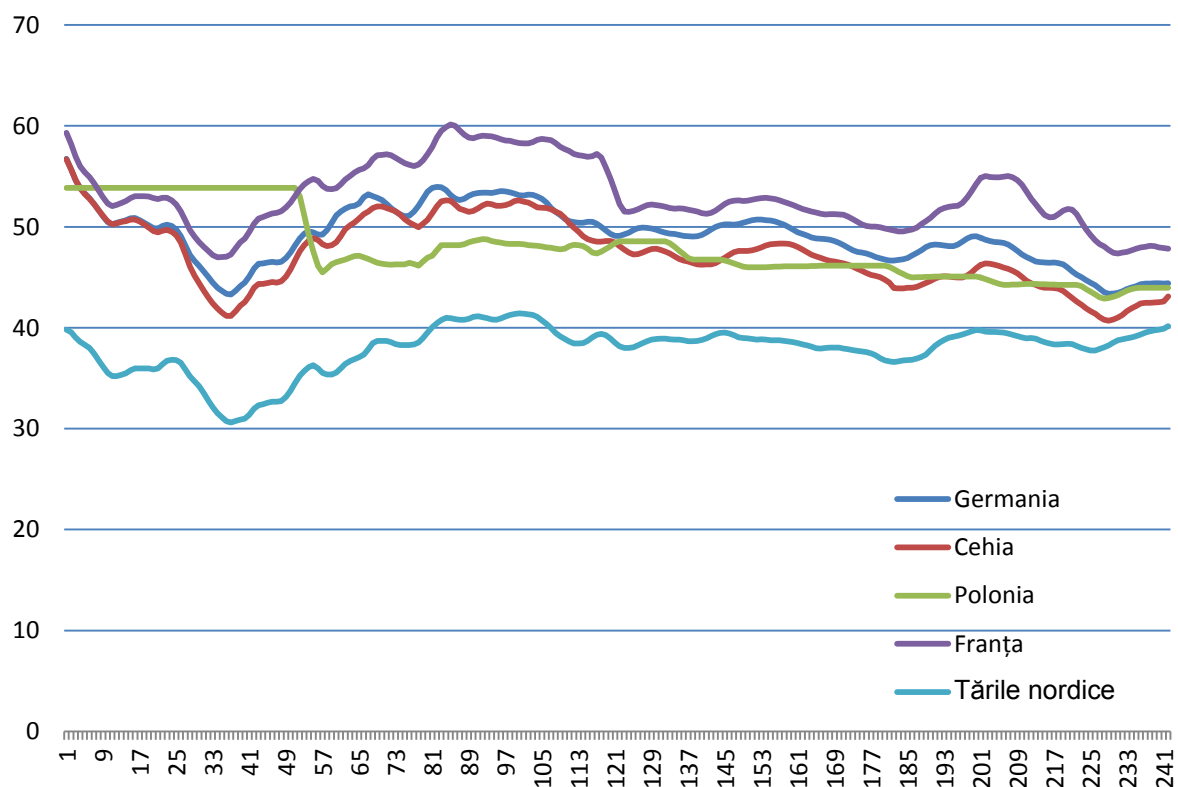
Tabel 4: Mixul de combustibil al unor țări europene (GWh. 2008)

Țara	Cărbune	Gaz	Nuclear	Hidro	Vânt	Total	Cotă	IOR	Preț (€/MWh)
Cehia	5.794	2.919	26.551	2.376	245	83.518	35%	0.75	46.52
Danemarca	17.458	6.928	0	26	6.928	36.391	0%	NA	NA
Germania	124.617	75.921	148.495	26.963	40.574	637.214	28%	1.61	49.16
Franța	24.447	2.1915	439.468	68.838	5.689	576.034	88%	0.40	53.04
Austria	5.524	11.204	0	40.678	2.014	67.101	61%	1.57	NA
Polonia	83.914	3.166	0	2.747	837	156.177	0.2%	1.84	47.92
România	113	9.924	11.226	17.195	4	64.955	44%	2.40	43.83
Finlanda	8.512	11.247	22.958	17.112	261	77.436	52%	NA	NA
Suedia	514	603	63.889	69.211	1.996	150.036	89%	NA	NA
Norvegia	65	432	0	140.522	917	142.669	98%	NA	NA
Țările nordice	26.549	19.210	86.847	226.871	10.102	406.532	77%	1.78	37.88

Sursa: Candole Research. Eurostat

Legenda: Preț = Media continuă pe 5 zile, 2009. Romania-medie anuală simplă 2009

Figura 11: Mediile continue pe piața contractelor futures, 2009, €/MWh

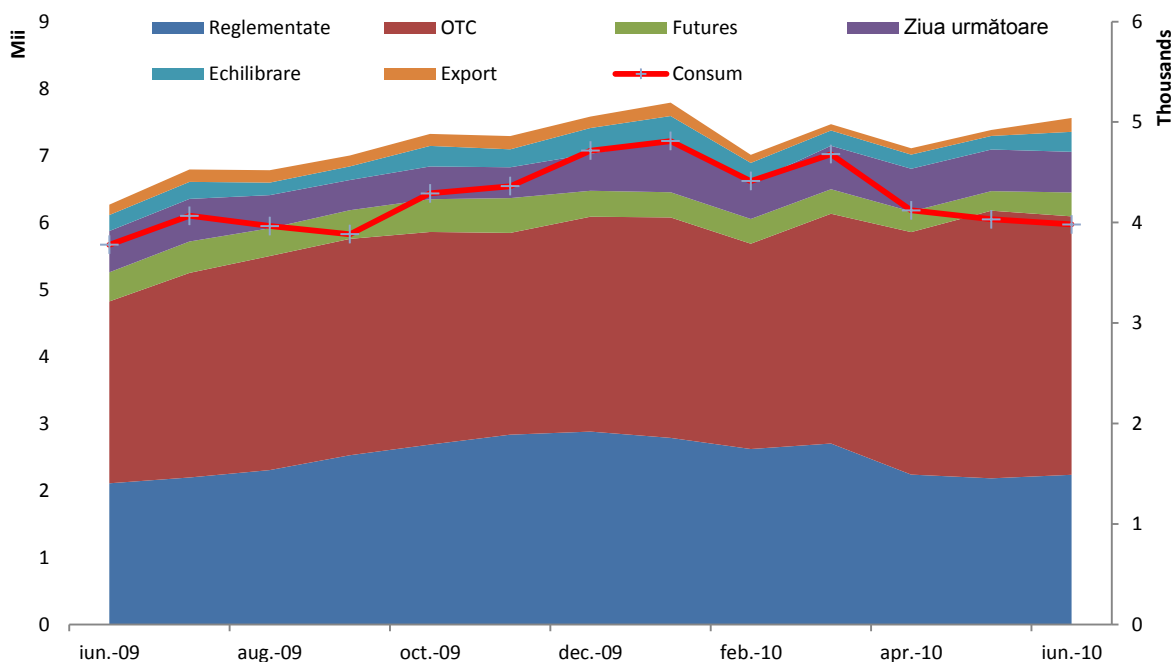


Creșterea de preț va fi probabil exacerbată de deciziile de tranzacționare ale companiilor deținute de stat. Analiza Direcției Generale de Competiție asupra sectorului de energie arată că firmele își sporesc puterea de piață prin intermediul contractelor pe termen lung care diminuează lichiditatea pieței en-gros și cresc prețul la electricitate. Ne putem aștepta la aceleași rezultate și în România unde mare parte din producția de electricitate este tranzacționată pe piața reglementată și cea OTC. Figura 12 de mai jos arată că doar o mică parte din producția de electricitate se tranzacționează pe platformele Opcom, în timp ce majoritatea producției este livrată prin contracte reglementate sau OTC. Aproximativ 76-80% din producția de electricitate din perioada iunie 2009 - iunie 2010 a fost tranzacționată prin contracte reglementate sau OTC. În plus, ratele lunare compuse ale volumelor tranzacționate prin contractele futures și cele pentru ziua următoare au avut valori negative în perioada analizată (vezi Tabelul 5 de mai sus).

Tabel 5: Mediile compuse de creștere pe tipuri de contracte	
Contract	CGR (13 luni)
Total	1,46%
Contracte reglementate	0,45%
Contracte OTC	2,74%
Contracte futures	-1,51%
Contracte pe piața pentru ziua următoare	-0,11%
Contracte pe piața serviciilor de sistem	1,71%
Contracte pentru export	2,25%
Consum intern	0,40%

Nu este nejustificat să presupunem că același model de tranzacționare va fi menținut într-o structură de piață duopolistă. De exemplu, Hidroelectrica a anunțat anul trecut că va extinde termenele contractelor OTC care trebuiau să se încheie în 2012 până în 2017. Cu toate că guvernul susține faptul că platforma de tranzacționare Opcom va avea prioritate în tranzacționarea unor volume mai mari din producția celor doi campioni naționali, acesta nu a reușit să implementeze o astfel de politică publică până în acest moment.

Figura 12: Tipuri de contracte de electricitate (GWh)



PERICLITEZI SECTORUL DE ELECTRICITATE PENTRU A AJUTA SECTORUL CĂRBUNELUI

Am demonstrat că înființarea celor două companii integrate vertical va avea efecte contrare celor preconizate de către guvern. Vom analiza acum succint motivul real din spatele politicii eronate a guvernului.

Această politică este o încercare de a salva sectorul centralelor pe cărbune cu riscul de a juca viitorul sectorului de electricitate la ruletă. Guvernele successive au eșuat în a impune producătorilor de electricitate din cărbune să investească în implementarea obligațiilor de mediu cerute de Comisia Europeană. Ca o alternativă, guvernul decisese la un moment dat să vândă cei trei mari producători (Turceni, Rovinari și Craiova). Strategia energetică 2007-2020 propunea vânzarea acestora și astfel acțiunile deținute de stat în cele trei companii au fost transferate autorității de privatizare. Din acel moment procesul de privatizare a fost stopat.

Timpul a trecut. Termenele de implementare a obligațiilor de mediu se apropie final în ritm alert (vezi Tabelul 6) iar România nu mai poate spera în prelungirea acestora de către CE. Astfel a apărut ideea campionilor naționali: guvernul speră că centralele electrice pe cărbune și Elcen București vor profita de ratingurile de credit mai bune ale Hidroelectrica și Nuclearelectrica, în ciuda semnelor contrare venite din partea Băncii Mondiale, și astfel se vor obține fondurile necesare pentru investițiile urgente în implementarea obligațiilor de mediu.

Tabel 6: Termenele de implementare a obligațiilor de mediu pentru producătorii din cărbune și gaz				
Producător	Emisii	Activele care trebuie modernizate	Termen limită	
Electrocentrale Deva	SO₂	4 boilere. 264 MWt fiecare	31 decembrie 2008	
CE Turceni		4 boilere. 789 MWt fiecare	31 decembrie 2010	
CE Craiova (II. 1)		2 boilere. 396.5 MWt fiecare		
CTE Paroseni		1 boiler abur Benson. 467MWt 1 boiler apă caldă. 120MWt		
CE Craiova (II. 2)		2 boilere apă caldă. 116MWh 2 boilere recuperare căldură. 68MWt	31 decembrie 2011	
CE Rovinari		2 boilere abur. 879MWt		
Electrocentrale Deva		4 boilere. 264MWt		
Elcen București. Vest		2 boilere abur. 458MWt	31 decembrie 2012	
CE Craiova. Isalnita		4 boilere. 473MWt		
Elcen București. Sud		4 boilere abur. 287MWt fiecare 2 boilere abur. 458MWt	31 decembrie 2013	
Elcen București. Progresul		4 boilere abur. 287MWt fiecare		
CE Rovinari		2 boilere abur. 878MWt fiecare		
Electrocentrale Deva		4 boilere abur. 264MWt fiecare		
Electrocentrale Deva		NO_x		2 boilere abur. 127MWt + 269MWt
CTE Paroseni			1 boiler abur. 467MWt. 1 boiler apă caldă. 120MWt	
Elcen București. Sud	4 boilere apă caldă. 116MWt		31 decembrie 2011	
CE Craiova. Ișalnița	4 boilere. 473MWt			
Electrocentrale Deva	4 boilere. 267MWt			
Elcen București. Palas	1 boiler apă caldă. 116MWt		31 decembrie 2012	
Elcen București. Mureș	4 boilere abur. 277MWt			
Elcen București. Sud	1 boiler apă caldă. 116MWt		31 decembrie 2013	
Elcen București. Palas	1 boiler apă caldă. 116MWt			
Electrocentrale Deva	4 boilere. 264MWt			
Elcen București. Mureș	2 boilere. 277MWt			

Sursa: Tratatul de aderare UE

Al doilea motiv al politicii guvernului este salvarea sectorului de minerit și aruncarea blamului pentru închiderea minelor care nu au putut fi salvate asupra managementului celor două companii. De ani de zile statul a încercat și a eșuat în a restructura sectorul de minerit. Guvernele successive au susținut importanța sectorului pentru siguranța energetică a României ca o modalitate de a justifica subvenționarea Văii Jiului într-un efort de a păstra sprijinul politic în respectiva regiune.

În ciuda subvențiilor alocate în ultimii 20 de ani, sectorul de minerit este în faliment (vezi Tabelul 7 de mai jos). CNH Petroșani, cel mai mare angajator într-una dintre cele mai sărace zone ale țării, este cel mai mare datornic la bugetul statului și din 2011 nu va mai fi subvenționat prin intermediul schemelor de ajutor de stat.

Guvernul a încercat indirect și în mod netransparent să subvenționeze sectorul folosind electricitatea ieftină de la Hidroelectrică și Nuclearelectrică. După cum am demonstrat mai devreme, Hidroelectrică a fost obligată să cumpere electricitate scumpă de la CTE Petroșani și să o revândă împreună cu producția sa mai ieftină din hidrocentrale. În 2010 ministrul economiei a semnat contracte de export de aproximativ 500MW cu Serbia și a atribuit acest contract companiei de distribuție deținută de stat, Electrica. Aceasta a exportat o producție generată din cărbune și de companiile Hidroelectrică și Nuclearelectrică, o tranzacție considerată de ceilalți participanți pe piață ca fiind o subvenție ascunsă pentru producătorii din cărbune Turceni și Rovinari.

Guvernul speră că prin comasarea companiilor de minerit cu producătorii din cărbune va rezolva două probleme: Sectorul de minerit va fi subvenționat prin contractele de electricitate pe seama unor costuri marginale reduse ale energiei nucleare livrată de Nuclearelectrică. Iar politicienii vor putea plasa vina inevitabilei închideri a companiilor miniere în seama managementului celor două companii naționale.

Tabel 7: Datoriile minelor de cărbune. 2008 (între paranteze) și 2009			
Compania	Pierdere netă	Marje de profit operaționale	Procent active / datorii
SNL Oltenia (lignit)	-70,424,251 (-29,885,980)	-7,22% (-2,19%)	52,4% (39,61%)
CNH Petroșani (hulă)	-606,433,554 (-351,162,688)	-87,41% (-43,88%)	-118,16% (-122,5%)

Sursa: ISI

CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

În Double Trouble am analizat impactul creării celor două companii naționale integrate vertical asupra competiției de pe piața română de electricitate, asupra prețurilor și investițiilor private. Am demonstrat că în ciuda a ceea ce susține guvernul, decizia va restricționa competiția, va crește prețurile și va exclude investițiile private de pe piață.

Am demonstrat că din una din cele mai competitive piețe din Europa, România va deveni una din cele mai necompetitive. Există temeri serioase referitoare la transformarea pieței într-una semi-monopolistă din moment ce ambele firme ar fi controlate de o singură structură guvernamentală. Astfel, nu va exista o competiție reală între cei doi producători de energie electrică, iar probabilitatea cartelizării ar crește.

Investițiile private ar fi excluse ca urmare a controlului exercitat de duopol asupra sectoarelor de generare a energiei electrice și mineritului. Hidroenergetica și Electra ar avea astfel capacități de producție disponibile suficiente pentru a satisface cererea de electricitate (atât pentru cererea de bază cât și pentru cea de vârf) pe termen mediu și scurt. Crearea unei piețe competitive nu ar mai avea aproape nicio șansă, ținând cont mai ales de costurile variabile scăzute asociate activelor moștenite ale Hidroelectrica și Nuclearelectrica. Duopolul ar avea capacitatea să împiedice intrarea unor noi participanți pe piață din cauza integrării verticale a Hidroenergetica și Electra, în special prin intermediul controlului pe care îl exercită asupra minelor de cărbune.

Studii recente au stabilit o legătură de cauzalitate între concentrarea pieței, marjele de profit ale producătorilor de energie și prețurile energiei electrice angro. Concluziile acestor studii sunt aplicabile și României. Concluzionăm că, prin implementarea acestei politici, marjele de profit ale celor două companii ar crește de la 24% la 86%-127% comparativ cu prețurile din 2008. Consumatorii vor fi nevoiți să suporte aceste costuri în ciuda faptului că aproape jumătate din piața românească este una reglementată. Asta deoarece duopolul ar raporta costuri marginale mai mari decât cele competitive, considerate justificabile în formula de reglementare, ceea ce ar conduce la prețuri mai mari pentru consumatori.

Din aceste motive, credem că rațiunile invocate de guvern pentru implementarea acestei politici sunt false. Considerăm că adevăratul scop al respectivei politici este salvarea sectorului termoenergetic bazat pe cărbune și a celui carbonifer. Guvernele care s-au perindat la conducerea României nu au reușit să soluționeze problema termocentralelor ineficiente din cărbune, care nu sunt competitive din cauza costurilor marginale de producție ridicate și care nu îndeplinesc standardele de protecție a mediului. Guvernele trecute nu au reușit să privatizeze acele active atunci când exista încă cerere, prin urmare se văd acum nevoite să le închidă deoarece acestea nu pot realiza investițiile necesare pentru conformarea la standardele de protecție a mediului. Guvernul speră să poată menține aceeași rată a angajării în sectorul termoenergetic și a celui carbonifer prin subvenții încrucișate ascunse din sectoarele hidroenergiei și energiei nucleare, care sunt profitabile deoarece au costuri marginale scăzute. Costurile aplicării acestei politici vor fi suportate de consumatori sub forma unor prețuri mai mari ale energiei electrice.

Considerăm că aceasta este o abordare greșită. În loc să insiste cu aplicarea acestei politici, cu toate efectele sale dăunătoare demonstrabile, recomandăm guvernului să adopte următoarele măsuri:

1. Să protejeze și să încurajeze competiția emergentă de pe piața electricității. Să depună eforturi în vederea creării de piețe futures și spot lichide prin eliminarea birocrăției, precum și prin dezvoltarea și aplicarea susținută a unor reguli de tranzacționare clare și transparente. Odată îndeplinite aceste obiective, acesta ar trebui să desființeze piața reglementată. Prețurile de pe piețele competitive tind să fie mai scăzute decât cele de pe piețele necompetitive.
2. Hidroelectrică și Nuclearelectrică ar trebui să fie menținute în calitate de producători independenți și să fie privatizate, preferabil prin cotarea participațiilor majoritare. S-ar genera astfel lichidități de care bugetul de stat are mare nevoie și capital atât de necesar celor două firme. Acest capital ar trebui investit în dezvoltare (de exemplu în hidrocentrala de acumulare prin pompaj de la Tarnița-Lăpușești) și întreținerea activelor existente. Listarea de pachete minoritare prezintă riscul ca managementul, susținut de stat în calitate de acționar majoritar, să ia decizii care nu maximizează valoarea acționarilor, ci rentele, dacă ne uităm la ceea ce s-a întâmplat în cazul companiei CEZ din Republica Cehă.
3. Dacă guvernul este îngrijorat că Hidroelectrică și Nuclearelectrică ar putea obține rente economice (profit peste profitul normal într-o industrie în care există competiție) din cauza costurilor marginale scăzute, ar trebuie să ia în considerare posibilitatea impozitării acelei rente și a redistribuirii ei prin programe sociale celor care își pierd locurile de muncă în urma restructurării sectorului termoelectric și a celui carbonifer.
4. Guvernul ar trebui să privatizeze acele termocentrale din cărbune și gaz natural pentru care există cerere și să le lase pe celelalte să falimenteze. Privatizarea ar aduce lichidități la bugetul central, precum și capital pentru companiile producătoare de energie din cărbune și gaz aflate în dificultate financiară. Permitearea acestui eșec nu ar afecta sectorul. În prezent, România deține suficiente capacități de producție și dacă cererea va crește într-adevăr, conform preconizărilor guvernului, investițiile private vor interveni pentru satisfacerea acestei cereri.

În concluzie, considerăm că existența unei piețe de electricitate competitive și transparente în combinație cu o serie de participanți profitabili pe piață, ar aduce mai multe beneficii consumatorilor români și statului, decât o politică ce ar conduce la crearea unor companii integrate vertical destinate să salveze sectorul termoelectric pe bază cărbune și cel carbonifer aflate în derivă. Beneficiile înregistrate de consumatori ar fi prețurile relativ scăzute ale electricității și inovația, ambele fiind rezultatul unor piețe competitive. Piețele transparente și competitive atrag investițiile care crează noi locuri de muncă. Companiile profitabile pot fi impozitate, iar fondurile astfel obținute pot fi redistribuite pentru sprijinirea celor afectați de restructurarea sectorului.

BIBLIOGRAFIE

- Borenstein, Severin and James Bushnell. 1998. "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry", NBER Working Papers 6463, National Bureau of Economic Research, Inc.
- Borenstein, James B. Bushnell, Frank A. Wolak. 2002. "Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market", *The American Economic Review*, Vol. 92, No. 5 (Dec., 2002), pp. 1376-1405.
- Bower, John. 2004. "Why Did Electricity Prices Fall in England and Wales? Market Mechanism or Market Structure?", Oxford Institute for Energy Studies.
- Fabra, Natalia & Juan Toro. 2004. "The Fall in British Electricity Prices: Market Rules, Market Structure, or Both?", UC Energy Institute.
- Green, J. Richard and David M. Newbery. 1992. "Competition in the British Electricity Spot Market", *The Journal of Political Economy*, Vol. 100, Nr. 5 (Oct., 1992), pp. 929-953.
- London Economics in association with Global Energy Decisions. 2007. "Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005". Brussels: European Commission, Directorate General for Competition.
- Point Carbon. 2009. "Carbon 2008", Point Carbon's 5th annual conference, *Carbon Market Insights 2009* in Copenhagen 17 - 19 March 2009.
- Tirole, Jean. 1988. "Theory of Industrial Organization", MIT Press.
- Wofram, D. Catherine. 1999. "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market", *The American Economic Review*, Vol. 89, No. 4 (Sept. 1999), pp. 805-826.

This report has been produced by Candole Partners for information purposes only. The details listed herein are indicative only and may be amended at any time. Candole Partners provides no guarantee as to the accuracy or completeness of this report and does not accept liability for losses that might arise from making use of the information contained herein. It does not constitute an offer and is not a recommendation by Candole Partners to buy or sell securities, related financial instruments or to participate in any particular investment or trading strategy in any jurisdiction. Indications of past performance are no guarantee of a positive performance in the future. The analysis and conclusions contained in this report were established by Candole Partners and may have already been used for other reports. The opinions expressed herein are those of Candole Partners at the time of writing. We reserve the right to make amendments. This report may not be reproduced either in whole or in part without the written permission of Candole Partners.

ANEXĂ

Figura 13: Curbele de putere, a 3-a miercuri, decembrie 2010 (MW)

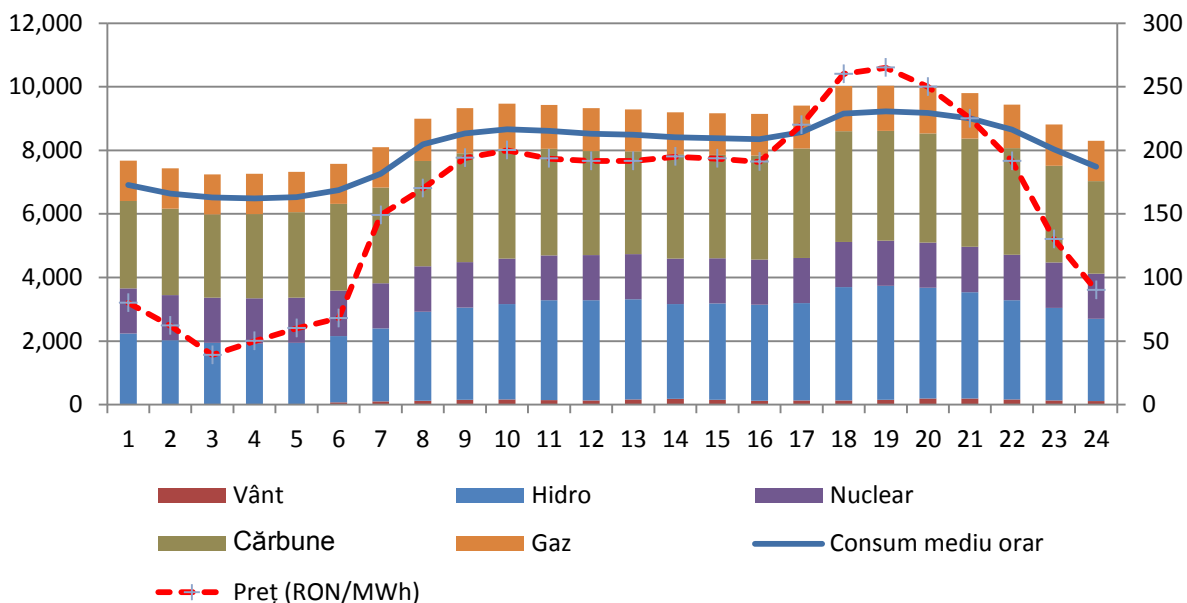


Figura 14: Curbele de putere, a 3-a miercuri, iulie 2010 (MW)

