

CAPITOLUL 2

Politici energetice pentru reforma piețelor de energie

După cum s-a detaliat amintit în primul capitol, industria electroenergetică a trecut prin trei mari etape istorice de dezvoltare, și anume:

- Etapa monopolurilor private (până în anii 1930), când companiile de electricitate deserveau spații geografice mici, oferind un număr restrâns de servicii (în iluminat casnic și public, transporturi, industrie);
- Etapa monopolurilor de stat și regionale, între anii 1930 și încheiată în unele țări în anii 1990-2000, atunci când întreg lanțul producție-transport-distribuție-furnizare era sau este deținut de statele naționale sau mari companii private (SUA);
- Etapa piețelor liberalizate, începând cu anii 1990-2000, dominată de fragmentarea companiilor integrate în entități independente și promovarea concurenței între acestea.

Fiecare dintre aceste etape a fost integrată în politicile generale și energetice globale specifice perioadei istorice și economice respective, dar, în același timp, diferențiată în funcție de gradul de dezvoltare economică al țărilor și politicile naționale adoptate de acestea.

Trecerea de la o etapă de dezvoltare la alta a însemnat schimbări în politicile energetice ale statelor, trecerea de la un model de funcționare la altul. În prezent, schimbarea înseamnă trecerea de la modelul reglementat al monopolurilor naționale sau regionale publice sau private, bazate pe teoria economică keynesiană și cea clasică, la modelul pieței liberalizate și concurențiale inspirat de paradigma economică neoclasică predominantă în țările dezvoltate la începutul anilor 2000 și în prezent.

2.1 Etapele unei reforme în sectorul energetic

În general, reforma unei piețe de energie presupune parcurgerea mai multor pași [SH 08]:

- Identificarea problemelor existente;
- Analiza celor mai bune metode de remediere a acestor probleme și definirea noului model de piață;
- Crearea cadrului instituțional și de reglementare pentru noul model de piață;
- Implementarea propriu-zisă a noului model de piață;
- Corectarea deficiențelor constatate, uneori printr-o altă reformă.

Înainte de analiza acestor etape, este necesară clarificarea semnificației unor termeni standard folosiți în contextul teoretic al liberalizării piețelor de energie.

- *Restructurarea* înseamnă redefinirea rolurilor actorilor din sistem și schimbarea regulilor în vigoare;
- *Liberalizarea* este un caz particular al restructurării, care presupune introducerea criteriului concurenței în toate sau o parte dintre

componentele pieței și eliminarea restricțiilor de tranzacționare a mărfurilor vândute pe piață;

- *Privatizarea* înseamnă vânzarea de către stat a unor proprietăți către entități din sectorul privat;
- *Corporatizarea* reprezintă la reorganizarea întreprinderilor proprietate de stat pentru a obține profit de pe piață, asemenea corporațiilor private;
- *Dereglementarea* se traduce literal prin „renunțare la reguli”. În industria electroenergetică, ea se referă de fapt la înlocuirea regulilor specifice piețelor reglementate cu un set mai redus de reguli, specific piețelor liberalizate.

Identificarea problemelor existente

Prima etapă a reformei este reprezentată de inventarierea lucrurilor care nu funcționează așa cum s-ar dori în cadrul modelului aflat în funcțiune. Problemele existente pot fi de diverse naturi: economice (lipsa eficienței, investiții deficitare, prețuri și tarife care nu reflectă adevăratele costuri), politice (alinieră la tendințele și practicile mondiale, îndeplinirea unor obiective naționale), tehnice (nevoia de modernizare sau de implementare a unor tehnologii noi), sociale (asigurarea serviciului universal) de mediu (reducerea poluării) etc.

Există situații în care unele state naționale au menținut modelul de organizare monopolist, considerând că el reprezintă în continuare cea mai bună soluție, pe plan național, pentru industria energiei electrice. Exemple de asemenea țări sunt Japonia și SUA, țară în care statele cu prețuri moderate ale energiei electrice nu au făcut tranziția către piața liberalizată [SH 08].

De asemenea, problemele identificate pot fi reale sau doar percepute ca atare. Un exemplu în acest sens este nevoia ulterioară de re-reformare a pieței cu care s-au confruntat unele state după implementarea primelor modele liberalizate.

În cazul României, trei probleme esențiale care au dus la adoptarea modelului liberalizat de piață au fost: necesitatea de atragere a unor investiții majore în sistem, în condițiile în care statul confruntat cu tranziția la economia de piață nu avea suficiente resurse financiare (problemă pentru care s-a ales soluția privatizării), cerințele de reformă impuse de FMI pentru aprobarea acordurilor de susținere financiară și necesitatea de a transpune în legislație și în practică directivele UE pentru crearea pieței comune de energie electrică.

Analiza metodelor de remediere și definirea noului model de piață

Scopul reformei este crearea unui nou model de piață, mai bun decât cel precedent, care să ofere beneficii economice și sociale mai mari. Etapa de analiză constă în dezbateri specializate pentru identificarea celor mai bune metode de remediere a problemelor identificate la pasul anterior și, ținând cont de prioritățile stabilite pe plan național, tendințele internaționale și de posibilitățile avute la îndemână (de exemplu puterea de investiție sau resursele naturale disponibile), crearea noului model de piață.

În România, în principal din cele trei motive enunțate în paragraful anterior, s-a trecut la modelul liberalizat de piață, reforma având două etape mari, cu două modele

de piață, unul care a funcționat până în anul 2005, și al doilea care funcționează până în prezent, aflându-se încă în etapa de implementare a unor reforme.

Crearea noului cadru instituțional și de reglementare

Odată ales noul model de piață, trebuie creat aparatul instituțional și juridic care să-l facă guvernabil. Indiferent de gradul de liberalizare al pieței, aceasta trebuie să aibă o instituție de reglementare care are ca rol stabilirea regulilor și monitorizarea implementării lor. Principiile pieței concurențiale ideale impun ca această autoritate să fie independentă. În România, reglementatorul pieței este ANRE – Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (www.anre.ro).

De asemenea, având în vedere însemnătatea strategică a rețelelor de transport și necesitatea dispecerizării centralizate a acestora, principiile piețelor de energie electrică prevăd existența unui operator de transport și sistem independent. În România, operatorul de sistem independent funcționează în cadrul CN Transelectrica S.A (www.transelectrica.ro).

Nu în ultimul rând, o piață de energie are nevoie de un operator comercial care să ofere cadrul instituționalizat de desfășurare a tranzacțiilor. În România, acesta este OPCOM SA (www.opcom.ro).

În Europa, la nivelul Uniunii Europene, este prevăzută implementarea în 2014 a pieței comune de energie electrică, conform prevederilor Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice [webEUD72]. În acest scop, s-au creat instituții supranaționale pentru coordonarea implementării programului de creare a pieței comune de energie electrică. Astfel, în prezent funcționează Consiliul European al Reglementatorilor din domeniul Energiei - Council of European Energy Regulators - CEER (<http://www.energy-regulators.eu/>) și Organizația Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem - European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E (www.entsoe.eu).

Implementarea modelului de piață

Experiența primelor modele de piață de energie a arătat că modelele teoretice se pot izbi în momentul implementării de obstacole sau probleme neprevăzute, iar un model care în teorie pare corect are deficiențe ce trebuie remediate.

Exemple în acest sens sunt:

- implementarea concurenței la nivelul micilor consumatori, care întâmpină dificultăți chiar și în cele mai evolute modele de piață [SH 08].
- blocarea în 2002 pieței din California, SUA, din cauza jocurilor speculative favorizate de capacitățile reduse de interconexiune din rețeaua de transport, încheiate cu un scandal național, binecunoscutul faliment al companiei Enron și suspendarea pe termen nelimitat a pieței [FERC-SR].
- abolirea pieței de energie concurențiale din Argentina, în 2001, din cauza problemelor economice grave ale țării. În 2004, Argentina oprește exporturile de gaze naturale ieftine către Chile, producând creșterea

abruptă a prețurilor în această țară, prima din lumea care, în 1987, implementase modelul liberalizat al pieței de energie electrică [Bel 11].

Corectarea deficiențelor și rereformarea pieței

Țările care au implementat piețe de energie liberalizate au constatat, în multe cazuri, că modelele de piață au trebuit schimbate la un moment dat, din cauza lipsei de performanță. Exemple de asemenea situații sunt:

- Cazurile din California și țările Americii Latine, prezentate în paragraful anterior, care a arătat că în țările aflate în tranziție economică apar mai des situații de inadecvare a pieței liberalizate la economiile și societățile emergente instabile.
- Marea Britanie se găsește deja la al treilea model de piață liberalizată. Primul a fost modelul bazinului de energie (pool market), care a implementat concurența și a condus inițial la scăderea prețurilor la consumatori, însă nu dispunea de mecanisme de echilibrare. Al doilea, NETA (New Electricity Trading Arrangements) (2001-2005) a corectat aceste deficiențe, însă s-a confruntat cu creșterea prețurilor la consumator odată cu scumpirea de patru ori a gazelor naturale și a mai fost corectat o dată în 2005, odată cu includerea în piață a Scoției, acum funcționând sub numele The British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA) [webBETTA].

O evoluție asemănătoare s-a înregistrat și în România, unde a funcționat un prim model de piață începând cu anul 2000, revizuit și extins în 2005.

2.2. Politici energetice la nivel mondial

Tendențele generale înregistrate până la sfârșitul secolului trecut, conform [CH 06], au fost:

- Începând din anii 1950, încurajarea generală a dezvoltării producției din centrale nucleare, frânată după accidentul de la Cernobîl, după care statele au început să adopte poziții diferite, extremele fiind Italia, care prin referendumul din 1987 a renunțat la această formă de producție, și Franța, unde în prezent 76% din producție este asigurată de centrale nucleare;
- Încurajarea generală, până în anii 1990 a producției bazate pe resursele locale de cărbune, ieftine și abundente, urmată de politici naționale diferite, odată cu creșterea restricțiilor de protecție a mediului;
- Începutul, în anii 1970, al încurajării producției din surse regenerabile, cu primele măsuri semnificative începând cu anii 1990;
- Utilizarea modelului reglementării prețurilor, transformat ulterior în modelul de piață unică cu control al prețurilor, apoi în cel al unei piețe interne cu prețuri liberalizate, însă supusă reglementărilor;
- Inițierea procesului de coordonare a politicilor energetice la nivelul Uniunii Europene;
- Asigurarea securității energetice interne prin limitarea importurilor

Implementarea reformelor începute în anii 1990 pentru trecerea la o piață organizată pe principii concurențiale a fost extrem de diversificată la nivel mondial și s-a concentrat pe direcții de interes diferite, în funcție de gradul de dezvoltare economică a statelor.

Astfel, politicile energetice implementate în statele cu economii dezvoltate au în primul rând în vedere [CH 06]:

- Siguranța și durabilitatea alimentării;
- Prețul;
- Protecția mediului;
- Eficiența energetică și managementul sarcinii;
- Comerțul transfrontalier și armonizarea regulilor la nivel supranațional;
- Accesul liber pe piață;
- Asigurarea unui cadru de reglementare pentru garantarea funcționării libere și corecte a pieței.

Țările dezvoltate (Anglia, SUA, Australia, țările scandinave) au fost printre primele care au demarat implementarea piețelor liberalizate de energie electrică, în condițiile unei infrastructuri energetice dezvoltate și relativ moderne, cu exces de capacitate de producție și experiență în ceea ce privește modelul economic concurențial, și între aceste țări se găsesc modelele de piață considerate de succes (Anglia, Australia, SUA - PJM) și utilizate ca exemple pentru promovarea reformelor în restul lumii. Aceste țări au în prezent cele mai dezvoltate piețe de energie electrică, însă tot ele s-au confruntat, în primii ani, cu efectele negative cauzate de exploatarea lacunelor de reglementare (SUA – cazul pieței din California, cu scandalul falimentului companiei Enron, acuzată de manipularea pieței) sau imperfecțiunea inerentă a primelor modele de piață (Marea Britanie se află deja al treilea model sau „generație” de organizare a pieței).

Pentru țările cu sistem economic de tranziție către modelul capitalist modern, prioritățile politicilor energetice se concentrează pe [CH 06]:

- Încurajarea investițiilor;
- Asigurarea accesului la resurse primare de energie;
- Alinierea la politicile promovate pe plan mondial, ținând cont de situația politică și economică locală;
- Retehnologizare pentru sustenabilitatea pe termen lung a industriei electroenergetice;
- Integrarea în piețe regionale de energie;
- Colectarea de la consumatori a contravalorii consumurilor realizate.

În aceste țări, din cauza absenței condițiilor economice și social-politice favorabile prezente în țările dezvoltate, se observă două tendințe:

- Implementarea întârziată a liberalizării complete a pieței, cele mai multe sate adoptând fie un model intermediar de piață (cumpărătorul unic sau concurența pe piața angro), fie aflându-se în întârziere în ceea ce privește transpunerea în practică a angajamentelor asumate (cazul României);

- Recul, după un început promițător, însă frânat de evenimente politico-economice regionale sau mondiale (Chile, Argentina) sau condiții naturale nefavorabile de moment (Brazilia).

Pentru țările sărace sau în curs de dezvoltare, politicile energetice se axează în primul rând pe asigurarea necesităților de bază și rezolvarea problemelor economice, politice și sociale elementare:

- Electrificarea unor teritorii;
- Asigurarea stabilității juridice, fiscale și monetare pentru producători;
- Consolidarea infrastructurii de transport al electricității, inclusiv prin asigurarea finanțării necesare pentru dezvoltare;
- Reducerea nivelului subvenționării asigurate de către state;
- Controlul corupției și deschiderea accesului liber pe piață;
- Reducerea întreruperilor în alimentare care afectează teritorii mari (*blackout*);
- Ruperea unor cercuri vicioase (servicii de proastă calitate care duc la incapacitatea de plată a consumatorului, care se reflectă în înrăutățirea suplimentară a serviciilor).

Pentru ultimele două categorii de țări, există situații în care reformele sunt impuse de instituții internaționale ca o condiție pentru integrarea în structuri politice și economice (Uniunea Europeană) sau acordarea de ajutor financiar pentru reforme (FMI, Banca Mondială)

O sinteză a factorilor care determină contextul restructurării piețelor de energie pe plan mondial este prezentată în **[SH 08]**:

Factori fizici	Disponibilitatea resurselor primare	Va determina în mare măsură configurația sectorului de producție și a strategiilor de dezvoltare
	Dimensiunea fizică a pieței	Va influența decisiv modelul de piață ales: în țările mari, pot exista piețe regionale (SUA); în majoritatea statelor, piața va fi organizată la nivel național; în țări foarte mici (Malta, Islanda) nu se poate vorbi despre piețe standard
	Distribuția geografică a centrelor de consum în raport cu capacitatea rețelei	Insulele de consum conectate prin rețele cu capacitate de transport limitată pot provoca congestii și fragmentarea pieței (Australia)
Factori economici	Nivelul dezvoltării și ratei de creștere economică	Deoarece influențează creșterea consumului și stabilitatea instituțională
	Posibilitățile de finanțare	Limitate în țările cu economii în tranziție sau în curs de dezvoltare
Factori instituționali	Ideologici	Gradul de aderență și acceptabilitate al unor politici și principii instituționale
	Gradul de centralizare și stabilitate instituțională	Influențează coerența politicilor adoptate și gradul de predictibilitate politico-economică pe termen lung
	Influența instituțiilor curente din sectorul energetic	Poate facilita sau, dimpotrivă, îngreuna procesul de reformă

2.3. Modele de piață

În prezent, organizarea tranzacțiilor cu energie electrică are mai multe modele de organizare, influențate de cauzele complexe descrise în paragrafele anterioare.

În multe părți ale lumii s-a păstrat modelul tradițional al **monopolului la toate nivelurile** (Fig. 2.1), în care o singură companie realizează producerea, transportul, distribuția și vânzarea la consumator a energiei electrice. Acesta este modelul clasic al companiilor cu integrare *pe verticală* (pe componente), care a dominat industria electricității în întreaga lume până de curând și a permis standardizarea serviciilor de alimentare cu energie electrică la nivel național și internațional, construirea sistemelor electroenergetice, a centralelor mari, și electrificarea zonelor defavorizate din punct de vedere economic.

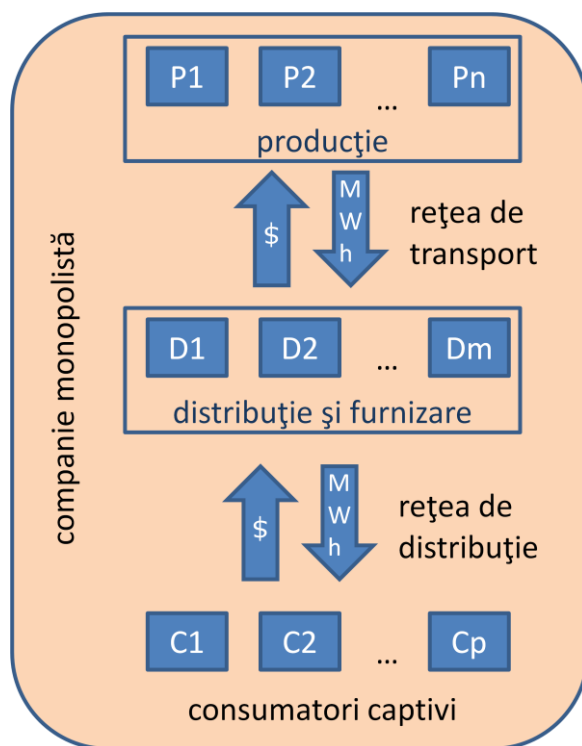


Fig. 2.1 – Modelul monopolului la toate nivelurile

Reformele au ca scop final, în viziunea economică neoclasică, implementarea concurenței, descentralizării și liberalizării la toate nivelurile, realizându-se **modelul concurenței pe piața cu amănuntul**, caracterizat de concurența fără restricții între producători și furnizori și libertatea tuturor consumatorilor de a-și alege furnizorul de energie electrică (Fig. 2.2).

Uneori ca stadii intermediare de evoluție, alteori ca decizie politică de a dezvolta incomplet piața, se folosește unul dintre cele două modele hibride [Gavrilaș 01]:

- **modelul cumpărătorului unic** - introduce concurența între producători, dar menține monopolul la nivelul segmentelor de transport și distribuție (Fig. 2.3);
- **modelul concurenței pe piața angro** - are la bază principiul accesului liber la rețeaua de transport a tuturor participanților la piață și păstrează

concurența între producători (Fig. 2.4). Companiile de distribuție și furnizorii își mențin însă monopolul asupra deservirii consumatorilor finali dintr-o anumită zonă.

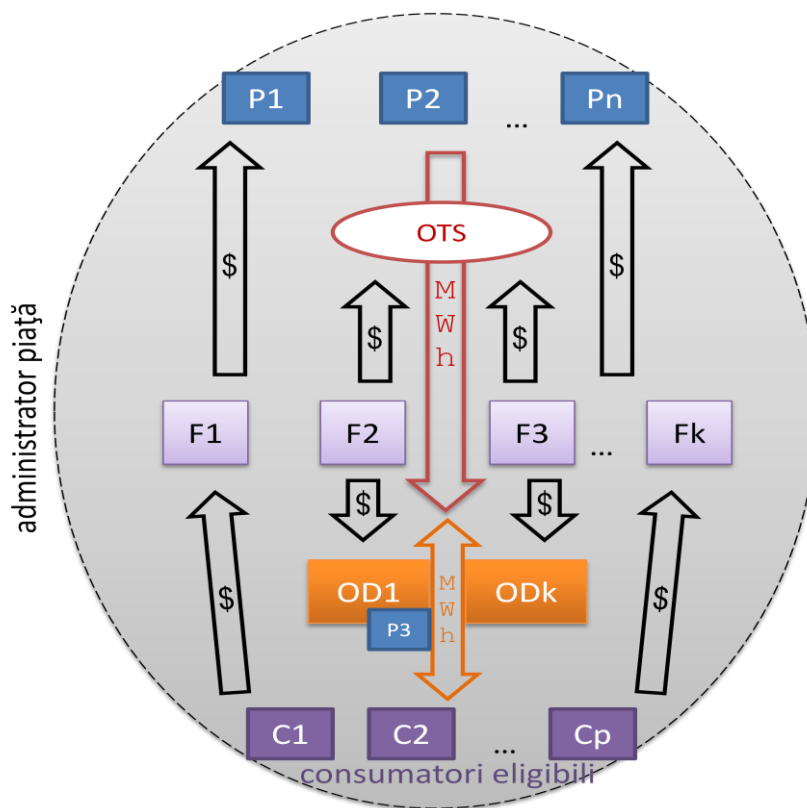


Fig. 2.2 - Modelul concurenței pe piața cu amănuntul

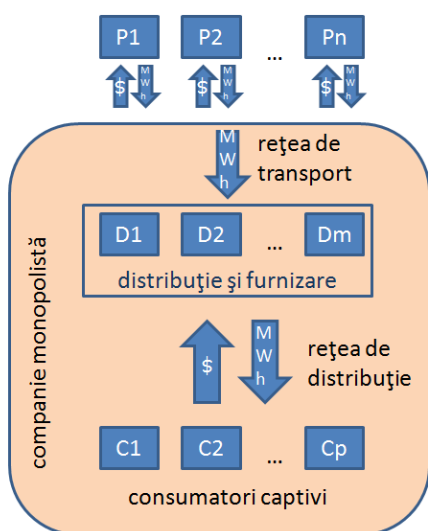


Fig. 2.3 – Modelul cumpărătorului unic

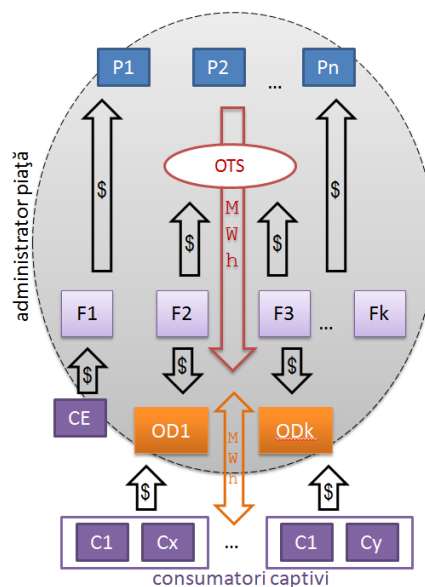


Fig. 2.4 – Modelul concurenței pe piața angro

2.3.1. Monopolul la toate nivelurile

Modelul monopolului la toate nivelurile a apărut firesc din cauza nevoii tot mai mari de electricitate de la mijlocul secolului trecut, care a condus pe de o parte la necesitatea standardizării producerii și transportului energiei electrice pe teritoriile statelor naționale și pe de altă parte, din cauza consumurilor tot mai mari, la dezvoltarea sistemelor electroenergetice trifazate de înaltă și foarte înaltă tensiune, ale căror avantaje au fost descrise în capitolul anterior.

În cadrul monopolului la toate nivelurile este caracteristică integrarea pe verticală, adică producția, transportul, distribuția și vânzarea energiei electrice sunt realizate de către o singură companie de stat (în Europa sau America Latină) sau privată (SUA).

Caracteristicile acestui model sunt următoarele [Bel 11]:

- Reglementarea strictă a tuturor sectoarelor de către autorități cu puteri extinse, care au rolul de a stabili regulile jocului: drepturi, îndatoriri și reguli;
- Extinderea rețelei și crearea de noi capacități de producție sunt proiectate și implementate de compania monopolistă, cu acordul autorității de reglementare, iar costurile aferente sunt incluse în tarifele percepute către utilizatori;
- Consumatorii plătesc energia consumată la tarife reglementate, stabilite de către autoritatea de reglementare și calculate după principiile modelului economic clasic și keynesian, pentru a include costurile de producție a energiei, fixe și variabile, costurile de investiții și întreținere asociate rețelelor și o marjă de profit pentru companiile producătoare. Costurile mari ale producerii energiei în termocentrale sunt compensate de costurile reduse ale producerii în hidrocentrale și, per ansamblu, consumatorul beneficiază de tarife mai reduse.

Modelul monopolist permite într-o oarecare măsură existența producătorilor independenți, dar aceștia trebuie să-și vândă energia produsă companiei monopoliste, prin contracte de tipul Power Purchasing Agreement (PPA), care prevăd penalități în cazul nelivrării cantităților prevăzute [CH 06], sau, uneori, direct unor consumatori mari.

Avantajele modelului:

- Extinderea rețelelor pentru asigurarea serviciului universal. În perioada de dezvoltare a sistemelor electroenergetice, statele naționale au fost singurele capabile să asigure investițiile necesare pentru proiecte de o asemenea anvergură;
- Beneficii de pe urma economiilor de resurse și investiții facilitate de existența unui singur sistem electroenergetic care deservește un teritoriu geografic extins;
- Optimizarea funcționării SEE prin dispecerizarea optimă a unităților de producție, având în vedere în primul rând siguranța în funcționare a sistemului și evitarea congestiilor;

- Asigurarea unor prețuri mici la consumator, datorită redistribuirii costurilor de producție și a sensibilității mai reduse a unui portofoliu variat de producători la variațiile prețurilor combustibililor fosili;
- Reducerea costurilor asociate investițiilor, prin garantarea de către state a unor credite bancare cu dobândă mai mică, statul fiind perceput pe piețele financiare ca având un risc mai scăzut de neplată a datoriilor, față de companiile private.

Începând cu anii '90, după succesele înregistrate de liberalizarea altor sectoare economice după principiile concurențiale ale modelului economic neoclasic, economiștii au evidențiat o serie de deficiențe ale monopolului la toate nivelurile, dintre care cele mai importante sunt [Bel 11]:

- Eficiență economică și a muncii redusă în sectoarele publice;
- Nivelul ridicat al corupției;
- Subvenționarea de către stat, care este un factor de distorsiune al economiei libere;
- Stabilirea prețurilor prin metode neconforme cu realitatea, care avantajează consumatorii casnici în defavoarea celor industriali și producătorii puțin eficienți în detrimentul celor eficienți; în același timp, consumatorul este cel care suportă costurile creării de capacități noi de producție și al dezvoltării rețelelor electrice, prin modul în care sunt calculate tarifele reglementate;
- Tendința statului de a „suprainvesti” în sectorul de producție, crescând cu până la 30-40% capacitatea de producție disponibilă față de necesar [CH 06], pentru a asigura optimizarea componentei tehnice a operării SEE.

Însă modelul monopolului integrat la toate nivelurile rămâne în uz în multe țări dezvoltate (Japonia, Franța, peste jumătate din SUA și Canada) și multe țări în curs de dezvoltare [Bel 11].

Programarea producătorilor pentru satisfacerea consumului zilnic

Spre deosebire de alte modele, în cadrul monopolului integrat, operatorul de sistem cunoaște în detaliu structura întregii rețele și schema ei reală de funcționare și trebuie să realizeze programarea centralelor disponibile, în funcție de costurile de producție și restricțiile tehnice impuse de rețea (posibile congestii) pentru a acoperi cererea pe ziua următoare.

Primul pas îl reprezintă estimarea consumului necesar a fi acoperit. Pentru aceasta, sunt folosite în principal:

- Istoricul de consum din anii anteriori;
- Tendințele cunoscute de creștere a consumului, calculate pe baza creșterii economice;
- Prognoza condițiilor meteo;
- Tipul de zi pentru care se face prognoza (lucrătoare, repaus, sărbătoare);
- Schema de funcționare a rețelei;
- Posibili consumatori dispuși să-și reducă sarcina.

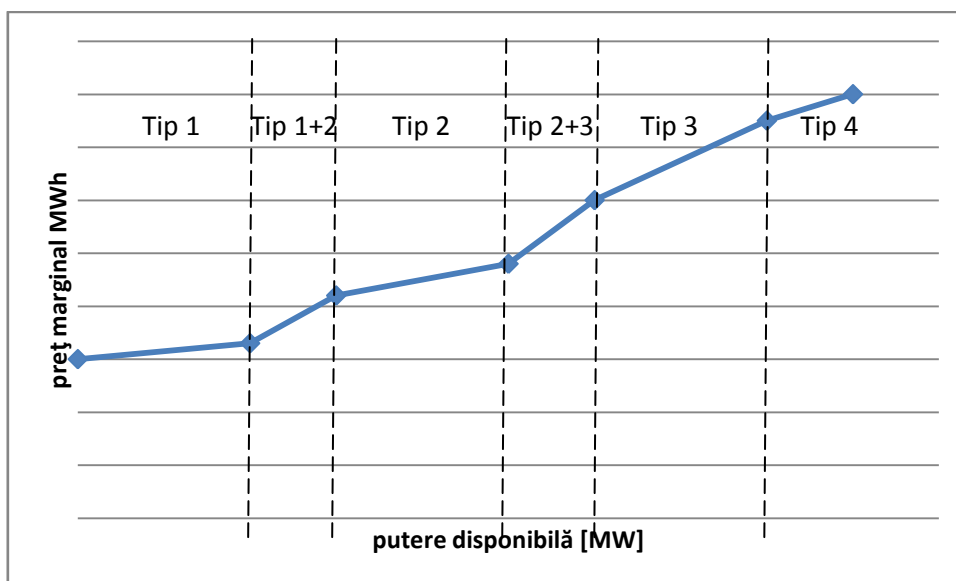


Fig. 2.5 – Ordonarea capacităților după costuri/surse primare de combustibil [CH 06]

Al doilea pas este analiza capacităților disponibile de producție, ca disponibilitate și costuri. Ordonarea capacităților de producție în funcție de costurile de producție (impuse de sursa primară de combustibil și tehnologia folosită), care determină prețul plătit în final de consumator, arată ca în Fig. 2.5. Curba are regiuni dominate de un singur tip de combustibil primar, între care se intercalează porțiuni care reprezintă un mix între două tipuri de resurse primare.

Dacă peste curba disponibilității producătorilor se suprapune curba cererii, va rezulta reprezentarea din Fig. 2.6

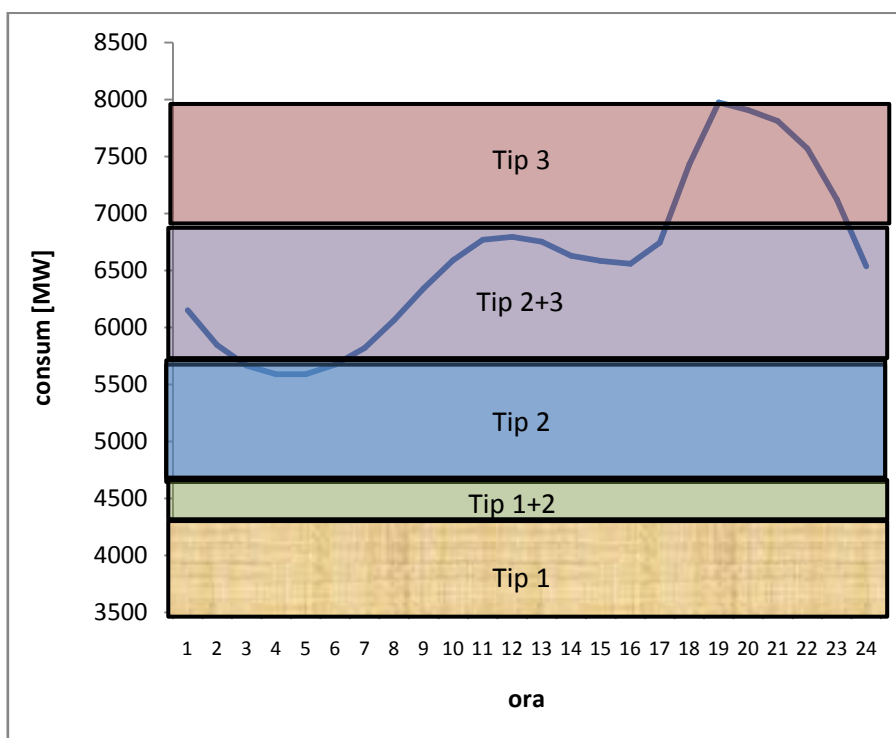


Fig. 2.6 – Ordonarea ocupării cererii cu producție din diverse surse primare, pe o zi [CH 06]

La nivelul unei zile, pentru unitățile de producere mai scumpe, vor exista ore în care acestea nu vor intra în calcul la ofertarea pe piață (tipurile 2 și 3). Unele dintre acestea (tipul 4), nu vor intra deloc în funcțiune pentru satisfacerea cererii comerciale, ele putând fi utilizate doar pentru echilibrare de către operatorul de sistem în cazul producerii unor evenimente neprevăzute. În cazul termocentralelor, care au timpi de pornire mai mari, prețurile oferite pe piață trebuie să ia în calcul și costurile de pornire-oprire și dezechilibrele cauzate de pornirea și oprirea lentă.

Aceeași distribuție, dar la nivel anual, este prezentată în Fig. 2.7.

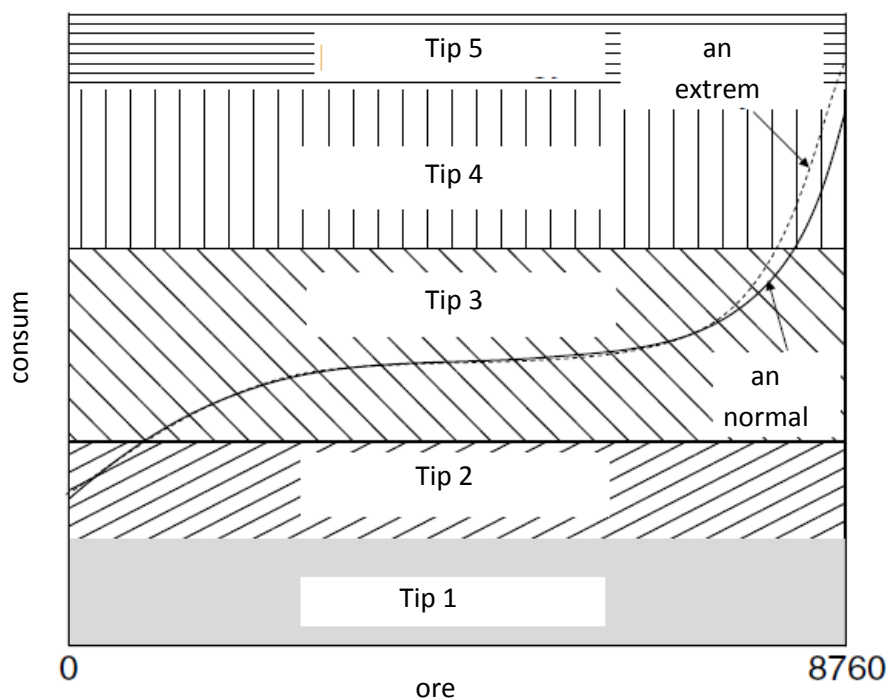


Fig. 2.7 – Ordonarea ocupării cererii cu producție din diverse surse primare, anual [CH 06]

Asemănător cazului distribuției zilnice, vor exista anumite grupuri generatoare care vor funcționa un număr redus de ore pe an, de obicei cele cu producția cea mai scumpă.

După identificarea nivelului cererii și inventarierea resurselor disponibile de producție, operatorul de sistem realizează ordinea de merit fără restricții, după următoarele principii (Fig. 2.8):

- Primii care trebuie să-și vândă producția realizată sunt producătorii desemnați drept producție prioritară (regenerabile, nuclear). Pentru aceștia, trebuie programată toată producția realizată, dacă există suficientă cerere care s-o acopere.
- Se ordonează apoi ceilalți producători, în ordinea prețurilor de producție, de la cel mai mic spre cel mai mare.
- Se trasează curba consumului prognozat. În modelul monopolist, ea are forma unei drepte perpendiculare.
- La intersecția dintre curba cererii și a ofertei rezultă prețul marginal (numit așa deoarece este dat de prețul ultimului MW servit) pentru intervalul considerat la programare.

Pentru modelul monopolist, se fac asemenea studii pe perioade lungi, iar tarifele reglementate rezultă prin mediere ponderată a costurilor de producție necesare acoperirii cererii pe o perioadă mai mare de timp (luni, sezoane, ani), la care se adaugă alte costuri (generate de investiții în capacități de producție și în rețea, întreținere, operare a rețelei, salarii, facturare etc.) și o marjă de profit reglementată pentru producători (2-5%) [Bel 11].

Astfel, tarifele plătite de consumatorii finali sunt menținute reduse, prin subvenționarea producției mai scumpe de către cea mai ieftină, mecanism posibil în cadrul modelului monopolist integrat.

Ordinea de merit fără restricții arată care centrale trebuie să funcționeze la un moment dat pentru a acoperi cererea, programarea producătorilor făcându-se în ordinea costului de producție. Pentru a ține cont de caracteristicile sistemului electroenergetic și condițiile sale de operare de la un moment dat, ea va fi modificată prin schimbarea ordinii ofertelor acceptate, ținând cont de următoarele restricții [CH 06]:

- Evitarea congestiilor în rețeaua de transport;
- Asigurarea rezervei necesare pentru echilibrare în caz de incidente în sistem;
- Executarea operațiunilor de mentenanță;
- Asigurarea stabilității în funcționare a sistemului;
- Luarea în calcul a timpilor de start și oprire a termocentralelor;
- Încadrarea în restricțiile de mediu a centralelor poluante.

Aceasta reprezintă ordinea de merit cu restricții, utilizată pentru programarea producătorilor.

Având în vedere impredictibilitatea consumului și a defectării grupurilor de generare, este posibil ca programarea astfel realizată să nu se regăsească în practică și să fie schimbată de operatorul de sistem în timp real, prin utilizarea de producție suplimentară sau reducerea capacității de producție programate a unor producători din sistem. În acest scop, piețele de energie electrică prevăd o componentă dedicată a pieței, și anume piața de echilibrare și/sau, după caz, piața intrazilnică.

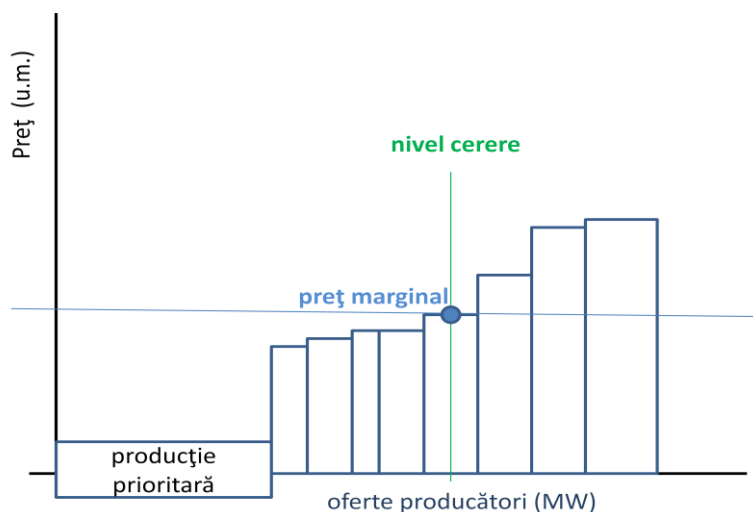


Fig. 2.8 - Stabilirea ordinii de merit fără restricții

2.3.2. Modelul cumpărătorului unic

Odată cu acest model de organizare a pieței, are loc un prim pas înspre liberalizare. Din monopolul integrat pe verticală se desprind producătorii. La nivelul acestora, are loc și ruperea integrării pe orizontală, producătorii devenind independenți și concurenți pe piață [Bel 11].

Restul sistemului (transport, distribuție, vânzare) rămâne integrat pe verticală și orizontală, deținătorul său fiind cumpărătorul unic, care va achiziționa energia electrică de la producători.

În cadrul acestui model, pot apărea producători independenți, care vând energie electrică prin contract cumpărătorului unic. Toți producătorii vând energie electrică companiei monopoliste care joacă rolul de cumpărător unic prin intermediul unor contracte pe termen lung (până la 5 ani), cu prețuri fixate, individualizate pentru fiecare producător, care includ costurile fixe și variabile, o marjă de profit și o componentă întinsă pe mai mulți ani legată de costurile de investiție, pentru centralele noi.

Sectoarele de transport, distribuție și vânzare rămân reglementate de stat, pentru a evita creșterea forțată a prețului de către producători sau scăderea forțată a prețului de către cumpărătorul unic, iar compania monopolistă care joacă rolul cumpărătorului unic are responsabilitatea operării, întreținerii și extinderii sistemului electroenergetic în ansamblu.

Modelul introduce concurența între producători, deci scăderea prețurilor la consumatorii finali, și totodată promovează investițiile în noi capacități de producție. Un avantaj este faptul că producătorii, având contracte ferme cu cumpărătorul unic pe o perioadă îndelungată, pot obține credite pentru investiții în condiții mai avantajoase decât în cazul modelelor concurențiale, deoarece statul este considerat un partener solvabil pe piețele financiare.

Consumatorii mici rămân în continuare favorizați, deoarece plătesc energia consumată la tarife reglementate, rezultate în urma medierii costurilor suportate de cumpărătorul unic prin achiziția cu prețuri diferite de la producători, după modelul descris pentru monopolul integrat la toate nivelurile.

Modelul cumpărătorului unic este folosit adesea ca model de tranziție către o piață mai deschisă, însă există state care s-au oprit la acest nivel, potrivit condițiilor locale specifice (China, Coreea de Sud, țări din America de Sud) [Bel 11].

2.3.3. Modelul concurenței pe piața angro

Al treilea model de piață de energie introduce concurența la nivelul sectorului de distribuție, care funcționează sub forma unor monopoluri locale, fiecare companie de distribuție deserving-și monopolist consumatorii din aria sa de acoperire geografică.

Dispare cumpărătorul unic și apar furnizorii, entități pur economice, care cumpără energia electrică de la producători și o vând consumatorilor.

Producătorii sunt liberi să fixeze prețurile de vânzare a energiei electrice pe piață, prevăzându-se doar limite de preț maximale, mai stricte sau mai largi, în funcție de modelul de piață. Ei pot vinde energia electrică pe piață prin două modalități, care se pot exclude sau coexista:

- Prin contracte standardizate sau negociate
- Pe piața spot sau pe ziua următoare (PZU).

Practica piețelor de energie a arătat că prețurile pe PZU sunt de obicei mai mari decât cele întâlnite în contracte. De aceea, o practică comună este acoperirea de către furnizori cantităților de energie prognozate a fi necesare pentru consum prin contracte pe termen lung (luni, ani), iar diferențele constatate în preajma momentului livrării sunt tranzacționate pe PZU (vânzare în cazul excedentului și achiziție în cazul deficitului).

Rețeaua de transport rămâne în continuare sub control monopolist, din cauza importanței strategice recunoscute, însă modelul concurențial impune asigurarea accesului nediscriminatoriu la rețea, contra unor tarife, al entităților care doresc să participe la piață (producători, furnizori, mari consumatori). Compania deținătoare a rețelei de transport are responsabilitatea dezvoltării și extinderii rețelei de transport. Rețeaua de transport este operată și dispecerizată în timp real de un operator independent de sistem, care asigură permanent echilibrul între producție și consum și funcționarea sigură.

Rețelele de distribuție rămân în proprietate publică sau sunt privatizate și deservesc monopolist consumatorii din aria lor geografică de acoperire. Companiile de distribuție au responsabilitatea dispecerizării locale, a dezvoltării și modernizării rețelelor pe care le dețin și trebuie să asigure accesul nediscriminatoriu, reglementat, al furnizorilor pentru deservirea consumatorilor.

Furnizorii cumpără energie electrică de la producători, plătesc taxe pentru utilizarea rețelelor de transport și distribuție și vând energia electrică consumatorilor.

Consumatorii mari pot deveni eligibili, adică își pot alege furnizorul de la care achiziționează energia electrică, plătind tarife negociate cu acesta. Restul consumatorilor rămân captivi, plătind energia consumată la tarife reglementate.

Pe piața pe ziua următoare, prețul energiei electrice se stabilește cu o zi înaintea livrării efective, după mecanismul ordinii de merit descris în cazul modelului monopolist, însă el se calculează pentru intervale de tranzacționare mici, de o oră sau jumătate de oră, iar prețul pentru fiecare interval de tranzacționare va rezulta nu prin mediere, ci la intersecția dintre cerere și ofertă (prețul marginal din Fig. 2.8). Astfel, de-a lungul unei zile, prețul poate varia de la o oră la alta și va fi de obicei mai mare decât cel rezultat pe piața reglementată, cu maxime în orele de vârf, cu consum maxim, sau în perioadele în care combustibilii fosili au prețuri de achiziție mai mari.

Deoarece intervalul de o zi între stabilirea programului tranzacțiilor și livrarea efectivă rămâne mare, piața pe ziua următoare este completată în unele modele de organizare (de exemplu în piața NordPool a țărilor scandinave) cu o piață intrazilnică, care permite încheierea de tranzacții până foarte aproape de momentul de livrare.

Piața contractelor bilaterale și PZU sunt piețe de energie. În funcție de condițiile locale, ele pot fi completate cu alte piețe, și anume:

- piață pentru servicii tehnologice de sistem;
- piață de echilibrare;
- piață pentru contracte derivate;
- piață pentru certificate verzi.

Pentru rezolvarea în timp real a incidentelor petrecute în sistem (deconectări accidentale ale unor linii, oprirea inopinată a unor grupuri de generatoare, nerespectarea cantităților de energie programate pentru a fi livrate de producători sau absorbite de către furnizori), unele modele de piață prevăd o piață de echilibrare, pentru asigurarea echilibrului între producție și consum și o piață de servicii de sistem pentru asigurarea funcționării sigure și stabile a rețelei de transport (pentru asigurarea reglajului de frecvență și tensiune).

Pe piețele evolute, unde funcționează burse de energie, există piețe financiare pentru contracte derivate, care permit protecția pe termen lung împotriva variațiilor de preț, contracte care se pot încheia atât cu livrare de energie, cât și cu simple decontări financiare între părți. Tipurile de contracte tranzacționate pe piețele de contracte derivate sunt de obicei futures, forwards și options.

Acolo unde se implementează scheme de stimulare a producției din surse regenerabile, piața de energie este completată cu o piață adiacentă de certificate verzi

Mecanismul complex al modelului concurenței pe piața angro necesită existența unui operator comercial al pieței, care administrează desfășurarea operațiunilor comerciale, asigurând cadrul instituțional și operațional al pieței.

În cele mai multe cazuri, rămâne funcțională și autoritatea de reglementare, organism care stabilește regulile de funcționare a pieței.

În paradigma economică neoclasică, modelul concurenței pe piața angro rămâne unul incomplet, deoarece nu permite existența concurenței pe piața cu amănuntul, rezervată consumatorilor mici.

2.3.4. Modelul concurenței pe piața cu amănuntul

Ultima etapă în liberalizarea completă a pieței de energie electrică o reprezintă implementarea modelului concurenței pe piața cu amănuntul, detaliat în [Bel 11].

Caracteristică acestui model este spargerea monopolului regional al companiilor de distribuție, ceea ce are ca efect integrarea consumatorilor mici pe piața liberă, aceștia având dreptul să-și aleagă furnizorul de energie (care poate fi chiar compania de distribuție sau un furnizor independent) sau să cumpere energia electrică direct de pe piață.

Acolo unde nu este posibilă concurența între furnizori, din motive obiective, ori pentru consumatorii care nu doresc să schimbe furnizorul, trebuie să existe un furnizor regional de ultimă opțiune, care să asigure serviciul universal de alimentare cu energie electrică. Pe piețele dezvoltate, pentru ultimul caz, acest furnizor ar trebui să tarifeze energia la prețuri ceva mai ridicate decât cele existente pe piața concurențială, pentru a descuraja pasivitatea consumatorilor [CH 06].

Operarea și dezvoltarea rețelelor de distribuție rămâne în continuare reglementată și cade în sarcina companiilor de distribuție, însă acestea trebuie să asigure accesul nediscriminatoriu, contra cost, oricăror furnizori sau producători interesați.

Avantajele modelului, față de cel anterior, sunt

- cointeresarea distribuitorilor/furnizorilor în a achiziționa energie cât mai ieftină,
- stimularea consumului responsabil din partea consumatorilor
- promovarea eficienței tehnice la companiile distribuitoare, pentru minimizarea costurilor.

Reducerea prețurilor la consumator ar putea veni și prin negocierea unor tarife mai avantajoase în funcție de ora de consum (implementarea unor tarife diferențiate).

Dezavantajul major al acestui model de piață îl reprezintă complicarea procedurilor administrative și contabile la nivelul furnizorilor, pentru a include diverse servicii noi oferite pentru atragerea clienților pe de o parte, și pe de altă parte pentru a asigura managementul unei baze diverse de clienți. Pe lângă complicațiile de ordin administrativ și contabil, organizarea acestui aparat presupune costuri logistice și financiare ridicate.

Foarte puține piețe de energie electrică au ajuns în acest stadiu de dezvoltare a pieței, iar acolo unde s-a ajuns, s-au constatat anumite probleme majore:

- Aderența scăzută a micilor consumatori la ideea de a schimba furnizorul. Extremele vin din SUA, unde, în majoritatea cazurilor, după scandalul Enron din 2001, 90% dintre consumatori nu au mai optat pentru schimbarea furnizorului, vreme ce pe piața din Texas, ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), peste 50% dintre consumatori au migrat la alți furnizori [SH 08];
- Pasivitatea consumatorilor față de noile servicii oferite de furnizori (tarife diferențiate, energie “verde”) – în SUA, din procentul estimat de 30% al clienților casnici care ar opta pentru energie mai scumpă cu 10%, dar produsă din surse nepoluante, s-a materializat doar 3%;
- Creșterea prețurilor pentru consumatorii mici după introducerea concurenței și abolirea tarifelor reglementate (România) sau după scumpirea resurselor primare. În Marea Britanie, o parte din succesul inițial al pieței liberalizate s-a datorat construcției de centrale eficiente care funcționau cu gaz natural ieftin. Odată cu scumpirea de 2.5 ori a gazelor naturale în 2005, prețul electricității pe piață a crescut.

Până în prezent, după aproape 20 de ani de funcționare a piețelor liberalizate, consumatorii principali beneficiari ai liberalizării prețurilor și generalizării principiului eligibilității sunt consumatorii industriali și comerciali mari și medii [SH 08].

Evoluția gradului de deschidere al pieței (de introducere a concurenței) pe cele patru modele de piață descrise mai sus poate fi sintetizată ca în Fig. 2.9:

2.4. Piața concurențială – modelul „bazin de energie” vs. modelul bilateral

Un obiectiv major al liberalizării pieței de energie electrică a fost renunțarea la regulile stricte introduse de state în cadrul modelelor preponderent reglementate (monopol integrat pe verticală) în favoarea unui mediu concurențial cât mai liber (concurența pe piața angro și concurența pe piața cu amănuntul). Adesea, modelele

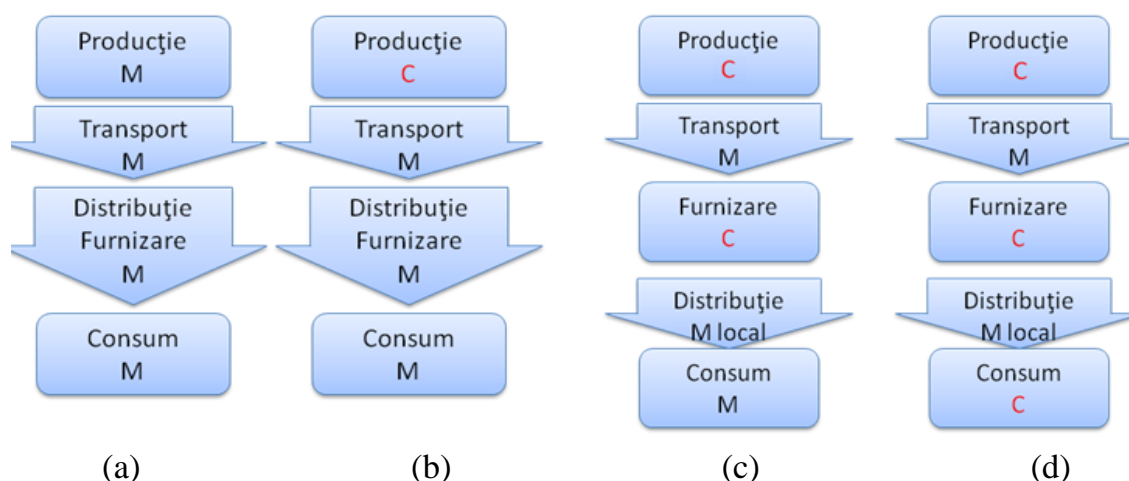


Fig. 2.9 - Gradul de deschidere a pieței pentru modelul monopolist integrat pe verticală (a), cumpărător unic (b), concurența pe piața angro (c) și concurența pe piața cu amănuntul (d)
M – monopol, C- concurență

cumpărătorului unic și cel al concurenței pe piața angro au fost adoptate ca modele de tranziție către modelul cel mai liberalizat, cel al concurenței pe piața cu amănuntul.

Condițiile de dezvoltare a pieței de energie depind de o multitudine de factori de diverse tipuri (economic, social, politic), ceea ce a condus la diverse modele de piață în întreaga lume, adaptate la condițiile locale ale fiecărui stat, iar reforma a regresat, a stagnat sau se află într-un stadiu intermediar. Indiferent de situație, însă, caracteristicile modelului de liberalizare adoptat a ales una dintre cele două căi principale sau, de cele mai multe ori, un hibrid între două extreme:

- Modelul bazinului de energie (pool) – prin licitație pe ziua următoare
- Modelul bilateral - prin contracte bilaterale

2.4.1. – Modelul bazinului de energie

Modelul bazinului de energie pur a fost specific primelor piețe liberalizate, din perioada anilor 1990-2000. Caracteristic acestui model este faptul că tranzacționarea energiei se face în așa-numitul „bazin de energie”, în care administratorul pieței organizează o licitație pe piața pe ziua următoare (PZU), numită și piață *spot* (pe loc), în care adună ofertele tuturor producătorilor și apoi realizează ordinea de merit fără restricții și apoi cu restricții. Ordinea de merit se realizează pe intervale orare sau mai mici.

Conform modelului descris în [CH 06], participarea la bazinul de energie poate fi obligatorie, caz în care toți producătorii trebuie să ofereze toată energia produsă în bazin, sau voluntară, când producătorii își pot vinde o parte din ofertă prin contracte, această parte din ofertă fiind de asemenea dispecerizată de operatorul de sistem împreună cu ofertele de pe piața spot.

Caracteristicile acestui model sunt:

- Dispecerizarea rețelei de transport este realizată de către un operator independent de sistem;

- Dispecerizarea este realizată exclusiv pe ziua următoare, pe baza ofertelor de vânzare și cumpărare primite de operatorul pieței de la participanți;
- Estimarea consumului se face „de sus în jos”, de la măsurătorile efectuate în nodurile de consum din rețeaua de transport;
- Producătorii sunt plătiți pentru energia livrată la prețul marginal de sistem;
- Serviciile de sistem sunt reglementate ca obligații în codul tehnic al rețelei de transport sau sunt achiziționate prin contracte comerciale;
- Operatorul de sistem este finanțat prin tarifele de acces la rețea plătite de către cumpărători;
- Există reglementări pentru limitarea controlului pieței și pentru neîndeplinirea obligațiilor de producție asumate, precum și stimulente pentru crearea de capacitate suplimentară de producție, în vederea acoperirii creșterii consumului în timp;
- Prețul calculat pentru fiecare oră este vizibil tuturor participanților;
- Furnizorii sau consumatorii consumă direct din rețea, fără a avea contracte sau alte obligații asumate în prealabil.

Producătorii primesc pentru energia produsă prețul acestei energii, egal cu prețul marginal stabilit pentru ora de livrare, la care se adaugă costurile pentru pierderi și servicii de sistem, plătite de furnizori, plus un bonus implicit pentru crearea de capacitate. În cazul neîndeplinirii obligațiilor de producție, producătorul este penalizat de obicei prin neplata cantității de energie nelivrate, dar pot exista și mecanisme de penalizare suplimentare.

Prețurile pe piața spot sunt volatile, ele depinzând de cerere (care implică intrarea pe piață în orele de vârf de sarcină a unor producători mai scumpi, care vor fixa un preț mai mare) și de prețurile de moment ale combustibililor folosiți ca sursă de energie primară. Pentru protejarea reciprocă a furnizorilor (cumpărătorilor) și producătorilor (vânzătorilor) împotriva acestor variații de preț, în unele modele de bazin funcționează mecanismul de contracte pentru diferențe. Conform termenilor unei înțelegeri prealabile, furnizorul va suporta diferența de preț atunci când prețul pe piața spot depășește prețul din contractul pentru diferențe, iar producătorul va vinde către furnizor la prețul fixat atunci când prețul de pe piața spot va fi mai mic decât acesta (Fig. 2.10) [Gavrilaș 01].

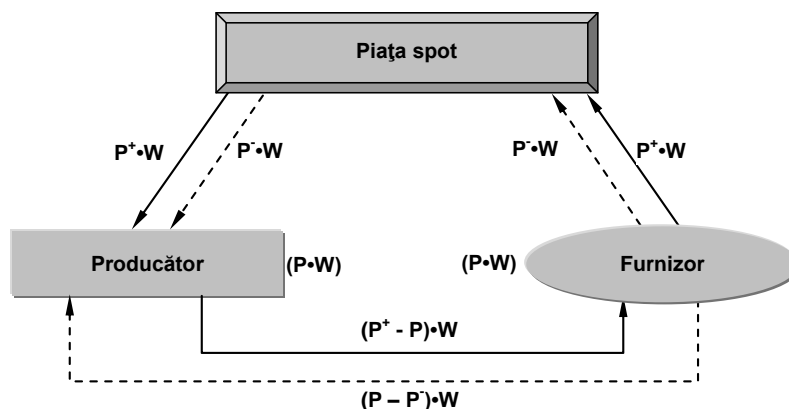


Fig. 2.10 – Mecanismul contractelor pentru diferențe

2.4.2. – Modelul bilateral

Modelul de tranzacționare bilateral este o evoluție a celui de tip bazin, de care diferă în următoarele puncte esențiale [CH 06]:

- Furnizorii cumpără energia electrică de pe piață în avans, exclusiv prin contracte bilaterale cu producătorii;
- Producătorii se autodispecerizează, notificând cantitățile produse către operatorul de sistem, care, dacă constată apariția unei congestii, îi va despăgubi la prețuri determinate de mecanismul de echilibrare;
- Pe lângă cantitățile contractate, producătorii și furnizorii își pot arăta disponibilitatea de a devia programat de la cantitățile ofertate, în sensul creșterii sau reducerii producției la producători, respectiv al creșterii sau reducerii consumului la furnizori, contra unui preț;
- Atunci când un producător sau furnizor este responsabil pentru un dezechilibru (de pildă un furnizor cere mai mult decât puterea programată), el este taxat pentru dezechilibrul produs (furnizorul va consuma energia necesară, asigurată de operatorul de sistem din ofertele de echilibrare depuse pe piață pentru intervalul de programare respectiv, dar plătind un preț mai mare).

Modelul de piață bilateral oferă cea mai mare libertate producătorilor și furnizorilor, permițându-le să se autodispecerizeze, dar pe de altă parte îi responsabilizează prin mecanismele financiare de penalizare ale pieței de echilibrare.

Bibliografie

[SH 08] Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance, Edited by Fereidoon P. Sioshansi, Elsevier, 2008

[webEUD72] Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE

[FERC-SR] Final Report on Price Manipulation in Western Markets, Fact-Finding Investigation of Potential Manipulation of Electric and Natural Gas Prices, Docket No. PA02-2-000, Prepared by the Staff of the Federal Energy Regulatory Commission, March 2003

[Bel 11] Lev S. Belyaev - Electricity Market Reforms - Economics and Policy Challenges, Springer, 2011, ISBN 978-1-4419-5611-8, e-ISBN 978-1-4419-5612-5

[webBETTA] <http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/742/74205.htm>

[CH 06] Chris Harris - Electricity Markets - Pricing, Structures and Economics, Wiley Finance Series, 2006, ISBN-13 978-0-470-01158-4 (HB)

[Gavrilaș 01] Mihai Gavrilaș, Nelu Filimon – Tendințe moderne în distribuția energiei electrice, Editura Agir, București, 2001