



# ÎN CAUTAREA LIBERALIZĂRII PIERDUTE

## Deschiderea pieței de energie electrică din Republica Moldova: unde suntem și unde ar trebui să ajungem?

*Studiu de politici energetice*

**Ion EFROS**

*Cercetător - analist în domeniul energiei, IPP*

Chișinău, 2016

*Acest studiu a fost realizat cu suportul parțial al Foundation Open Society Institute în cooperare cu Think Tank Fund al Open Society Foundations. Opiniile exprimate în acest studiu aparțin autorului și nu reflectă neapărat punctul de vedere al donatorului sau al Institutului de Politici Publice.*



© Institutul de Politici Publice, Aprilie 2016. Toate drepturile rezervate. Nici o parte din această publicație nu poate fi reprodusă, stocată într-un sistem de copiere sau transmisă în oricare formă sau cu orice mijloace electronice, mecanice, copiere, înregistrare sau altele fără referință la sursă. Institutul de Politici Publice salută și încurajează folosirea și diseminarea materialelor incluse în această publicație.

<b>Cuprins.....</b>	<b>3</b>
<b>I. Introducere.....</b>	<b>4</b>
<b>II. Evaluarea pilonilor liberalizării pieței de electricitate din Republica Moldova.....</b>	<b>5</b>
<b>III. Liberalizarea piețelor de electricitate din Țările Baltice. Lecții pentru Moldova.....</b>	<b>20</b>
<b>IV. Cuplarea Moldovei la piața europeană a electricității.     Analiza piețelor regionale (Bulgaria, România, Ucraina). .....</b>	<b>28</b>
<b>V. Recomandări.....</b>	<b>47</b>
<b>VI. Concluzii.....</b>	<b>52</b>

## I. INTRODUCERE

În esență scopul liberalizării vizează sporirea securității energetice, creșterea competiției, atragerea investițiilor în domeniul energetic. Se consideră că în cazul Moldovei care este o piață prea mică aceste obiective pot fi realizate doar prin integrarea într-o piață regională, iar ulterior în piața internă de energie a Uniunii Europene. Acest studiu va analiza liberalizarea pieței de energie electrică a Moldovei având ca scop ilustrarea beneficiilor deschiderii pieței, crearea unei piețe energetice reale și cuplarea la piețele ENTSO-E.

La 6 octombrie 2011 odată cu Adunarea Ministerială a Consiliului de Miniștri ai Comunității Energetice de la Chișinău se decide avansarea liberalizării și deschiderii piețelor energetice în spațiul Comunității Energetice prin adoptarea deciziei de implementare a "pachetului energetic III", care reprezenta o etapă mai avansată și mai hotărâtă de deschidere a piețelor europene de energie. Noutatea acestui pachet, comparativ cu pachetul I și II sunt cerințele pentru separarea proprietății operatorilor de transport a electricității pentru un acces nediscriminatoriu la rețea și întărirea competiției, crearea unei Agenții de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei (ACER) a cărei membri sunt reglementatorii țărilor UE și o Asociație Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru energie electrică (ENTSO-E) care întrunește operatori ai sistemelor de transport a electricității din state membre și non-membre ale UE. Aceste instituții împreună cu Comisia Europeană și instituțiile naționale ale statelor membre ale UE și Comunității Energetice urmează să finalizeze crearea unei pieței pan-europene de electricitate. Prin acest pachet, pe partea care ține de energia electrică, se propuneau Directiva 2009/72/CE care va înlocui Directiva 2003/54/CE și Regulamentul (CE) nr. 714/2009 care va înlocui Regulamentul (CE) nr. 1228/2003.

În acest studiu vom arăta:

- a. Care sunt blocajele care împotmolesc și ce ar putea mișca înainte procesul de liberalizare a pieței de electricitate din Moldova;
- b. Cum a influențat procesul de liberalizare Țările Baltice și ce lecții poate lua Moldova din această experiență;
- c. Rolul altor trei piețe regionale de electricitate în diminuarea deficitului capacităților de generare a Republicii Moldova.

Metodologia utilizată include analiza cadrului legal moldovenesc, cadrului legal european, rapoartelor reglementatorilor piețelor energetice din țările investigate, rapoartelor instituțiilor energetice europene, analiza datelor statistice oficiale din țările examinate, interviuri cu experți naționali independenți, angajați ai participanților la piața energetică din Moldova și alte țări, experți și consultanți internaționali. Autorul a beneficiat și de o vizită de studiu în cadrul Comunității Energetice, motiv pentru care mulțumește **Foundation Open Society Institute**.

## II. EVALUAREA PILONILOR LIBERALIZĂRII PIEȚEI DE ELECTRICITATE DIN REPUBLICA MOLDOVA

Un punct final al liberalizării nu există. Esența liberalizării energetice este de a aduce transparență pe piețele de energie, prețuri mai rezonabile pentru consumatori, creștere economică, securitate energetică. Mai nou, la nivel European, acestora s-a adăugat prevenirea schimbărilor climatice prin promovarea tehnologiilor nepoluante. Aceste obiective sunt largi și adesea intră în "conflict" unele cu altele. Demografia, piețele, tehnologiile și politicile energetice ale statelor evoluează, iar odată cu acestea și forma pe care o ia liberalizarea. În esență, însă, liberalizarea piețelor de electricitate la nivel european se referă la:

- (a) Separarea producătorilor și furnizorilor de energie de rețelele de transport și distribuție;
- (b) Întărirea independenței reglementatorului pieței de energie;
- (c) Separarea proprietății operatorului de transport și de sistem și independența sa de orice interes de furnizare sau de producere a energie electrice
- (d) Accesul reglementat al terțelor părți la rețelele de transport;
- (e) Cooperarea transfrontalieră dintre operatorii sistemelor de transmisie a electricității;
- (f) Creșterea transparenței la nivelul vânzărilor de energie cu amănuntul în beneficiul consumatorilor.

Prima parte a acestui studiu va examina aceste componente care sunt relevante și pentru liberalizarea pieței de electricitate din Republica Moldova, explicând rolul fiecărei componente și arătând ce poate fi îmbunătățit.

### A. Separarea proprietății rețelelor de transport

Separarea rețelelor de transport de segmentele competitive ale producerii și furnizării este necesară deoarece se consideră că menținerea lor într-o companie integrată vertical blochează accesul altor producători și furnizori la rețele. Acest blocaj este în detrimentul consumatorilor pentru că împiedică penetrarea pieței de către alți jucători, care ar putea oferi servicii și prețuri mai bune. Forma segmentării diferitor părți ale lanțului industriei energetice de rețea s-a produs la început prin separarea conturilor contabile ale segmentelor competitive de cele necompetitive, apoi prin separarea operațională, ajungându-se în final la opțiunea separării juridice. Deși scopul declarat al celor trei valuri succesive de liberalizare a piețelor de electricitate la nivel european (1996, 2003, 2009) a fost același, urmărindu-se separarea clară a intereselor producerii și furnizării de electricitate de cele de acces la rețelele de transport, acest scop nu a reușit în totalitate nici măcar cu cea de-a treia Directiva europeană din 2009. Acest lucru s-a datorat presiunilor pe care le-au făcut în special Germania și Franța care au preferat să mențină marile lor companii naționale din sectorul energetic în structuri integrate vertical. Astfel, Directiva 2009/72/CE pe lângă opțiunea separării în companii total distincte include alte

două opțiuni de reorganizare corporativă mai "laxe". Caracteristicile principale ale celor trei modele sunt următoarele<sup>1</sup>:

1. Modelul separării complete a proprietății companiilor de rețelele de transport de proprietarii companiilor care produc sau furnizează electricitatea ("ownership unbundling");
2. Modelul Operatorului de Sistem Independent (ISO) prin care companiile implicate în furnizare pot deține sistemul de transport al electricității în timp ce operarea acestuia, investițiile și mentenanța rețelelor sunt date spre gestiune unei alte companii independente juridic;
3. Modelul Operatorului de Transport Independent (ITO) prin care companiile implicate în activitatea de furnizare pot deține și opera rețelele de transport a electricității, dar numai printr-o companie subsidiară, iar toate deciziile importante, inclusiv de investiții sunt luate independent de compania mamă.

Statul cunoscut pentru modelul separării clasice complete este Regatul Unit al Marii Britanii. Franța, Austria și Bulgaria au optat pentru modelul ITO, în timp ce România a optat pentru modelul ISO.<sup>2</sup> Despre planurile de liberalizare a pieței electroenergetice a Republicii Moldova s-a vehiculat pentru prima dată în anul 1996 într-o Hotărâre de Guvernului condus de Andrei Sangheli.<sup>3</sup> Liberalizarea propriu zisă nu a început însă decât odată cu Aderarea la Tratatul Comunității Energetice în Mai 2010, angajament întărit juridic și prin Acordul de Asociere la Uniunea Europeană pe care Moldova l-a semnat în iunie 2014.

În acest moment formal operatorul de sistem, Moldelectrica este separat din punct de vedere juridic și contabil de activitățile de producere și furnizare a electricității, iar modelul ales pare a fi cel al modelului separării complete (*ownership unbundling*). Proiectul noii Legi cu privire la electricitate din 2014 transpune criteriile legate de certificare a acestei companii conform Directivei 2009-72-EC.<sup>4</sup> Totuși la nivel operațional această companie continuă să fie

---

<sup>1</sup> European Commission "Market integration. Unbundling", <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/market-legislation>, accesat la 16 aprilie 2016

<sup>2</sup> European Commission (2016) "TSO Certifications", [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/certifications\\_decisions.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/certifications_decisions.pdf), accesat la 16 aprilie 2016

<sup>3</sup> Valentin Arion, *Strategii și politici energetice (Uniunea Europeană și Republica Moldova)*. Chișinău, ed. „Universul”, 2004, p. 399

<sup>4</sup> Energy Community (2015) "EnC Implementation Report 2015", p.133, [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/DOCS/3872267/23B450386A075E64E053C92FA8C0F69F.PDF](https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/3872267/23B450386A075E64E053C92FA8C0F69F.PDF)

administrată de Ministerul Economiei. Același Minister prin intermediul Agenției Proprietății Publice este și acționarul celor două CET-uri din cadrul Termoelectrica. Tot Ministerul Economiei administrează CET Nord și Centrala hidroelectrică din Costești. Toate aceste companii sunt implicate în activități de producere a electricității. Ministerul Economiei este și proprietarul RED Nord, RED Nord – Vest, Furnizare Energie Nord, Energocom, care sunt operatori ai sistemului de distribuție, respectiv furnizori de electricitate. Astfel, separarea producerii și furnizării electricității de activitatea transport nu este completă și nu corespunde în totalitate cu cerințele normei europene. Prin urmare Moldova continuă să aibă un sector energetic vertical integrat. Această constatare rămâne valabilă chiar dacă 70% din rețelele de distribuție aparțin unei companii private, Gaz Union Fenosa, iar peste 70% din electricitatea consumată pe malul drept al Nistrului este produsă de Centrala de la Cuciurgan care de asemenea este controlată de un investitor privat.<sup>5</sup> În aceste condiții, soluția care rămâne la îndemâna Guvernului pentru a se conforma Directivei 2009/72/EC este fie de a trece gestiunea companiei de stat Moldelectrica către alt Minister, fie de a păstra gestiunea Moldelectrica în gestiunea Ministerului Economiei și de a transfera companiile cu capital de stat implicate în activități de producere în gestionarea altor autorități publice de stat.<sup>6</sup>

## **B. Reglementator independent**

Apariția reglementatorului de piață este o necesitate în contextul liberalizării piețelor de energie. Misiunea sa principală este de a asigura un acces nediscriminatoriu, obiectiv și transparent bazat pe tarife reglementate la rețelele de electricitate constituite ca monopol natural și de corecta ceea ce în mod convențional este perceput drept eșuare a pieței (*market failure*) în alocarea eficientă a resurselor. În cazul pieței de electricitate vorbim de un eșec al acestei industrii. Reglementatorul vine să corecteze eșecul pieței, să supravegheze funcționarea eficientă a acesteia și să edifice o piață energetică concurențială.

Independența reglementatorului trebuie văzută în raport cu toate părțile interesate: în raport cu Parlamentul, Guvernul, companiile energetice și consumatori. Aceste elemente sunt prevăzute în Directiva 2009/72/CE și Regulamentul (CE) nr. 714/2009. În acest scop reglementatorul trebuie să fie o entitate separată, cu propriul său buget, iar Parlamentul să îi ofere suficiente resurse și mai ales independență decizională pentru a-și îndeplini misiunea. Deciziile reglementatorului sunt obligatorii pentru companii, având dreptul să le sancționeze

---

<sup>5</sup> Trebuie amintit însă că statutul juridic al acestei Centrale rămâne incert, deoarece rezultatul privatizării acesteia nu este recunoscut de Guvernul de la Chișinău. Prin urmare, juridic, Centrala de la Cuciurgan rămâne proprietate a Guvernului Republicii Moldova și implicit a Ministerului Economiei care gestionează portofoliul energetic al țării, chiar dacă Guvernul nu controlează activitatea acestei centrale.

<sup>6</sup> Ministerul Economiei din Republica Moldova "ANALIZA PRELIMINARĂ A IMPACTULUI DE REGLEMENTARE (AIR) referitor la transpunerea în legislația ce reglementează sectorul electroenergetic a Directivei nr. 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice", p. 22, [http://mec.gov.md/sites/default/files/document/attachments/ep-\\_air\\_lg\\_ee\\_final\\_cu\\_legea.doc](http://mec.gov.md/sites/default/files/document/attachments/ep-_air_lg_ee_final_cu_legea.doc)

prin penalități în cazul în care companiile nu le respectă. Toți participanții pieței energetice (producători de electricitate, operatorii rețelelor, traderii și furnizorii de electricitate, consumatorii) trebuie să furnizeze informații exacte către reglementator.<sup>7</sup>

În Republica Moldova Proiectul Legii cu privire la electricitate din 2014 indică sarcinile reglementatorului printre care (1) eliberarea licențelor de generare, transport, distribuție și furnizare a electricității și supravegherea modului în care entitățile care le-au primit își îndeplinesc atribuțiile; (2) reglementarea prețurilor și tarifelor; (3) monitorizarea schimburilor transfrontaliere și a modului în care se alocă capacitățile de interconectare; (4) separarea conturilor contabile și monitorizarea termenilor și condițiilor pentru conectarea noilor producători de energie electrică (5) protecția consumatorilor finali. În plus Proiectul noii Legi extinde aspecte din legislația “pachetului energetic III” care sunt vag definite sau lipsesc în Legea în vigoare din 2009, precum ar fi oferirea dreptului Agenției de a propune judecătorilor relevante din Moldova impunerea penalităților actorilor din piața energetică în cazul în care acestea nu-și onorează obligațiile, dreptul de a iniția investigații și de a impune măsuri concrete de promovare a competiției.

Dincolo de atribuțiile și drepturile pe care i le oferă actualul cadru legal, ANRE a fost supusă unor presiuni politice crescute în ultimii ani. De exemplu Legea nr 1525 din 1998 cu privire la energetică stabilește în articolul 4 (punctul 6, litera f) că Directorul ANRE poate fi demis în caz de “aflare în incompatibilitate”<sup>8</sup> fără a preciza natura acestei incompatibilități, fapt care poate lăsa loc pentru interpretări și presiuni politice asupra acestuia. Acest debușeu legal a fost folosit de Parlament în 2013 și 2014 pentru a vota demiterea Directorului General al Agenției.

În acest context trebuie amintit că Articolul 7 (punctul 2) al Legii cu privire la electricitate din 2009 stabilește că *“Agenția...are statut de persoană juridică și nu se subordonează nici unei alte autorități publice sau private, cu excepția cazurilor stipulate în lege”*, text care este trecut și în proiectul noii Legi a electricității din 2014 prin art. 6 (punctul 2). În plus proiectul de Lege din 2014 stabilește prin art. 6 (punctul 4) că *“Directorii Consiliului de administrație și personalul Agenției la îndeplinirea atribuțiilor de reglementare acționează în mod independent de orice interes de piață, nu solicită și nu acceptă instrucțiuni directe din partea Guvernului, a organelor centrale de specialitate ale administrației publice sau din partea altor autorități”*. Exact acest punct a fost încălcat și de Consiliul Suprem de Securitate din Moldova și Confederația Națională a Sindicatelor în august 2015 când au cerut suspendarea deciziei ANRE de majorare a tarifelor

---

<sup>7</sup> European Commission (2010) “INTERPRETATIVE NOTE ON DIRECTIVE 2009/72/EC CONCERNING COMMON RULES FOR THE INTERNAL MARKET IN ELECTRICITY AND DIRECTIVE 2009/73/EC CONCERNING COMMON RULES FOR THE INTERNAL MARKET IN NATURAL GAS”, COMMISSION STAFF WORKING PAPER, Brussels, 22 January 2010, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010\\_01\\_21\\_the\\_regulatory\\_authorities.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_01_21_the_regulatory_authorities.pdf)

<sup>8</sup> LEGEA Nr. 1525 din 19.02.1998 cu privire la energetică, <http://lex.justice.md/md/311606/>



de distribuție și furnizare, având ca motiv ”situația economico-financiară și social-politică din țară”<sup>9</sup>, dar fără a ține cont de pierderile pe care le-au suferit distribuitorii și furnizorii de electricitate ca urmare a devalorizării leului moldovenesc în raport cu dolarul american. Toate aceste presiuni trebuiesc înlăturate pentru a i se permite ANRE să-și exercite mandatul de arbitru imparțial într-o piață liberalizată.

Pe lângă acestea ANRE admite deliberat curențe în transparența luării deciziilor. Cele mai recente se referă la eliberarea în timp record a unei licențe de furnizare a electricității în segmentul engros unei companii abia înregistrate (Energocapital) la Chișinău, cu acționari necunoscuți și fără nici o experiență anterioară în comercializarea energiei.<sup>10</sup> Ulterior, devalorizarea leului a făcut imperativă ajustarea tarifelor de către ANRE pentru a nu pune distribuitorii și furnizorii finali în situația incapacității de plată. Chestiunea revizuirii tarifelor a fost și continuă să fie de interes public major în condițiile în care sărăcia energetică afectează până la 80% din populația țării. Modul în care s-a făcut însă recalcularea tarifelor în data de 18 iulie 2015 a încălcat ”Regulamentul cu privire la procedurile de asigurare a transparenței în procesul de elaborare și adoptare a deciziilor”, din 16.02.2010. Regulamentul obliga Agenția să plaseze pe pagina sa electronica proiectul de decizie a revizuirii tarifelor cu includerea propunerilor apărute în urma unor consultări publice. În acest sens un anunț privind organizarea consultărilor publice trebuia făcut cu cel puțin 15 zile înainte de definitivarea acestui proiect de decizie. Sinteza recomandărilor parvenite ca urmare a acestor consultări, precum și notele informative care să justifice proiectul de decizie trebuiau publicate pe site-ul Agenției, prevederi care nu au fost respectate.<sup>11</sup>

Măsurile concrete prin care poate fi îmbunătățită activitatea, sporită independența și transparența ANRE țin de: limitarea membrilor Consiliului de Administrație la un singur mandat, nominalizarea unui comitet de experți neutri pentru preselecția candidaților Consiliului de Administrație pentru a reduce impactul factorilor politici în procedura de nominalizare, scoaterea din legislație a termenului vag de ”incompatibilitate” ca motiv pentru a demitere a directorilor ANRE care nu este clar definit și care lasă loc de interpretări, votarea la timp a bugetului Agenției, petrecerea consultărilor publice pentru ca toate părțile interesate să se

---

<sup>9</sup> **HOTĂRÎREA** Nr. 179 din 03.09.2015 privind suspendarea aplicării Hotărîrii Consiliului de Administrație al ANRE nr. 152/2015 din 17 iulie 2015 privind tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice, <http://lex.justice.md/index.php?action=view&view=doc&lang=1&id=360856>

<sup>10</sup> ”DEZBATERI PARLAMENTARE Parlamentul Republicii Moldova de legislatura a XX-a SESIUNEA a II-a ORDINARĂ – IULIE 2015”. Ședința din ziua de 2 iulie 2015. (STENOGRAMA) SUMAR. P.134 <http://www.parlament.md/LinkClick.aspx?fileticket=KG09Lk9%2FImw%3D&tabid=128&mid=506&language=ro-RO>

<sup>11</sup> A se vedea **HOTĂRÎREA** Nr. 96 din 16.02.2010 cu privire la acțiunile de implementare a Legii nr. 239-XVI din 13 noiembrie 2008 privind transparența în procesul decizional, <http://lex.justice.md/md/333789/>

poată pronunța înainte de luarea unor decizii.<sup>12</sup> Pe lângă acestea ar trebui amendate condițiile de angajare, care să restricționeze acceptarea în funcții de Directori și șefi de direcții ai ANRE a persoanelor care au activat în companii energetice, iar cei care au fost deja acceptați să li se interzică acest lucru după ce le-a expirat mandatul pentru o perioadă definită. Toate aceste măsuri ar trebui să sporească independența reală în activitatea Agenției.

### C. Accesul la rețele

Accesul la rețele este un alt element cheie al liberalizării pieței de energie. Într-o piață concurențială nu este suficientă doar restructurarea corporativă a companiilor vertical integrate. Prin accesul la rețelele de transport și distribuție a diferitor furnizori se stimulează concurența atât pentru companiile care produc electricitatea, cât și pentru cele care o vând consumatorului final. În acest fel consumatorii beneficiază de mai multe opțiuni, servicii mai diversificate și prețuri mai bune. Prima Directivă europeană de liberalizare a pieței de electricitate a introdus conceptul de acces negociat și acces reglementat la rețele. Începând cu a doua Directivă de liberalizare a electricității, însă, s-a înlăturat posibilitatea accesului negociat la rețele pentru că acest regim nu era considerat suficient pentru a diminua cota de piață a companiilor vertical integrate care dețineau în continuare proprietatea liniilor de transport electric. Acest regim va fi dezvoltat mai aprofundat în Directiva a treia de liberalizare a pieței europene de electricitate, Directiva 2009/72/CE. Sunt două elemente cheie care definesc accesul la rețea: a. *tarifele* care trebuie determinate de către reglementator conform unei metodologii prestabilite și publicate; b. *codurile de rețea* care stabilesc regulile de acces la sistemul de transport.

În privința tarifelor, metodologia privind tarifele de transport a electricității a fost revizuită în Mai 2013 de către ANRE pentru a include pierderile de rețea în costurile suportate de companie. În iulie 2015 ANRE a adoptat un nou tarif de transport care să ia în calcul costurile cauzate de energia cumpărată pentru acoperirea pierderilor de transport a electricității. De asemenea tarifele de acces la rețelele de distribuție cu diferite nivele de tensiune au fost adoptate în iulie 2015 pentru toate RED-urile care activează în Moldova. Suspendarea acestor tarife apoi revalidarea lor au semnalat că Moldova are dificultăți în conformarea cu articolul 32 din Directiva 2009/72/CE.<sup>13</sup>

În privința codurilor de rețea, Legea în vigoare cu privire la electricitate din 2009 nu le definește. Acest gol pare a fi corectat în proiectul Legii din 2014 enumerând opt coduri de rețea: *de*

---

<sup>12</sup> Energy Community Annual Implementation Report, 2015, p. 139, [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/DOCS/3872267/23B450386A075E64E053C92FA8C0F69F.PDF](https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/3872267/23B450386A075E64E053C92FA8C0F69F.PDF)

<sup>13</sup> Idem, p. 133

*alocare a capacității și gestionarea congestiilor; a cerințelor tehnice pentru funcționarea centralelor electrice; de asigurare a echilibrului în sistemul electroenergetic; de acces și racordare la rețelele electrice; de securitate operațională; de planificare operațională și programare; de reglaj al frecvenței și rezervelor; de gestionare a situațiilor de urgență și restabilire a livrărilor.* Totuși simpla lor enumerare în Lege nu înseamnă ca aceste coduri vor fi implementate automat. Aceste coduri pe lângă faptul ca sunt doar amintite în proiectul de lege din 2014, deocamdată neadoptat, mai necesită a fi elaborate prin regulamente tehnice separate. Traducerea și implementarea acestor coduri va cădea în sarcina sistemelor de transport și distribuție, și cooperarea cu ANRE. *Codul de alocare a capacității și gestionarea congestiilor* a fost primul cod de rețea al energiei electrice care a intrat în vigoare la 14 august 2015 în toate țările Uniunii Europene, iar din 17 Mai 2016 va intra în vigoare și *codul de acces și racordare la rețelele electrice*.

Codurile de rețea vor fi obligatorii pentru toți participanții pieței și în totalitatea ariilor deservite de aceștia. Nici un document național care va reglementa activitatea vreunui participant din piața de energie nu va putea pretinde că legalitatea acestui document nu va avea vreun impact asupra participanților din alte jurisdicții. Acest lucru derivă din scopul creării unei singure piețe de energie la nivel european în care fiecare factor care influențează asupra formării prețurilor va avea impact asupra întregii piețe unice de electricitate.<sup>14</sup> Indiferent de modul de cuplare la piața europeană a electricității pentru care va opta Guvernul Republicii Moldova, sincronă sau asincronă, aceste coduri de rețea vor trebui implementate și în Moldova. Din acest motiv, până la cuplarea propriu zisă Republica Moldova ar putea crea o piață comună de energie cu Ucraina, existând toate premisele pentru acest lucru: interconexiuni suficiente, exces de capacitate în Ucraina, asistență din partea Comunității Energetice și alți donatori internaționali. O piață de energie ar presupune existența câtorva sub-piețe cum ar fi o piață intra-zilnică, o piață pentru ziua următoare, o piață de balansare a electricității, o piață privind contractele bilaterale. O astfel de piață există între cele trei state baltice, care l-a fel ca și Republica Moldova și Ucraina sunt conectate la sistemul unificat de electricitate al CSI, dar au și conectări asincrone cu sistemul european de electricitate și pot arbitra între cele două piețe.

Nu este clar în ce măsură participanții pieței de electricitate din Republica Moldova participă sau sunt incluși în elaborarea codurilor de rețea. În orice caz pentru a facilita această sarcină, experți ai Moldelectrica, distribuitorilor locali și ANRE ar putea fi delegați în grupurile de lucru ale ACER (Agenția de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei) care lucrează la elaborarea codurilor de rețea și în care sunt deja prezenți reprezentanți ai participanților

---

<sup>14</sup> Andreas Pointvogl "A New Dimension in the Legitimacy Debate. Network Codes in the Energy Community" în Dirk Buschle and Kim Talus ed. *The Energy Community. A New Energy Governance System*. Intersentia 2015, p. 176, nota 40

piețelor de electricitate din țările membre ale Comunității Energetice din partea Balcanilor de Vest și Uniunii Europene. Aceste coduri de rețea ar putea fi aplicate și de actorii pieței energetice din Ucraina și Moldova în cazul în care se va ajunge la o piață comună între cele două state. În acest fel, cuplarea ulterioară a Republicii Moldova la piața europeană să va face mai ușor indiferent de modalitatea de cuplare aleasă. În plus vor fi consolidate și capacitățile instituționale ale Moldelectrica, ale RED-urilor și ANRE.

#### **D. Cooperarea transfrontalieră**

Cooperarea transfrontalieră între operatorii sistemelor de transport a electricității este necesară pentru a se asigura că electricitatea este transportată în mod eficient prin rețele. "Pachetul energetic III" specifică că acest lucru se face prin platforma Rețelei Europene a Operatorilor de Transport și Sistem de Energie (ENTSO-E).<sup>15</sup> În prezent toate părțile contractante ale Comunității Energetice sunt membre ENTSO-E, cu excepția Ucrainei și Moldovei care rămân deocamdată părți ale Sistemului Energetic Integrat al CSI. Conform Strategiei Energetice a Republicii Moldova din 2013 aderarea Moldovei la ENTSO-E ar trebui să se producă până în 2030. Avantajele acestei integrări constau în accesul la o piață mai largă, mai lichidă, mai transparentă și cu reguli de joc bazate pe mecanisme de piață, nu pe interferențe politice. Deocamdată Moldova nu îndeplinește două criterii de bază care formează așa numitul principiu "generation adequacy" pentru a se alătura ENTSO-E.<sup>16</sup> Conform primului criteriu țara candidată trebuie să fie în stare să își acopere cererea de vârf a consumului de electricitate din propriile capacități de producere. În condițiile în care Moldova nu controlează Centrala de la Cuciurgan, iar celelalte unități de generare acoperă doar între patra și a cincea parte din consumul de electricitate din partea dreaptă a Nistrului această condiție nu este

---

<sup>15</sup> Rețeaua are un Secretariat permanent în Bruxelles și a fost mandatată de către Comisia Europeană cu două sarcini principale. Prima este să dezvolte propuneri pentru reglementări europene obligatorii denumite și coduri de rețea în domeniile comerțului cu electricitate, siguranței rețelelor și conectării diferitor sisteme naționale de transport a energiei electrice. A doua sarcină a ENTSO-E este să coordoneze planificarea noilor investiții în rețele și să monitorizeze dezvoltarea noilor capacități de transport al electricității. Această sarcină include publicarea Planurilor de Investiții pe 10 ani, iar la fiecare doi ani se face o reactualizare a acestor planuri pentru a se identifica deficitul de investiții în infrastructura energetică.

<sup>16</sup> Criteriile formale pe care le cere integrarea tehnică la sistemul ENTSO-E și majoritatea cărora nu sunt îndeplinite de Moldelectrica, sunt următoarele: a) candidatul este o persoană juridică constituită în conformitate cu legile din țara sa de origine; b) candidatul este desemnat ca Operator al Sistemului de Transport în conformitate cu Regulamentul sau a Directiva în vigoare privind normele comune pentru Piața Internă de Energie (PIE) a UE; c) candidatul este singurul responsabil pentru controlul frecvențelor și pentru menținerea schimbul de putere la valoarea programată într-o anumită zonă ("Zonă de control"), care se află în interiorul Uniunii Europene sau într-o țară care a încheiat un acord cu Uniunea Europeană, care reglementează relația sa cu PIE; d) candidatul aparține unei țări sau unei "Zone de Control" al spațiului relevant pentru PIE a UE în ceea ce privește condițiile de piață și/sau în ceea ce privește realitățile fizice ale interconexiunilor sale de transport; e) candidatul dispune sau are acces la mijloacele financiare necesare pentru a-și îndeplini obligațiile care decurg în mod direct sau indirect, din calitatea sa de membru al Asociației; și f) candidatul îndeplinește criteriile și standardele zonei tehnice la care este sau va fi conectat, pentru a garanta stabilitatea și calitatea operațiunilor din acea zonă sincron. A se vedea "Articles on Association" ENTSO-E, Edition 30.09.2014, p. 8, [https://www.entsoe.eu/Documents/General%20ENTSO-E%20documents/General%20ENTSO-E%20documents/140930\\_Articles\\_of\\_Association.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/General%20ENTSO-E%20documents/General%20ENTSO-E%20documents/140930_Articles_of_Association.pdf)

întrunită. Conform celei de-a doua condiții, țara candidată trebuie să aibă suficiente capacități (linii electrice) de import/export dintr-o țară membră a ENTSO-E care să-i acopere deplin cererea internă de consum. Nici această condiție nu este îndeplinită de Republica Moldova din cauza frecvențelor diferite de cele ale sistemului românesc și legăturilor transfrontaliere limitate cu Transelectrica.

Aderarea la ENTSO-E poate fi făcută în mod sincron și asincron. Cuplarea sincronă este problematică în acest moment. Teoretic o astfel de sincronizare este posibil de făcut fără Ucraina. Acest lucru ar necesita separarea câtorva blocuri ale Centralei de la Cuciurgan și astfel și de restul sistemului energetic al Ucrainei care folosește nodul electric de la Cuciurgan pentru consumul său intern.<sup>17</sup> Blocurile rămase ale acestei centrale energetice ar permite utilizarea în continuare de către Ucraina a unei părți din liniile sistemului electric moldovenesc în scopuri de tranzit pentru consumul său propriu. Această operațiune însă ar implica acceptul deținătorului Centralei de la Cuciurgan. Energia pentru echilibrare și serviciile de sistem ar trebui contractate în acest caz fie de la producătorii din România, fie de la Centrala de la Cuciurgan. Acest scenariu dă putere de negociere semnificativă părții transnistrene, care ar cere și niște mecanisme de compensare, deoarece dumpingul pe care îl practică această Centrală ar fi imediat sancționat de Comisia Europeană/Secretariatul Comunității Energetice, iar producerea electricității la costuri de piață nu ar face competitivă electricitatea acestei unități pe piața Europei de Est și Sud Est în acest moment.

Alternativ, cuplarea cu piața de electricitate a Uniunii Europene poate fi făcută sincron împreună cu Ucraina. Acest lucru diminuează semnificativ din puterea de negociere a Centralei de la Cuciurgan, fiind pusă în fața faptului împlinit și riscând să nu aibă piață de desfacere pentru electricitatea sa dacă nu acceptă un astfel de scenariu. Aderarea la ENTSO-E în același timp cu Ucraina, însă, este anevoioasă și va lua timp. Estimările preliminare făcute în 2008 indicau un cost combinat de 4,4 miliarde Euro pentru ca Moldova și Ucraina pentru a se conecta sincron la ENTSO-E.<sup>18</sup> Pentru estimarea exactă a costurilor sunt necesare studii suplimentare. În același timp conectarea asincronă ușurează negocierea cu Ucraina și reduce poziția Centralei de la Cuciurgan. Această cale, însă, va avea costuri financiare de aproximativ 500 milioane de dolari de partea Republicii Moldova pentru a achiziționa tehnologia necesară, construi linii electrice noi și pentru a le întări pe cele interne existente. În orice caz o cooperare mai strânsă a Moldovei cu Ucraina ar trebui focusată în acest moment pe cel puțin două dimensiuni.

---

<sup>17</sup> Energy Community Implementation Report 2010, p. 77

<sup>18</sup> UCTE Annual Report 2008, p. 36, [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/report\\_2008.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/report_2008.pdf)

În privința *primei* dimensiuni Moldova ar trebui să-și clarifice situația cu energia necesară în scopuri de echilibrare. Până la întreruperea importului din Ucraina reglajul sistemului din Moldova se făcea în baza energiei furnizate din Ucraina. Moldova avea un contract de import din această țară cu posibilitatea unei benzi de variație de 100 MW (+50/-50) fără prevederi privind echilibrarea. Practic în acest caz Moldova funcționează ca o parte a sistemului ucrainean, fiind echilibrat de Ukrenergo. Nu cunoaștem ce baza contractuală a avut acest reglaj pentru anii 2015 și 2016, și dacă el mai există astăzi. Statistica energetică a Ucrainei indică, însă, pentru anii 2015 și 2016 exporturi de electricitate în Republica Moldova în cantități limitate, de unde deducem că aceste exporturi reprezintă baza de echilibrare a sistemului electric moldovenesc. Acest lucru poate fi dedus și din faptul că licența de producție pe care periodic ANRE o dă centralei de la Cuciurgan nu presupune obligații de echilibrare. Nu cunoaștem dacă detaliile contractului actual cu Centrala de la Cuciurgan are prevederi și pentru echilibrare. Cert este că în Republica Moldova nu exista o piață a serviciilor de echilibrare și de sistem. Aceste servicii nu pot fi realizate de CET-urile din Chișinău și Bălți, Centrala de la Cuciurgan nu are obligații prin licență, iar hidrocentralele de la Costești și Dubăsari nu au capacități pentru a oferi asemenea servicii. În acest sens chiar și în cazul interconectării asincrone cu România, interconectarea cu Ucraina prin linia de înaltă tensiune Novodnestrovsk – Bălți – Strășeni – Chișinău rămâne esențială pentru Moldova în scopuri de echilibrare.

A *doua* dimensiune ține de accesul la interconectările moldo-ucrainene. Chiar dacă reforma pieței ucrainene s-a accelerat începând cu 2014, chiar și la începutul anului 2016 Ucraina nu permitea accesul la interconexiunile sale nu doar Moldovei, ci și altor furnizori și traderi străini la capacitățile cu celelalte țări vecine. La fel ca și până în 2011 când monopolul de export a fost deținut de Ukrinterenergo, capacitatea de export a Ucrainei a fost alocată după 2011 subsidiarelor unei singure companii ucrainene, DTEK. Capacitățile de export alocate altor companii ucrainene precum Zakarpattiaoblenergo, Donbasenergo, Ukrinterenergo, TEK LLC sau ERU Trading sunt de doar până la câteva zeci de megawați.<sup>19</sup> De obicei în cadrul licitațiilor petrecute de operatorul pieței de transport al Ucrainei, Ukrenergo, nu mai mult de 2-3 companii achiziționează capacități minime de export, permițând astfel DTEK să dețină monopol de export electricității ucrainene. În februarie 2015 Ucraina a adoptat o procedură cu privire la alocarea electronică a capacităților transfrontaliere în baza orarelor zilnice, lunare și anuale, care ar trebui să permită coordonarea comună a alocărilor cu sistemele de transport și de sistem a statelor vecine. În acest fel sub presiunile Comunității Energetice și donatorilor internaționali se urmărea creșterea transparenței datelor și eficienței alocărilor în ambele direcții de import-export la hotarele Ucrainei. Această procedură însă nu a fost pusă în aplicare

---

<sup>19</sup> A se vedea buletinele de monitorizare a pieței energetice ucrainene a DixiGroup <http://enref.org/wp-content/uploads/2015/05/Newsletter17a-ENG.pdf>, [http://ua-energy.org/upload/files/Newsletter25\\_ENG.pdf](http://ua-energy.org/upload/files/Newsletter25_ENG.pdf), [http://enref.org/wp-content/uploads/2016/02/Newsletter29\\_eng.pdf](http://enref.org/wp-content/uploads/2016/02/Newsletter29_eng.pdf)

niciodată. În plus procedura are și deficiențe legate de rezervarea capacităților și accesului prioritar la interconexiuni, participări la licitații limitate doar furnizorilor, dependența de electricitatea achiziționată de la furnizorii angro și altele.<sup>20</sup> Toate acestea încalcă Regulamentului 714/2009 al Uniunii Europene pe care Ucraina trebuie să îl aplice în legislația sa. Noua Lege cu privire la electricitatea Ucrainei care este preconizată să fie votată în lectură finală în 2016 ar trebui să înlăture aceste deficiențe.

Pentru a grăbi deschiderea pieței ucrainene, furnizorii și traderii din Moldova ar putea cere ANRE să aprobe Regulamentul de alocare a capacităților transfrontaliere conform Regulamentului (CE) 714/2009, iar companiei Moldelectrica să-l pună în aplicare cooperând cu Ukrenergo. În același timp ANRE și Moldelectrica ar trebui să atenționeze instituțiile Secretariatul Comunității Energetice în cazul în care reglementatorul ucrainean NERC și/sau operatorul sistemului de transport Ukrenergo refuză sau nu sunt suficient de cooperanți în armonizarea procedurilor de alocări a accesului la frontiera moldo-ucraineană. Un demers comun sau separat de ANRE către Comunitatea Energetică ar putea face traderii și furnizorii din Republica Moldova care doresc să aibă acces la interconexiunile moldo-ucrainene pentru a importa direct electricitate din Ucraina. Odată ajunsă pe agenda Consiliului Ministerial al Comunității Energetice sau pe masa Grupului Permanent de Nivel Înalt procesul de deschidere a pieței electrice ucrainene ar putea fi grăbit. În plus Comunitatea Energetică ar putea în baza propriei experiențe, odată cu lansarea în 2014 a Oficiului pentru Licitații Coordonate a electricității la nivel transfrontalier între țările Balcanilor de Vest, să faciliteze deschiderea unui oficiu similar între Moldova și Ucraina.

În prezent Comunitatea Energetică trece ea înseși printr-un proces de reformă. Dacă în acest moment sancțiunile pe care le poate aplica aceasta organizație părților contractante pot culmina cu excluderea dreptului de vot din organele sale, apoi în viitor apariția unei Curți de Justiție a Comunității Energetice, după modelul Curții de Justiție a Uniunii Europene, va putea impune penalități financiare care în mod sigur vor face mai cooperante guvernele și operatorii sistemelor de transport. Chiar și fără o Curte de Justiție proprie, Secretariatul are un cuvânt greu de spus atât în deblocarea fondurilor europene pentru investițiile în infrastructura energetică din regiune, dar și asupra poziției pe care o ia Comisia Europeană în raport cu fiecare țară membră a Comunității Energetice. Participanții pieței electrice moldovenești ar trebui să profite de acest lucru.

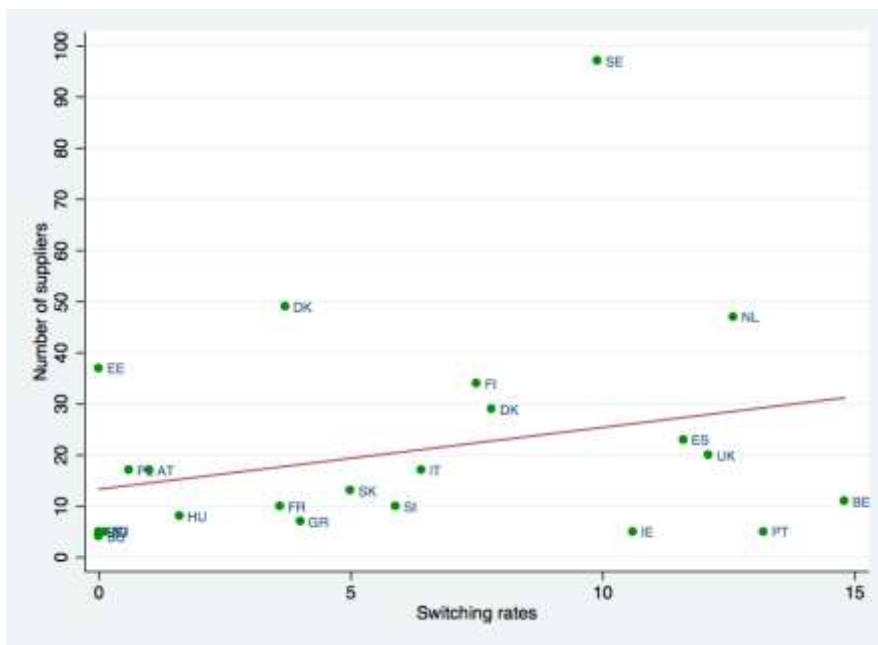
#### **E. Liberalizarea vânzărilor de energie electrică cu amănuntul**

---

<sup>20</sup> Energy Community Implementation Report 2015, p. 204, [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/DOCS/722178/0633975AAE7F7B9CE053C92FA8C06338.PDF](https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/722178/0633975AAE7F7B9CE053C92FA8C06338.PDF)

Efectul separării rețelelor electrice de activitățile de furnizare și producere este minim, dacă furnizarea și producerea nu sunt liberalizate. Altfel spus consumatorii trebuie să caute în piață și să aleagă singuri furnizorii și să-i schimbe oricând. Rezistența față de deschiderea pieței în segmentul vânzării electricității cu amănuntul este caracteristică și statelor UE chiar și după trei valuri de liberalizare a pieței interne de electricitate a UE. Această reticență este explicată de temeri legate de consumatorii slabi, în special gospodăriile casnice și întreprinderi mici, care au opțiuni reale limitate la alegerea furnizorului și control limitat asupra tarifelor energiei electrice pe aceștia o ofertează.<sup>21</sup> Indicatorii cheie ai competiției pe piață în acest segment sunt frecvența schimbării furnizorilor de către consumator și numărul de furnizori activi pe piață. Datele din țările Uniunii Europene pentru 2013 arată că țările în care legislația cu privire la liberalizare nu a fost implementată în mod adecvat au și cel mai mic nivel al competiției în segmentul pieței cu amănuntul. Statele în care tarifele la electricitatea cu amănuntul sunt reglementate au de obicei un număr mai mic de consumatori care își schimbă furnizorul (3,5%) și mai puțini furnizori activi pe piață (în medie 23), în timp ce țările în care piața este total liberalizată au indicatori mai buni, cu o rată a schimbării furnizorului de 8,75% și în medie 27 de furnizori.<sup>22</sup> (Vezi Figura 1)

**Figura 1 Legătura dintre numărul de furnizori și frecvența schimbării lor de către consumatori**



Sursa: Energypost, 2015

<sup>21</sup> "COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy", *European Commission*, COM/2015/080 final, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2015%3A80%3AFIN>

<sup>22</sup> "Failure to liberalise energy retail markets jeopardizes Energy Union", *Energypost*, 16 ianuarie 2015, <http://www.energypost.eu/failure-liberalise-energy-retail-markets-jeopardizes-energy-union/>



În ultimii ani în țări ca Letonia, România, Polonia și Estonia s-au înregistrat intrări și ieșiri semnificative pe piața furnizorilor de electricitate la nivelul consumatorilor casnici, în timp ce în Bulgaria, Cipru, Estonia, Malta numărul furnizorilor naționali activi în segmentul consumatorilor casnici a rămas același, fapt legat de gradul de deschidere a piețelor.<sup>23</sup> De asemenea este interesant de remarcat că orașele țărilor în care liberalizarea a atins un grad de maturitate mai mare și care au în rezultat mai multe oferte (ex. Belgia, Germania, Marea Britanie, Italia) arată că diferența de prețuri la componenta energetică este mai mare, în timp ce în țările în care co-există prețurile liberalizate cu cele reglementate diferența de preț a componentei energetice din tarif este mai mică și grupată în jurul prețului reglementat.<sup>24</sup>

În Republica Moldova, deși liberalizarea pieței energiei energetice a fost anunțată încă din 1996<sup>25</sup> nici în 2016 liberalizarea efectivă pe partea de furnizare și producere nu s-a produs. Conform calendarului de liberalizare pe care Moldova l-a semnat cu Comunitatea Energetică până la 1 ianuarie 2013 piața urma a fi liberalizată pentru consumatorii non-casnici, iar începând cu 1 ianuarie 2015 și pentru consumatorii casnici. În realitate la nivelul vânzărilor cu amănuntul ambele categorii rămân în continuare captive furnizorilor existenți. Parțial acest lucru se datorează și unor stipulări ale Legii cu privire la energia electrică din 2009. În prezent cei doi furnizori de electricitate care au licență pentru a furniza electricitate la prețuri reglementate - Gaz Natural Fenosa Furnizare Energie și Furnizarea Energiei Electrice Nord - acoperă întreg teritoriul Republicii Moldova (fără regiunea Transnistreană), dar acoperă arii geografice diferite. Aceste companii nu au, însă, posibilitatea de a oferi servicii de furnizare pe teritoriul celuilalt. Legea în vigoare a energiei electrice cere licențe separate pentru a furniza electricitate la preț nereglementat. Acest lucru care ar permite acestor furnizori să penetreze aria geografică a celuilalt reprezintă o barieră în deschiderea efectivă a pieței.<sup>26</sup>

La nivelul achizițiilor de energie cu ridicata, Legea din 2009 face trimitere la un model de piață bazat pe contracte bilaterale între producători și furnizori. Deci cel puțin din punct de vedere legal toți furnizorii din Moldova pot importa și exporta electricitate. În ultimii ani a existat doar un singur consumator non-casnic, Fabrica de Ciment Lafarge, care a beneficiat de consum de electricitate la tarife nereglementate prin contracte cu Energocom. Celelalte câteva companii

---

<sup>23</sup> ACER (2015) *ACER Market Monitoring Report 2015*, p. 56.  
[http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER\\_Market\\_Monitoring\\_Report\\_2015.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2015.pdf)

<sup>24</sup> Idem, p. 58

<sup>25</sup> HG nr 478 din 02.09.1996 cu privire la măsurile suplimentare de asanare a finanțelor întreprinderilor complexului energetic al Republicii Moldova

<sup>26</sup> Energy Community Implementation Report (2015), p.133

eligibile care au semnat contracte cu furnizori privați în condiții de piață au revenit în scurt timp la tarife reglementate, nefiind vreo opțiune reală de a cumpăra energie de la alți furnizori de pe piața liberă.<sup>27</sup> După cum se cunoaște ENERGOCOM are rolul de cumpărător unic al electricității achiziționate din Ucraina. Chiar și în aceste condiții de monopsonie a ENERGOCOM, piața moldovenească și consumatorii acesteia ar fi avut de câștigat dacă Ministerul Economiei ar fi acceptat ofertele făcute de trei furnizori ucraineni pentru capacitatea de 210 MW care le-a fost alocată de Ukrenergo la începutul lui 2016 pentru exporturi în Republica Moldova.<sup>28</sup> Refuzul Energocomului (Ministerului Economiei) de a contracta electricitate din Ucraina este alogic în condițiile în care se dorește stimularea competiției pe piața de electricitate. Chiar dacă capacitățile de export a electricității oferite de companiile ucrainene ar fi acoperit doar a patra parte din cererea totală pieței moldovenești, acceptându-le oferta, Energocomul ar fi forțat companiile ucrainene să concureze prin preț atât între ele cât și cu furnizorul din Transnistria.

Moldova nu duce lipsă de furnizori. ANRE a eliberat în ultimii ani 12 licențe pentru companii care pot furniza electricitate la prețuri nereglementate, însă cota de piață a acestor furnizori este neglijabilă. Deschiderea pieței en-gros a Ucrainei și conectarea asincronă la cea europeană ar permite ca proiectul noii Legi atunci când va fi votat să aibă impact real, deschizând cu adevărat piața moldovenească furnizorilor europeni și ucraineni, și apariției mai multor oferte pentru consumatorii din Moldova. În acest context trebuie subliniat că chiar și în țările Europene unde numărul furnizorilor este mic, iar gradul de concentrare al pieței înalt, piețele oricum pot deveni competitive dacă există suficientă rivalitate între furnizori, precum și "pericolul" apariției unor noi companii pe piață. În aceste cazuri consumatorii au la alegere câțiva furnizori care concurează între ei și care pot fi schimbați în cazul unor prețuri majorate de furnizorii care domină piața.<sup>29</sup> Deschiderea pieței de electricitate din Republica Moldova ar mai stimula furnizorii inovativi să lărgescă posibilitățile de achitare a facturilor. De la achitățile lunare cum se obișnuiește în prezent la achitări trimestriale, anuale sau chiar plăți în avans. Acest lucru ar trebui să fie accesibil pentru toți consumatorii, cu sau fără conturi bancare, cu sau fără acces la internet.

De asemenea articolul 3(7) al Directivei 2009/72/CE cere definirea categoriei de consumator vulnerabil. În mod normal în această categorie s-ar încadra persoanele cu dezabilități,

---

<sup>27</sup> EnC Annual Implementation Report (2013), p. 56 [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/DOCS/2304177/0633975AD31E7B9CE053C92FA8C06338.PDF](https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/2304177/0633975AD31E7B9CE053C92FA8C06338.PDF)

<sup>28</sup> "Схемы ради: Молдова продолжит закупать электроэнергию через фирму-прокладку", *Newsmaker*, 3 martie 2016, <http://newsmaker.md/rus/novosti/shemy-radi-moldova-prodolzhit-zakupat-elektroenergiyu-cherez-firmu-prokladku-22946>

<sup>29</sup> Idem, ACER (2015), p. 52

pensionari, șomeri, familii cu mulți copii pentru care costul energiei are o pondere semnificativă în veniturile familiei. Legea Republicii Moldova cu privire la electricitate din 2009 nu definește consumatorul vulnerabil. Acesta este definit în schimb noul proiect de Lege. Definirea consumatorului vulnerabil este importantă în contextul în care sărăcia energetică<sup>30</sup> a țării afectează până la 80% din populația Moldovei.<sup>31</sup> Ponderea cheltuielilor energetice într-o gospodărie casnică era în medie de 17% până la majorarea tarifelor la gaze naturale și electricitate din iulie 2015. Majorarea acestor tarife va crește cu siguranță și cheltuielile familiilor dedicate consumului de energie. În acest moment doar gazul natural se taxează diferit pentru consumatorii casnici în dependență de volumul consumat (până la 30 m cubi lunar)<sup>32</sup> însă acest plafon nu ține cont de venituri.

Pentru consumul de electricitate prima soluție ar fi ca Guvernul (Ministerul Muncii și Protecției Sociale, și Ministerul Finanțelor) să elaboreze un program prin care să se elimine subvențiile la electricitate (de care beneficiază cei care consumă un volum ridicat de electricitate) și să suplimenteze din Fondul Social costul pentru energie atât pentru încălzire cât și electricitate. A doua soluție ar fi taxarea volumului de electricitate pentru a se preveni consumul exagerat și încuraja măsurile de eficiență energetică.

---

<sup>30</sup> Atunci când peste 10% din cheltuielile lunare sunt direcționate spre achitarea energiei.

<sup>31</sup> "Studiul tarifelor la energia termică și electrică și analiza suportabilității" Banca Mondială, 2015, p. 5  
<http://pubdocs.worldbank.org/pubdocs/publicdoc/2015/11/345481446482838320/Studi-Tarife-si-Suportabilitate-2015-10-30-FINAL-RO.pdf>

<sup>32</sup> AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU REGLEMENTARE ÎN ENERGETICĂ, HOTĂRÎREA Nr. 19 din 26.01.2016 privind tarifele la gazele naturale, <http://lex.justice.md/md/362878/>

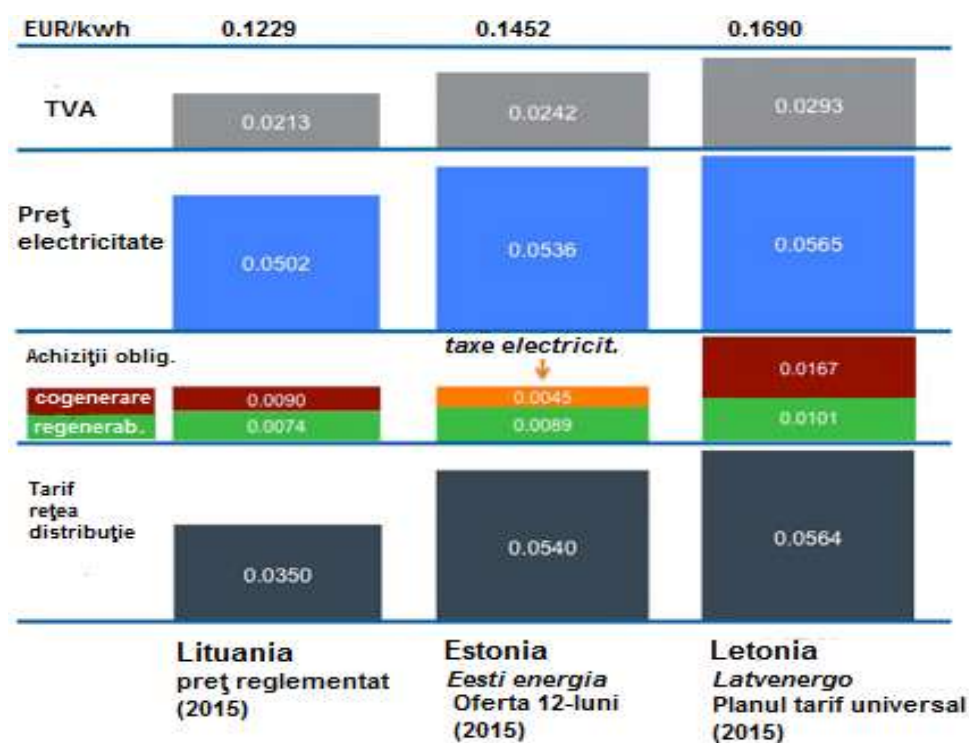
### III. LIBERALIZAREA PIEȚELOR DE ELECTRICITATE ÎN ȚĂRILE BALTICE. LECȚII PENTRU MOLDOVA

Liberalizarea piețelor energie în cele trei Țări Baltice s-a petrecut cu mai mult succes în sectorul electricității comparativ cu piața gazelor naturale. Estonia și-a liberalizat piața de electricitate pentru toți consumatorii începând cu 2013. La fel a făcut și Lituania, cu excepția consumatorilor casnici pentru care piața va fi liberalizată începând cu 2017.<sup>33</sup> În 2015 și Letonia și-a încheiat procesul de liberalizare a pieței de electricitate pentru toți consumatorii.<sup>34</sup>

#### A. Impactul liberalizării

*Transparență în facturi.* Liberalizarea a obligat furnizorii să indice în factură cheltuielile care indică în mod separat prețul electricității. O structură aproximativă a prețului din factura lunară de electricitate este ilustrată în Fig. 2 și include: tariful de distribuție, taxele pentru electricitatea regenerabilă și cea pentru co-generare, taxa privind valoarea adăugată. În acest fel consumatorul poate vedea exact componentele din prețul final al facturii și eventual să le conteste.

Figura 2 Formarea prețului la electricitate în Țările Baltice, gospodarii casnice, Euro/kwh



Notă: Adaptat după Enefit.lv, 2015. Prețuri valabile în iulie 2015

<sup>33</sup> A. Grigas, A. Kasekamp, K. Maslauskaitė, L.Zorgenfreiņa, "The Baltic states in the EU: yesterday, today and tomorrow", *Studies & Reports No 98, Notre Europe – Jacques Delors Institute*, July 2013

<sup>34</sup> "The Baltic electricity market – a small but highly diverse region", Enefit, July 2015, <https://www.enefit.lv/en/blogs/-/blogs/2015/07/13/elektroenerģijas-tirgus-baltija-mazs-reģions-ar-lielam-atskiribam>

În acest moment facturile de electricitate din Republica Moldova nu conțin o asemenea detalizare a componentelor de preț. Spre exemplu chiar dacă impactul regenerabilelor sau cogenerării de eficiență înaltă este practic nul asupra prețului final din simplu motiv că astfel de tehnologii încă nu au penetrat piața moldovenească, există niște componente de bază care formează tariful final. În mod normal legislația secundară care ar trebui să fie aprobată prin hotărâri de guvern va trebui să oblige furnizorii să indice în factură aceste componente de preț astfel încât consumatorii să cunoască exact modul în care se formează prețul, iar temerile de formare frauduloasă a acestuia să fie eliminate.

*Bursa de energie.* Liberalizarea a făcut ca un volum tot mai mare de electricitate să fie achiziționat în mod centralizat prin bursele de energie. Cele trei țări baltice s-au alăturat Nord Pool, cea mai lichidă bursă energetică din Europa, între anii 2010 – 2013. Principiul unei burse de energie este ca prețul la electricitate să fie stabilit în mod liber de cerere și ofertă. Bursa este un mijloc de creștere a transparenței și lichidității, adică de a aduce în piață cât mai multe companii care cumpără și vând electricitate. În acest fel se urmărește ca energia să ajungă în timp util acolo unde este necesar, astfel asigurându-se securitatea energetică a tuturor țărilor participante.<sup>35</sup> Cruciale pentru funcționarea unei burse rămân a fi însă interconexiunile dintre țările și regiunile participante.

O piață bine interconectată produce și o convergență a prețurilor. În acest moment Nord Pool este împărțită în câteva zone astfel încât și prețurile diferă în funcție de aceste zone. Letonia, Lituania și Estonia fac parte din aceeași zonă cu Finlanda, deci prețurile la nivel en-gros ar trebui să fie foarte apropiate. Relevanța interconexiunilor pentru convergența prețurilor din această zonă este ilustrată de următoarele două exemple: (1) Darea în exploatare în anul 2014 a EastLink 2, cea de-a doua interconexiune electrică dintre Estonia și Finlanda, a ridicat capacitatea de transport a electricității dintre cele două țări la 1000 MW. În așa fel prețurile dintre aceste două state au ajuns să fie practic identice. Cu toate acestea în luna Mai 2015 timp de aproape optsprezece zile această interconexiune a devenit nefuncțională din cauza unor defecțiuni tehnice. În această perioadă Estonia a fost practic tăiată de piața europeană. Drept urmare pierderile din diferența de preț pentru consumatorii estonieni a fost estimată la 3,6 milioane Euro.<sup>36</sup> (2) Un accident similar a scos din funcție ambele interconectoare care leagă Estonia de Finlanda, EastLink1 și EastLink2, pentru o perioadă de patru zile în octombrie 2014. Eșuarea interconexiunilor s-a produs ca urmare a căderii sistemelor de control, defecțiunilor sistemelor de răcire, dar și a unor defecțiuni la conectările cablului de curent direct din stațiile

---

<sup>35</sup> A se vedea <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/>, accesat la 1 aprilie 2016.

<sup>36</sup> "Energy markets in the Baltics", *Ceelegalmatters*, 2 Septembrie 2015.  
<http://ceelegalmatters.com/index.php/analysis/market-spotlight/market-spotlight-baltics/177-market-insight-baltics/3035-energy-markets-in-the-baltics>

de cuplare.<sup>37</sup> După cum poate fi observat în Tabelul 1 diferențele de preț la electricitate dintre cele trei Țări Baltice și Finlanda în cele patru zile în care interconexiunea cu piața Scandinavă a fost nefuncțională diferă semnificativ.

**Tabelul 1 Prețurile medii la electricitate afișate de NordPool pentru Finlanda, Estonia, Letonia și Lituania**

Perioada	Finlanda, EUR/MWh	Estonia, EUR/MWh	Letonia, EUR/MWh	Lituania, EUR/MWh
11.09.2014	39,24	64,75	64,75	64,75
12.09.2014	38,12	63,23	63,23	63,23
13.09.2014	35,03	56,77	56,77	56,77
14.09.2014	34,23	62,55	62,55	62,55

Sursa: Republic of Estonia Competition Authority, 2014

Pe lângă cele două interconectări din Estonia, măsurile recente luate de cele trei state baltice cu sprijinul Uniunii Europene prin darea în exploatare la sfârșitul anului 2015 a două interconectări suplimentare cu Polonia și Suedia, dar și lansarea pe termen mediu a unei a treia linii de interconexiune dintre Letonia și Estonia ar trebui să diminueze din riscurile de infrastructură și prețuri, și să apropie și mai mult Țările Baltice de piața europeană a energiei.

*Liberalizare – jucători noi pe piață.* Chiar dacă de-reglementarea și separarea activităților din lanțul pieței electrice s-a petrecut deja în aceasta regiune, totuși toate aceste 3 țări au menținut așa numiții campioni naționali, atât la nivel de generare, cât și la nivel de transport al electricității. În acest fel s-a urmărit menținerea unor piețe naționale de electricitate din rațiuni politice precum securitatea națională și prețuri acceptate social. În același timp s-a dorit excluderea pătrunderii masive a capitalului și investițiilor din Rusia în acest sector strategic.<sup>38</sup> Jucătorii dominanți pe aceste piețe rămân a fi Eesti Energia care domină piața cu ridicata și cu amănuntul din Estonia, Latvenergo care domină piața Letoniei și Lietuvos Energija deține activele celor mai mari generatori de electricitate din Lituania. De asemenea Litgrid controlează transportul și distribuția electricității de pe piața lituaniană.

În 2011, anul în care a intrat în vigoare "pachetul energetic III" la nivelul Uniunii Europene, pe piața de electricitate a Lituaniei se produceau schimbări semnificative comparativ cu anul precedent. Aceste schimbări se referă la creșterea numărului de jucători apăruți pe piață și reducerea cotei de piață a jucătorilor deja existenți. Astfel în 2011 au fost eliberate 15 licențe

<sup>37</sup> Republic of Estonia Competition Authority "Annual Report 2014", p. 21, [http://www.konkurentsiamet.ee/public/Aastaraamat/Annual\\_Report\\_2014.pdf](http://www.konkurentsiamet.ee/public/Aastaraamat/Annual_Report_2014.pdf)

<sup>38</sup> Tomas Malmlof "Baltic Energy Markets: the case of electricity", ISN ETH Zurich, Septembrie 2011, <http://www.isn.ethz.ch/Digital-Library/Publications/Detail/?id=132980>

noi pentru furnizori independenți, iar numărul companiilor licențiate a ajuns până la 65 spre sfârșitul anului. Furnizorii independenți au furnizat 47% din volumul total al electricității consumatorilor conectați la rețeaua de distribuție.<sup>39</sup> Cu toate acestea piața rămânea dominată la nivelul vânzărilor electricității de către INTER RAO Lietuva UAB (44%), iar la nivel de achizițiilor de electricitate de către Lietuvos Energija AB (45%). Alte schimbări notabile țin de cota de piață a energiei cu amănuntul vândută de către furnizorii independenți care a crescut cu 12% în 2011, iar cea a furnizorului public LESTO AB s-a diminuat de la 66% în 2010 la 55% în 2011<sup>40</sup>. LESTO AB a pierdut din piață și în anii următori ajungând până la 35,7% în 2014.<sup>41</sup> Acești indicatori semnalizează că o dată cu deschiderea pieței s-a întezit și lupta pentru clienți.

*Prețuri.* Așteptările legate de liberalizarea piețelor de energie produc în mod normal și așteptări sociale asociate cu diminuarea prețurilor la electricitate. Deși sunt percepute ca făcând parte din aceeași piață regională de electricitate, prețurile cu amănuntul (către consumatorul final) în fiecare din cele 3 țări diferă. (Vezi Tabelul 2).

**Tabelul 2 Prețuri gospodării casnice, Euro/kwh, 2011 - 2015**

Țara	2011	2012	2013	2014	2015
Media UE	0,1796	0,1880	0,1997	0,2033	0,2078
Estonia	0,0973	0,1096	0,1351	0,1307	0,1302
Letonia	0,1168	0,1382	0,1378	0,1365	0,1635
Lituania	0,1214	0,1260	0,1370	0,1330	0,1256

Sursa: Eurostat

Acesta diferență se explică prin condițiile diferite de operare ale fiecărei dintre cele trei piețe, a volumului de electricitate generat și a fluxurilor transfrontaliere de electricitate. De exemplu până la sfârșitul anului 2015 interconexiunile electrice dintre Estonia și Letonia erau insuficiente. În acest fel, Letonia și Lituania nu aveau acces deplin la electricitatea ieftină generată de hidrocentralele din regiunea Scandinavă. În același timp prețul mai redus al electricității din Lituania comparativ cu cea din Estonia și Letonia este explicat de păstrarea reglementării prețurilor energiei din Lituania. Acest preț va fi menținut până în 2017 din cauza deficitului de generare intern. Dacă reglementarea ar fi anulată prețurile din Lituania ar putea

<sup>39</sup> National Control Commission for Prices and Energy "Annual Report on Electricity and Natural Gas Markets of the Republic of Lithuania to the European Commission", Vilnius 2012, p.15, <http://www.regula.lt/en/SiteAssets/ncc-reports/NCC-report-2011.pdf>

<sup>40</sup> Idem

<sup>41</sup> National Commission for Energy Control and Prices "Annual Report on Electricity and Natural Gas Markets of the Republic of Lithuania to the European Commission", Vilnius 2015, p.14, [http://www.regula.lt/SiteAssets/naujienu-medziaga/2015-rugsejis/GALUTINIS%20METINE\\_ATASKAITA\\_EK\\_2015\\_EN.pdf](http://www.regula.lt/SiteAssets/naujienu-medziaga/2015-rugsejis/GALUTINIS%20METINE_ATASKAITA_EK_2015_EN.pdf)

crește la nivelul celor din Letonia<sup>42</sup>

*Liberalizarea – inovații.* Liberalizarea pieței energetice a produs în mod cert inovații. Marea lor majoritate s-au focusat pe consumator prin așa numitul răspuns al cererii (*demand response management*). Una dintre aceste inovații se referă la contorizarea inteligentă (*smart metering*). La nivelul Uniunii Europene există obiectivul ca până în anul 2020 procentajul consumatorilor casnici conectați la contorizare inteligentă să ajungă la 80%.<sup>43</sup> Estonia și-a asumat atingerea acestui angajament până în 2017.<sup>44</sup> Avantajul contorizării inteligente este că permite citirea datelor de la depărtare. Alt avantaj este că consumatorii pot afla care este cel mai bun preț din piață în timp real și să-l compare cu prețul curent plătit de ei, astfel schimbând furnizorul care are cea mai bună ofertă ori de câte ori doresc. În plus consumatorii au informații în timp real pentru a-și adapta consumul în orele în care energia este mai ieftină ( ex. spălătul rufelor sau veselei în timpul orelor de noapte). Un contor inteligent mai eliberează de obligația raportării datelor de consum lunar de electricitate. Facturile sunt trimise în baza datelor curente, iar problemele legate de estimările din facturi a consumului dispar. În același timp pentru companiile de utilități contorizarea inteligentă anulează grija consumatorului de a raporta problemele de voltaj sau întreruperi ale aprovizionării cu curent electric deoarece operatorii de sistem sunt automat notificați despre apariția acestor probleme, fapt care permite remedierea mai rapidă a acestora. Cu alte cuvinte într-o piață deschisă această inovație aduce avantaje măsurabile atât consumatorilor cât și companiilor.

## **B. Asemănări și deosebiri cu sistemul moldovenesc**

La fel ca și în cazul Republicii Moldova care face parte din sistemul de electricitate al Ucrainei, cele trei Țări Baltice sunt sincronizate și în prezent la sistemul electric al Federației Ruse și Republicii Belarus. Chiar și cu acesta vulnerabilitate, sistemul electric al Letoniei, Estoniei și Lituaniei are avantaje clare fata de cel moldovenesc. Spre deosebire de Moldova, care își acoperă cu capacitate de generare proprie doar 20% - 25% din consumul anual de electricitate, în aceste trei state sarcina de bază (adică cererea minima de electricitate) este produsă preponderent la nivel național. Letonia își acoperă 50% din necesarul de electricitate prin trei hidrocentrale locale și încă o treime prin două centrale termice care funcționează în baza gazului natural importat. Estonia își generează 90% din consumul local de electricitate prin extragerea și conversia în electricitate a kerogenului<sup>45</sup> care exista din abundență în această țară.

---

<sup>42</sup> Enefit "The Baltic electricity market – a small but highly diverse region", July 2015, <https://www.enefit.lv/en/blogs/-/blogs/2015/07/13/elektroenergijas-tirgus-baltija-mazs-regions-ar-lielam-atskiribam>

<sup>43</sup> European Commission "Smart grids and smart meters", <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>

<sup>44</sup> Republic of Estonia Competition Authority "Annual Report 2014", p.27, <http://www.konkurentsiamet.ee/index.php?id=27635>

<sup>45</sup> Rocă formată dintr-o mixtură de compuși chimici organici (în special carbon) din care se pot produce hidrocarburi lichide.



Lituania își acoperă la fel ca și Moldova doar 20-25% din consumul intern prin centrale proprii. În schimb are un portofoliu mai diversificat de importuri decât Moldova. Odată cu închiderea Centralei Nucleare Ignalina în anul 2009, Lituania s-a transformat dintr-un exportator net într-un importator net de electricitate.

Țările Baltice la fel ca și Moldova sunt prea mici pentru a opera eficient în sisteme electrice separate una față de alta pentru a-și asigura securitatea energetică. Sincronizarea cu sistemul unic european de electricitate al ENTSO-E va diminua aceste riscuri. Costul financiar al desincronizării acestora de sistemul energetic al Rusiei și Republicii Belarus se ridică la 800 milioane de Euro. Sincronizarea deplină cu sistemul ENTSO-E Uniunii Europene este planificată pentru 2024, deoarece o astfel de acțiune implică numeroase adaptări legale, ingineresti, tehnologice și procedurale.<sup>46</sup> Costurile conectării sincrone a Moldovei la ENTSO-E vor fi cunoscute nu mai degrabă de 2016, iar conectarea propriu zisă în mod sincron nu va avea loc mai degrabă de 10 ani. În plus în cazul Moldovei va trebui să se ia în considerare și poziția Ucrainei care este interconectată cu sistemul moldovenesc, dar și de "soarta" de mai departe a Centralei de la Cuciurgan.

În acest context ar trebui de reamintit ca Lituania, Estonia și Letonia au luat măsuri de conectare asincronă la sistemul electric european mai înainte și cu mai multă hotărâre decât Republica Moldova. În decembrie 2015 Lituania s-a conectat prin linii de tensiune înalta la două țări diferite membre ale ENTSO-E. Cu Polonia s-a conectat prin două linii care ridică capacitatea fluxurilor transfrontaliere la 500 MW. Această capacitate se va dubla ajungând la 1000 MW din 2020.<sup>47</sup> Cu Suedia conectarea s-a produs prin cabluri submarine cu o capacitate de 700 MW.<sup>48</sup> Alte două linii, despre care am amintit și mai sus, există de mai mulți ani între Estonia de Finlanda. Capacitatea de transport a acestora se ridică la 1000 MW (Vezi Figura 3). Pe lângă acestea din 2000 exista și o linie de interconexiune între Polonia și Suedia, iar Planul Baltic de Interconectare a Pieței Energetice prevede și interconectări suplimentare pe direcțiile Suedia-Finlanda și Polonia – Germania.<sup>49</sup> În acest fel chiar și fără conectarea sincronă la sistemul electric european Lituania, Estonia și Letonia și-au creat suficiente debușee pentru a ieși din dependența furnizărilor și a sistemului electric controlat de Federația Rusă.

---

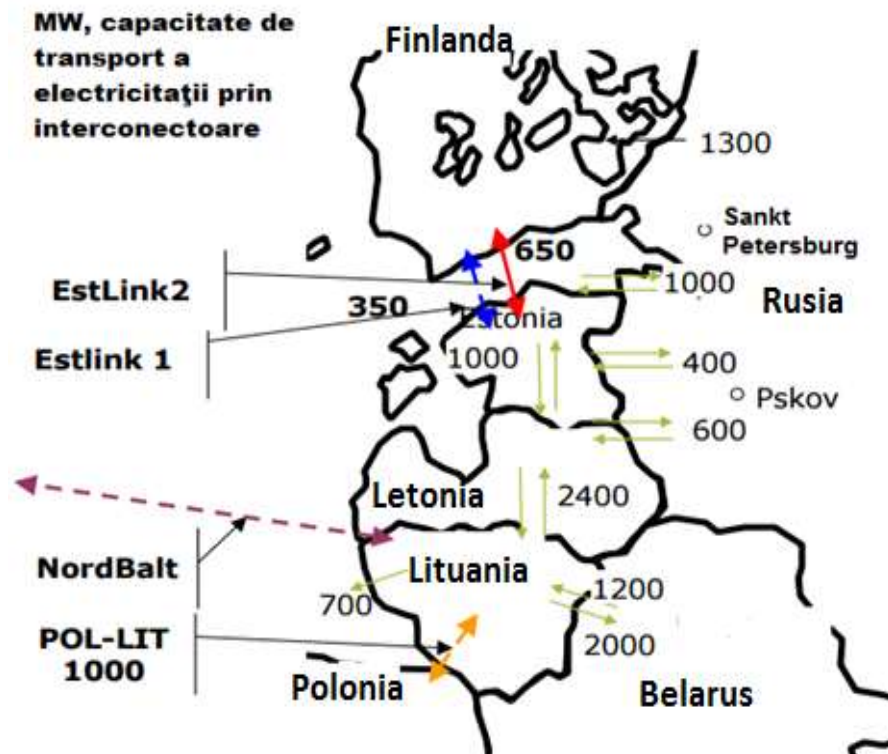
<sup>46</sup> "Lithuanian PM: Russia demanding damages from Baltics for leaving BRELL only "interpretation"", *The Lithuania Tribune*, 6 octombrie 2015, <http://en.delfi.lt/lithuania/energy/lithuanian-pm-russia-demanding-damages-from-baltics-for-leaving-brell-only-interpretation.d?id=69197554>

<sup>47</sup> A se vedea pagina electronică a proiectului și pagina electronică a Operatorului Sistemului de Transport Litgrid <http://www.litpol-link.com/about-the-project/technical-solution/>, <http://www.litgrid.eu/index.php?act=js/litpol&item=135>

<sup>48</sup> "Russia's Power Grip Over Baltics Ending With Billion Euro-Cables" *Bloomberg*, 9 Decembrie 2015, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-12-08/russia-s-power-grip-over-baltics-ending-with-billion-euro-cables>

<sup>49</sup> European Commission "Baltic Energy Interconnection Plan", <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/baltic-energy-market-interconnection-plan>

Figura 3 Interconexiunile electrice ale Țărilor Baltice



### C. Lecții învățate

1. Raportate la situația curentă a Țărilor Baltice limitările Moldovei nu sunt doar evidente ci mai ales greu de înțeles. Interconectările pe care le au acestea cu țările scandinave trec prin bazinul Mării Baltice. Cablul care leagă Lituania de Suedia are o lungime de 453 km dintre care 400 km sunt prin Marea Baltică. De asemenea, Eastlink 1 care leagă Finlanda de Estonia are o lungime de 105 km dintre care 75km prin Golful Finlandei, iar Eastlink 2 are 171 km dintre care 145 km trecând la fel prin mare. Altfel spus complexitatea tehnologică, costurile, distanța și riscurile unor astfel de interconectări sunt evident mai mari raportate la construcția unor interconectări cu România. România este în vecinătatea imediată a Moldovei, nefiind separată decât de o fâșie acvatică de câțiva zeci de metri ai Prutului. Acest aspect esențial scade din costuri și riscuri. Mai mult, piața României are un exces de capacitate care ar putea cu ușurință acoperi o bună parte dacă nu chiar toată cererea internă a Moldovei. În acest sens interconectările pieței de electricitate a RM cu cea a României ar trebui să devină

prioritatea națională absolută a oricărui Guvern în acest ciclu electoral și în următoarele indiferent de culoarea lor politica.

2. Așa cum vom arăta în partea a IV-a a acestui studiu, odată puse în funcțiune, stațiile de cuplare asincronă la sistemul energetic românesc ne vor permite să accesăm și alte piețe en-gros de electricitate aflate în vecinătatea noastră (nu doar cea a României) care ne oferă prețuri competitive la electricitate comparativ cu Centrala de la Cuciurgan. Infrastructura în sine însă nu este suficientă. Pentru a atrage furnizori și traderi este necesară crearea unei piețe de energie. Acest lucru poate fi făcut prin liberalizarea pieței de electricitate care trebuie continuată prin implementarea legislației secundare (regulamente tehnice) care derivă din directivele și regulamentele "pachetului energetic III" al Uniunii Europene. Amânarea aplicării acestora sau aplicarea lor selectivă va limita creditarea Moldovei de către partenerii de dezvoltare internaționali, iar țara va rămâne neglijată de către investitorii și companiile care vor să intre pe piața locală.
3. Obligarea furnizorilor de electricitate să indice fiecare componentă a prețului în facturi va aduce mai multă transparență în relațiile cu consumatorii, iar suspiciunile de taxare exagerată vor descrește.
4. Inovațiile din sectorul energetic pot fi internalizate și în Republica Moldova. Un studiu care să arate beneficiile și costurile contorizării inteligente asupra consumatorilor și companiilor de utilități din Moldova ar trebui inițiat în cel mai scurt timp.

#### **IV. CUPLAREA MOLDOVEI LA PIAȚA EUROPEANĂ A ELECTRICITĂȚII. ANALIZA PIEȚELOR REGIONALE**

Deși importurile de electricitate de pe piața europeană în Republica Moldova în volume mari nu sunt deocamdată posibile este important să arătăm ce a ratat Moldova și consumatorii săi în ultimii ani nefiind conectată la această piață, cum au evoluat piețele aflate în imediata vecinătate a Moldovei care au un exces de capacitate, dar mai ales cum ar putea beneficia de aceste piețe în viitor. În același timp reforma pieței din Ucraina care s-a accelerat din 2014 și de care Moldova este legată printr-un sistem electric comun de asemenea este importantă și va fi analizată în condițiile în care reprezintă deocamdată unica sursă alternativă de aprovizionare cu electricitate celei oferite de furnizorii din stânga Nistrului, dar și în ideea în care se dorește cu adevărat crearea unei piețe comune liberalizate cu această țară.

##### **A. BULGARIA**

Din punct de vedere al securității furnizării de electricitate Bulgaria este o țară autosuficientă și se clasează printre cei mai mari exportatori de electricitate din Europa de Sud-Est. Bulgaria are o capacitate instalată de generare a electricității de aproximativ 14000 MW. Electricitatea generată (excluzând energia regenerabilă) a atins la 31 Dec 2014, 10085 MW, iar sarcina de vârf a ajuns la 7106 MW.<sup>50</sup> Din aceste date se poate observa cu ușurință că Bulgaria are un exces de capacitate aproape dublu față de consumul intern, iar producerea efectivă de electricitate depășește cu 20% - 30% necesitățile pieței domestice. Bulgaria exportă deocamdată acest exces în Turcia, Grecia, Macedonia, Serbia, România și Ungaria.

##### **Structura și prețurile electricității pe piața bulgară**

Până la sfârșitul anului 2015 piața de electricitate a Bulgariei a fost doar parțial liberalizată. Segmentul liberalizat vizează în special consumatorii non-casnici conectați la linii de tensiune înaltă care își pot alege liber furnizorul. Piața bulgară a fost astfel deschisă doar în proporție de 30% începând cu 2012. Segmentul reglementat vizează consumatorii casnici și întreprinderile mici. Această parte a pieței este controlată administrativ atât la nivel en-gros prin plafoane de generare și prețuri reglementate la producerea electricității, cât și în comerțul cu amănuntul prin prețuri reglementate pentru consumatorul final. Astfel prețurile garantate acoperă

---

<sup>50</sup>Energy and Water Regulatory Commission (SEWRC) (2015) *Annual Report to European Commission*, p. 25  
<http://www.dker.bg/PDOCS/ann-rep-ec-2015-en.pdf>

aproximativ 5000 MW din capacitatea anuală de producere.<sup>51</sup> Gradul sporit de fixare administrativă a prețurilor are câteva cauze. În *primul* rând energia regenerabilă care a crescut semnificativ în ultimii ani în Bulgaria are prețuri garantate de stat de până la 15 – 25 de ani. Este în special cazul energiei fotovoltaice. În ultimii cinci ani reglementatorul bulgar SWERC a avut câteva tentative de a revizui aceste tarife, însă aceste măsuri au fost abandonate deoarece riscau să atragă Bulgaria în arbitraje internaționale. În al *doilea* rând conform unei practici larg răspândite în UE și încurajate de directivele europene tehnologia co-generării de înaltă eficiență are prioritate la dispecerizare în sistemul național de transport al electricității și beneficiază ca și în cazul regenerabilelor de prețuri garantate. În al *treilea* rând reabilitarea Centralei Termice Mariza Izotok 3 prin tehnologii de de-sulfurizare conforme cu standardele europene de protecție a mediului, la fel ca și construcția unei centrale noi în cadrul compexului Mariza Izotok 1 au obligat statul bulgar să încheie contracte pe termen lung cu proprietarii acestor centrale pentru a le achiziționa în mod prioritar electricitatea produsă în sistemul național. În acest fel se vor recupera investițiile făcute prin furnizarea electricității acestora consumatorilor bulgari.<sup>52</sup>

Electricitatea destinată exportului este produsă în mare parte din centrale care au rămas în proprietatea statului: Centrala Nucleare Kozloduy (2000MW), Centrala Termoelectrică Mariza Izotok 2 (1600 MW) și electricitatea produsă de NEK, compania care administrează și operează energia hidroelectrică și stocarea pompată a Bulgariei (3567MW).<sup>53</sup> Aceste companii sunt parte a grupului Bulgarian Energy Holding (BEH). Toate aceste centrale sunt obligate să vândă electricitatea către ESO, operatorul sistemului de transport a electricității din Bulgaria, care prin alocarea ulterioară de capacități la frontieră vinde surplusul de electricitate al Bulgariei pe piețele din regiune. Prețurile joase la electricitatea generată de centralele bulgare cu capital de stat și competitivitatea exporturilor lor sunt explicate de câțiva factori. (1) Așa cum s-a explicat mai sus până la 70% din electricitatea consumată pe piața bulgară are prioritate la dispecerizare prin contracte pe termen lung și prețuri fixate administrativ. Acest lucru înseamnă că doar o parte din capacitatea producătorilor cu capital de stat este folosită pentru a acoperi diferența rămasă necesară consumului intern. Cealaltă parte a electricității acestor producători este

---

<sup>51</sup> Atanas Georgev "Bulgaria – the Island of Non-Liberalization", *ICER Chronicle*, August 2014, [http://www.icer-regulators.net/portal/page/portal/ICER\\_HOME/publications\\_press/ICER\\_Chronicle/Art3\\_9a](http://www.icer-regulators.net/portal/page/portal/ICER_HOME/publications_press/ICER_Chronicle/Art3_9a)

<sup>52</sup> Prețul acestei electricități, care este cel mai mic din Europa, este menținut artificial și are costuri ascunse deloc neglijabile. Bulgaria s-a confruntat cu o stagnare economică începând cu 2009. Acest fapt a accentuat sărăcirea grupurilor vulnerabile ale populației astfel încât creșterea prețurilor la electricitate a devenit din punct de vedere politic inacceptabilă. În consecință majorările tarifare necesare pentru recuperarea investițiilor făcute în energia regenerabilă și tehnologii nepoluante de ardere a cărbunelui au fost blocate. Deoarece prețurile la electricitate au rămas înghețate doar pentru a fi social acceptabile, dezechilibrele financiare din sistemul energetic bulgar nu au dispărut ci s-au mutat din bugetul public în bilanțurile companiilor de stat, datorii care în ultimă instanță vor fi plătite tot de contribuabili prin tarife. A se vedea "Energy Sector Governance and Energy (In)security in Bulgaria", *Center for the Study of Democracy*, 2014, p. 13, <http://www.csd.bg/artShow.php?id=16984>

<sup>53</sup> A se vedea datele publice ale Bulgarian Energy Holding <http://www.bgenh.com/index.php/en/subsidiaries/electricity>

destinată exportului. Diminuarea exporturilor ar duce la suspendarea funcționării acestor centrale deoarece nu ar avea unde vinde surplusul de electricitate. Acest lucru ar produce efectul creșterii enorme a costurilor pe care trebuie să le suporte NEK fiind obligat să plătească costurile acumulate din staționarea acestor centrale. Pe termen lung acest lucru duce la închiderea totală a acestor producători<sup>54</sup> ceea ce în mod evident statul bulgar dorește să prevină. (2) Electricitatea ieftină a Centralei Nucleare Kozloduy se datorează costurilor de capital care deja au fost recuperate, iar activele depreciate. În acest fel consumatorii bulgari plătesc doar costul de operare a centralei. Spre exemplu costul unui MWh ajuns la 13,4 EUR pentru consumatorii domestici în 2014.<sup>55</sup> Acest preț ieftin pentru consumatorii interni se datorează exporturilor energiei nucleare la un preț aproape triplu de 36,7 EUR/MWh.<sup>56</sup> Statul bulgar ar trebui prin urmare să fie interesat de continuarea acestor exporturi. (3) O altă companie cu capital de stat și cea mai mare termocentrală din Bulgaria, Maritsa Izotok 2, are un exces de capacitate pe care nu îl poate vinde la prețuri reglementate și contracte garantate, deoarece nu a primit aprobarea din partea reglementatorului bulgar. Investițiile masive în tehnologii de decarbonizare care s-au făcut în această centrală nu vor putea fi recuperate prin vinderea ei doar pe piața reglementată și limitată a Bulgariei, fără a avea o piață externă de desfacere pentru electricitatea produsă. (4) Centralele hidroelectrice din Bulgaria reprezintă o altă sursă importantă de electricitate ieftină care este competitivă pe piețele de export.

### **Oportunități de import în Republica Moldova**

În acest moment importurile în Republica Moldova de pe piața bulgară nu sunt posibile din cauza sistemelor energetice ale Moldovei și Bulgariei care nu sunt sincronizate. Moldova a exportat electricitate în această țară în perioada sovietică atunci când sistemul bulgar ca și cel românesc funcționau pe aceleași frecvențe ca și cel sovietic și de care s-au desprins în anii '90. O stație de cuplare back-to-back instalată la Vulcănești în sudul țării ar putea rezolva această problemă. Atât în România, cât și în Bulgaria și-au crescut semnificativ capacitățile de energie eoliană în ultimii cinci ani (peste 800 MW în Bulgaria și peste 3000 MW în România). Datorită acestei creșteri de energie intermitentă atât conexiunile interne ale acestor două țări cât și interconexiunile dintre ele necesită a fi întărite pentru a preveni congestiile de rețea și pentru a nu pune în pericol siguranța sistemelor electrice. În ultimii ani capacitatea alocată de

---

<sup>54</sup> "Губи ли България от износа на ток? Правителството се надява да въведе нови такси върху експорта, но те могат да го блокират", *Capital.bg*, 25 aprilie 2015, [http://www.capital.bg/politika\\_i\\_ikonomika/bulgaria/2015/04/24/2519764\\_gubi\\_li\\_bulgariia\\_ot\\_iznosa\\_na\\_tok/](http://www.capital.bg/politika_i_ikonomika/bulgaria/2015/04/24/2519764_gubi_li_bulgariia_ot_iznosa_na_tok/)

<sup>55</sup> "Energy Sector Governance and Energy (In)security in Bulgaria", p. 69, 96.

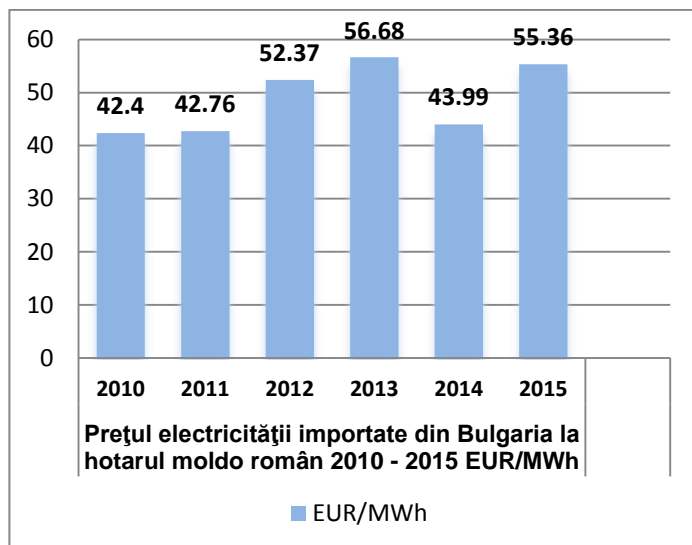
<sup>56</sup> "Губи ли България от износа на ток? Правителството се надява да въведе нови такси върху експорта, но те могат да го блокират", *Capital.bg*, 25 aprilie 2015, [http://www.capital.bg/politika\\_i\\_ikonomika/bulgaria/2015/04/24/2519764\\_gubi\\_li\\_bulgariia\\_ot\\_iznosa\\_na\\_tok/](http://www.capital.bg/politika_i_ikonomika/bulgaria/2015/04/24/2519764_gubi_li_bulgariia_ot_iznosa_na_tok/)

import/export a electricității la hotarul româno-bulgar a fost de până la 200MW. Capacitatea schimburilor în ambele direcții era însă triplă până la închiderea unor blocuri ale Centralei Nucleare de la Kozlodui în 2007. Pentru anul 2015 capacitatea netă de transfer a electricității dintr-un sistem în altul era fixată la 400 MW.<sup>57</sup> Aceste diferențe enorme dintre capacitățile alocate și cele care sunt tehnic posibile mai arată că pe ambele piețe există exces de capacitate și nu există în acest moment interes pentru tranzacții majore de electricitate dintr-un sistem în altul. De asemenea diferențele de preț care ar fi putut încuraja tranzacțiile de electricitate în volume mari au fost anihilate atât prin taxe de accesare a sistemului bulgar cât și prin taxe de export impuse la exportul de electricitate din Bulgaria în 2012 și care au făcut prețul acesteia prea mare pentru celelalte piețe din regiune. Analiza prețurilor de export a electricității de pe piața bulgară arată că în cazul în care tehnic ar fi fost posibil importul de electricitate în Republica Moldova în volume mari din Bulgaria, apoi prețul electricității produse în această țară și adus la hotarul moldo-român în perioada 2010 – 2015 (cu tot cu taxele de alocare la frontiera româno-bulgară și taxele de tranzit pe teritoriul României) ar fi fost aproape aceleași ca și prețul electricității care a fost vândut de Centrala de la Cuciurgan pentru anii 2010, 2011 și 2012. Mai mult ca atât acest preț ar fi fost chiar mai mic pentru anii 2014 și 2015, cu 13,75% respectiv 9,54% decât oferta furnizorului din stânga Nistrului. În calcul nu a fost inclusă taxa de alocare a capacităților la hotarul moldo-român. O astfel de taxă a fost zero în ultimii ani. (Vezi Tabelele 3 și 4).

---

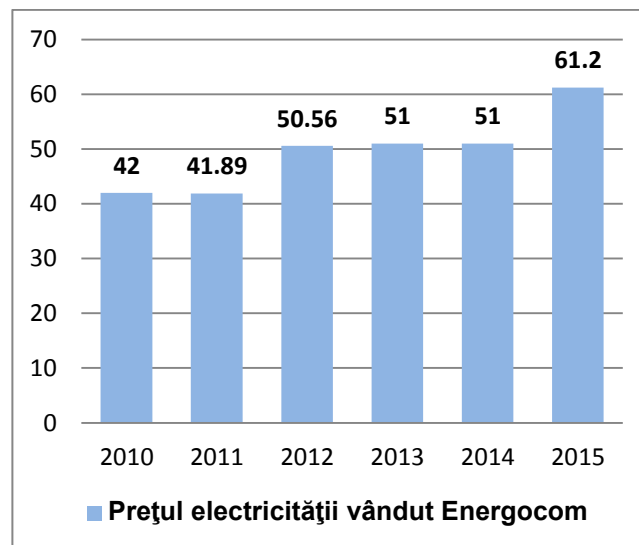
<sup>57</sup> "Planul de dezvoltare a Rețelelor Electrice de Transport perioada 2016 – 2025", Transelectrica, 2014, p. 44 - 45, <http://www.transelectrica.ro/documents/10179/25146/Planul+de+dezvoltare+a+RET+2016-2025.pdf/0d1d070f-75c5-43d6-8833-6563dd9e7c58>

**Tabelul 3 Prețul electricității importate din Bulgaria la hotarul moldo-român între 2010 – 2015, EUR/MWh**



Sursa: Calculele autorului în baza datelor Institutului Național de Statistică a Bulgariei, SWERC, ESO EAD și ratelor de schimb Euro/Dolar american ale Băncii Central Europene pentru anii de referință.

**Tabelul 4 Prețul electricității furnizate de Centrala de la Cuciurgan Moldovei, 2010 – 2015, EUR/MWh**



Notă: Prețurile indicate în Euro au fost calculate în baza ratei medii anuale de schimb Euro/Dolar american fixată de Banca Central Europeană pentru anii de referință.

În cazul Moldovei prețul acestei electricități ar fi putut fi și mai mic deoarece el reprezintă o medie care ia în considerație prețurile electricității exportate de Bulgaria pe toate piețele din regiune, țări ca Turcia, Grecia și Ungaria oferind cele mai înalte prețuri exporturilor bulgare. Importurile din Bulgaria ar mai avea un plus dacă se ia în calcul costul ascuns a importurilor de electricitate din regiunea transnistreană. Importând electricitate din această regiune crește și datoria Moldovei față de Federația Rusă pentru gazul consumat de această centrală și neachitat Gazpromului. Argumentul precum că aceste datorii sunt ale unei entități comerciale (ale MoldovaGaz care nu își poate recupera datoriile de la o altă entitate comercială Tiraspoltransgaz) și nu ale Guvernului Republicii Moldova ni se pare iluzoriu. Nimeni nu poate garanta că în cazul în care se va ajunge la o soluție definitivă de reintegrare a regiunii transnistrene în câmpul legal al Republicii Moldova, o astfel de decizie nu va fi condiționată de Federația Rusă de recunoașterea acestei datorii de către Guvernul Moldovei ca fiind o datorie a statului reîntregit. Din acest motiv, preferabil ar fi importul electricității dintr-o țară precum Bulgaria care nu implică costuri și riscuri ascunse pentru securitatea energetică a Moldovei și a securității naționale în ansamblu.



Ar mai trebui să menționăm că Bulgaria a fost constrânsă de Comisia Europeană să-și deschidă o bursă energetică pentru a-și face transparentă în sectorul său energetic, astfel obligând statul bulgar să facă publice tranzacțiile cu energie. Tranzacționarea prin bursa electricității reprezintă și un ultim pas înaintea liberalizării complete a pieței energetice bulgare. Această bursă va oferi semnale de preț și va facilita crearea unei piețe competitive. IBEX este pentru început o piață pentru ziua următoare și a devenit operațională în ianuarie 2016. În acest moment volumele de energie tranzacționate pe această bursă sunt ne semnificative, piața fiind abia la început, din acest motiv nu ar trebui luate ca puncte de referință pentru prețul electricității bulgare. Volumele tranzacționate pe bursă însă vor crește, iar piața bulgară va deveni și mai lichidă. De regulă creșterea lichidității unei piețe trage în jos și prețurile la electricitate.

Primele companii care s-au înregistrat la bursa bulgară au fost anume cele cu capital de stat, NEK, Maritza Izotok 2 și Centrala de la Kozlodui care au exces de electricitate ce nu poate fi vândut la prețuri reglementate pe piața internă. Aceste companii cel mai probabil vor continua să mențină un preț scăzut pentru a exista cerere pentru electricitatea lor în țările din vecinătate. În același timp contractele pe termen lung privind volumele de electricitate pe care le are statul bulgar cu AES și Contour Global (proprietarii Maritza Izotok 1 și Maritza Izotok 3) expiră tocmai în 2027 și 2024, chiar dacă prețurile de achiziție garantată a electricității produse de aceste companii pentru piața bulgară a fost renegociat. Asta ar însemna că cota din piața internă a Bulgariei nu se va mări pentru următorii 8 – 11 ani pentru producătorii cu capital de stat. Mai mult, chiar și în condițiile în care interconexiunile cu România vor fi întărite s-ar putea ca producătorii români să pună presiune și pe cota de piață rămasă liberă dacă oferă un preț mai bun consumatorilor bulgari, sau să mărească exporturile spre Grecia și Turcia, care sunt piețe principale de export a electricității bulgare.<sup>58</sup> În aceste condiții Bulgaria ar putea furniza cu ușurință 200 MW de electricitate Moldovei cu condiția ca infrastructura necesară pe partea moldovenească și întărirea liniilor electrice pe partea românească va fi asigurată. Odată construită această infrastructură cu siguranță că vor fi oferte ale producătorilor și furnizorilor din Bulgaria și pentru piața din Moldova. În acest sens Moldova ar trebui să fie cea mai interesată pentru a se cupla la piața europeană de energie.

---

<sup>58</sup> Ar mai trebui de adăugat că regiunea Europei de Sud - Est nu dă semne de ritmuri de creștere economică sporită în următorii ani, prin urmare nici cererea de electricitate nu va crește semnificativ. Proiectele energetice în care Guvernele Bulgariei sperau să se angajeze în ultimii ani (construcția unei noi Centrale Nucleare la Belene, reanimarea unor gazoducte ca Nabucco sau South-Stream , sau a oleoductului Burgas - Alexandropolis) se bazează anume pe această asumție a creșterii economice regionale și fără a ține cont de faptul că aceste țări își vor moderniza sau extinde propriile capacități de generare. În acest fel Bulgaria spera că ar putea acoperi prin capacitățile sale cererea de energie a Europei de Sud Est. A se vedea pentru detalii "How to turn Bulgaria into Eastern Europe's energy hub and gateway", *Energypost*, 18 Octombrie 2013 <http://www.energypost.eu/how-to-turn-bulgaria-into-eastern-europes-energy-hub-and-gateway/> și "The energy conundrum in Bulgaria and Greece", *Euractiv*, 11 mai 2015, <http://www.euractiv.com/section/energy/linksdossier/the-energy-conundrum-in-bulgaria-and-greece/#ea-accordion-issues>

## B. ROMÂNIA

România avea la 1 ianuarie 2016 capacități instalate brute de peste 21268 MW, iar până în 2018 acestea vor crește până la 23361 MW, prin capacități noi de eoliene, lignit și cărbune negru.<sup>59</sup> Aproximativ 46% din electricitatea României este generată de centrale termice (gaz, cărbune, lignit), 20% dintr-o centrală nucleară, 26% de hidrocentrale, iar restul din alte tipuri de energii regenerabile. Consumul mediu intern al României este în jur de 1/3 din capacitatea sa instalată. Potențialul de export ale acestei țări prin urmare este foarte mare.

### Structura și prețurile electricității pe piața din România

La fel ca și piața bulgară, piața românească de electricitate are un segment reglementat și un segment concurențial. Gradul de liberalizare a pieței românești însă este mult mai mare decât cel al Bulgariei. Legal începând cu 1 iulie 2007 toți cei 8,5 milioane de consumatori români pot să-și schimbe furnizorul în baza cererii și ofertei. De fapt, însă, piața a fost total liberalizată doar pentru consumatorii industriali în 2013. Pentru consumatorii casnici piața va fi liberalizată total doar către sfârșitul anului 2017. În prezent pentru această categorie de consumatori piața a fost deschisă doar în proporție de 50%. La fel ca și în alte țări est europene, temerea principală a fost legată de șocul pe care ar putea să-l resimtă populația ca urmare a liberalizării prețurilor și lipsei de experiență în alegerea unui furnizor. Conform datelor ANRE în decembrie 2015 în România existau 86 de furnizori de energie electrică, dintre care 14 erau companii implicate și în activități de producere a electricității. Gradul de concentrare a pieței românești este moderat atât la nivelul vânzărilor cu amănuntul cât și la nivelul vânzărilor cu ridicata, indicând o concurență reală pe această piață.

Segmentul concurențial al pieței en-gros este compus din câteva sub-piețe, fiecare din ele având propriile caracteristici și mod de tranzacționare. Prima categorie de sub-piețe este cea a contractelor bilaterale sau contracte la termen: Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB)<sup>60</sup>, Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale cu Negociere Continuă (PCCB-NC)<sup>61</sup>, Piața

<sup>59</sup> Datele Transelectrica la 01 aprilie.2016, <http://www.transelectrica.ro/web/tel/productie>

<sup>60</sup> PCCB este o piață cu livrare fizică de energie în care participanții se angajează să livreze electricitatea timp de o lună de zile și mai mult. Oferta conține un preț minim și un preț maxim. Cota de piață a acestor tip de contracte a crescut de la 7,78% în 2010 la 64% în 2014, an în care a fost reorganizată. Din acest motiv nu este relevantă pentru analiza noastră. A se vedea pentru detalii caracteristica acestei piețe și rapoartele anuale de pe site-ul OPCOM între anii 2010 – 2014.

<sup>61</sup> PCCB-NC este la fel o piață cu livrare fizică în care cantitățile tranzacționate încep de la minimum 1 MWh cu livrări zilnice, săptămânale, lunare, trimestriale și anuale. Impactul acestei subpiețe a fost neglijabil în ultimii ani și este nesemnificativ în acest moment. Cota de piață a acesteia în rândul contractelor bilaterale era de 0,52% în 2013, 3,12% în 2014, ajungând la 11,67% în martie 2016. Din acest motiv la fel a fost exclusă din analiză. Pentru detalii a se vedea rapoartele anuale și lunare ale OPCOM începând cu 2014. Pentru caracteristica acestei piețe a se vedea [http://www.opcom.ro/tranzactii\\_produce/tranzactii\\_produce.php?lang=ro&id=75](http://www.opcom.ro/tranzactii_produce/tranzactii_produce.php?lang=ro&id=75)

Centralizată cu Negociere Dublă Continuă a Contractelor Bilaterale (OTC-NC)<sup>62</sup>, Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale cu Licităție Extinsă (PCCB-LE)<sup>63</sup> și altele. A doua categorie de sub-piețe este cea a tranzacționărilor orare: Piața Intra-zilnică<sup>64</sup> și Piața pentru Ziua Următoare (PZU). Impactul PZU pe piața deschisă a României este semnificativ ajungând la o cotă de piață de 43,3% în martie 2016 de la 16,56% în 2010. Anume din acest motiv, dar și din motivul caracteristicilor<sup>65</sup> acestei piețe PZU va servi ca bază de analiză și comparație cu piețele de electricitate în volume mari ale Moldovei, Bulgariei și Ucrainei. PZU este o componentă a pieței angro de energie electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare. Surplusul sau deficitul de energie electrică se poate echilibra prin vânzarea sau cumpărarea acesteia pe PZU.<sup>66</sup> Participarea la această piață este voluntară și este permisă tuturor titularilor de licență oferite de către ANRE pentru a desfășura în România activitatea de furnizare sau trading.<sup>67</sup> Începând cu noiembrie 2014 această piață funcționează cuplat cu piețele similare ale Ungariei, Slovaciei și Cehiei.

Două din elementele definatorii ale sistemului electro-energetic românesc sunt excesul de capacitate și interconectarea slabă cu țările vecine care limitează exporturile. În acest sens proiectele de infrastructură planificate pe teritoriul acestei țări urmăresc creșterea capacităților de interconectare cu sistemele Serbiei, Bulgariei și Republicii Moldova.<sup>68</sup> Pe lângă aceasta linii interne noi de tensiune înaltă (între 110 kV și 400 kV) vor fi necesare în zonele cu

---

<sup>62</sup> OTC-NC este la fel o piață cu livrare fizică în care cantitățile tranzacționate încep de la minimum 1 MWh cu livrări zilnice, de sfârșit de săptămână, săptămânale, lunare, trimestriale, semestriale și anuale. Această piață este la fel printre cele mai lichide în acest moment, având în martie 2016 o cotă de piață în rândul contractelor bilaterale de 51%. Această piață însă nu a existat pînă în 2014, fiind parte a PCCB, din acest motiv a fost exclusă din analiză.

[http://www.opcom.ro/tranzactii\\_produce/tranzactii\\_produce.php?lang=ro&id=192](http://www.opcom.ro/tranzactii_produce/tranzactii_produce.php?lang=ro&id=192)

<sup>63</sup> Această piață este la fel printre cele mai lichide în acest moment, având în martie 2016 o cotă de piață în rândul contractelor bilaterale de 39,24% . Ea a apărut după 2014 ca urmare a reorganizării PCCB. Din acest motiv nu este relevantă pentru analiză.

<sup>64</sup> Cu tranzacții de electricitate în timpul zilei și care are deocamdată o cotă neglijabilă din piață.

<sup>65</sup> *Caracteristici ferme* – caracteristici ale unei oferte, ale căror valori de pornire sunt precis determinate, iar după încheierea tranzacțiilor, acestea determină valori precise, fixe, constante la nivelul celor stabilite la tranzacționare pe toată perioada de valabilitate a contractului, ale cantității orare și totale și prețului tranzacției și asupra cărora contractul asociat tranzacției nu permite modificări. A se vedea "*Regulamentul privind modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și negociere continuă și prin contracte de procesare*" , <http://www.anre.ro/download.php?f=ga2C&t=wOutwdHbn8%2BcmLPfvrrV5ps%3D>

<sup>66</sup> Pentru caracteristica acestei piețe a se vedea [http://www.opcom.ro/tranzactii\\_produce/tranzactii\\_produce.php?lang=ro&id=1](http://www.opcom.ro/tranzactii_produce/tranzactii_produce.php?lang=ro&id=1)

<sup>67</sup> "Raport privind rezultatele preliminare ale investigației sectoriale pe piața energiei electrice din România", Consiliul Concurenței, 7 iulie 2014, p. 27 [http://www.consiliulconcurenței.ro/uploads/docs/items/id10016/raport\\_investigatie\\_utilita\\_energie\\_electrica\\_07012014-forma\\_neconfidentiala-pub.pdf](http://www.consiliulconcurenței.ro/uploads/docs/items/id10016/raport_investigatie_utilita_energie_electrica_07012014-forma_neconfidentiala-pub.pdf)

<sup>68</sup> "EU Energy markets in 2014", European Comision 2014, p. 142 [http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014\\_energy\\_market\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_energy_market_en.pdf)

importante facilități de producere a energiei pentru a evacua liniile supraîncărcate cu putere dintr-o zonă în alta a țării. Zona Dobrogei este reprezentativă în acest sens unde existența a două blocuri ale Centralei Nucleare de la Cernavodă (Blocurile 1 și 2) creează adesea supraîncărcări de sistem. La acestea se mai adaugă parcurile eoliene și fotovoltaice care s-au dezvoltat masiv în ultimii ani datorită schemelor de suport oferite de statul român și care pun presiune pe sistemul național de transport. În același timp planurile de viitor ale Guvernului României includ dublarea capacității nucleare a țării prin construcția a două blocuri noi la Cernavodă (Blocurile 3 și 4). Planul de Dezvoltare a Rețelelor Electrice de Transport a Transelectrica pentru anii 2016 – 2025 precizează că chiar și fără realizarea în totalitate a acestor capacități de producere anumite secțiuni ale sistemului de transport românesc precum S3 (Dobrogea și Moldova) și S6 (zona Dobrogea) vor fi supraîncărcate peste limitele admisibile.<sup>69</sup> Prin urmare acțiuni de mentenanță, re tehnologizare și extindere a liniilor electrice interne sunt cruciale pentru a evacua puterea excedentară din Sudul și Sud-Estul României spre zonele vestice de consum ale țării.

Interconexiunile cu statele vecine rămân cruciale. În partea de Vest acestea sunt necesare în special datorită cuplării României din Noiembrie 2014 la piețele de electricitate a Ungariei, Slovaciei și Cehiei.<sup>70</sup> În partea de Sud este necesară întărirea conexiunilor cu Bulgaria. Exporturile de electricitate ale României pe această piață nu sunt semnificative, însă odată cu eliminarea taxelor de export a electricității românești începând cu 2014 acest volum poate crește pe piața bulgară luând locul electricității bulgare mai scumpe exportate în Turcia, Grecia și Macedonia sau sistemul bulgar de transport ar putea fi folosit ca tranzit de producătorii și furnizorii din România pentru a accesa aceste piețe. În acest sens trei proiecte de interconexiuni și linii interne din Bulgaria și România au fost incluse de Comisia Europeană în lista Proiectelor de Interes Comunitar în anul 2013, fiind cunoscute ca "Grupul Bulgaria-

---

<sup>69</sup> "Planul de Dezvoltare a Rețelelor Electrice de Transport perioada 2016 – 2025" Transelectrica, 2014, p. 146, <http://www.transelectrica.ro/documents/10179/25146/Planul+de+dezvoltare+a+RET+2016-2025.pdf/0d1d070f-75c5-43d6-8833-6563dd9e7c58>

<sup>70</sup> Întăririle transfrontaliere au menirea de a facilita schimbul fluxurilor de electricitate între aceste țări la un nivel suficient de ridicat pentru a permite o convergență a prețurilor între piețele lor. În același timp cuplarea acestor piețe permite exportul excesului de producție locală atunci când există semnale de preț mai bune pe celelalte trei piețe, dar și importul de electricitate atunci când pe piața locală a României apare deficit de producere, iar importurile pot fi mai avantajoase. Necesitatea unor astfel de importuri s-a observat în special la începutul lui februarie 2016 când o parte a instalațiilor din cadrul hidrocentralei Porțile de Fier au intrat în reparație, iar deficitul de capacitate scos de pe piață de acestea a fost acoperit de importuri din Slovacia. Teoretic capacitatea instalată în România permitea cu ușurință acoperirea aceluși deficit, s-a observat însă că cantități de electricitate limitate de 300 MWh pot fi importate de pe piețele vecine la un preț mai bun. A se vedea "România importă curent: turbinele de la Porțile de Fier se strică tot timpul, după cheltuieli de un miliard de euro", *Economica.net*, 8 Februarie 2016, [http://www.economica.net/romania-a-inceput-sa-importe-curent-pentru-ca-turbinele-de-la-portile-de-fier-se-strica-tot-timpul\\_114327.html](http://www.economica.net/romania-a-inceput-sa-importe-curent-pentru-ca-turbinele-de-la-portile-de-fier-se-strica-tot-timpul_114327.html)

România, creșterea capacității”. Acest grup include trei linii de 400 kV pe partea românească și alte trei linii pe partea bulgară.<sup>71</sup>

### **Posibilitățile de export ale României în Republica Moldova**

În acest moment electricitatea românească nu poate fi exportată în Republica Moldova în volume mari din cauza sistemelor electrice asincrone ale țărilor membre ENTSO-E și cele ale Sistemului Energetic Unit al CSI. În mod normal datorită celor două zone românești de producere a electricității (Dobrogea și Moldova) aflate în vecinătatea Republicii Moldova piața acestei țări ar trebui ținută de exporturile românești în primul rând pentru decongestionarea sistemului României. Rezolvarea tehnică a acestei probleme ar permite Moldovei să importe electricitate în volume mari și din România.

Analiza pieței spot a României (Piața pentru Ziua Următoare) din ultimii cinci ani (2010 – 2015) arată că prețurile la electricitate pe această piață se diminuează începând cu 2012. Explicația acestei căderi stă în special în creșterea capacității instalate de energie regenerabilă. În plus din august 2013 au fost eliminate taxele de extragere a electricității din rețeaua de transport la exportul energiei și taxa de sistem. Ulterior, în Decembrie 2013 a fost eliminată și taxa de export cerută de operatorul românesc al pieței de electricitate (OPCOM) furnizorilor implicați în activități de export. O scădere semnificativă s-a observat și în 2014. Căderea de preț se explică parțial prin eliminarea taxei de co-generare la exporturi începând cu iulie 2014. Datorită acestei căderi de preț, producției ridicate de electricitate și inundațiilor din țările vecine România și-a dublat exporturile de energie în 2014 comparativ cu 2013. O scădere sensibilă s-a văzut și în 2015, iar exporturile au continuat să crească în prima jumătate a aceluși an drept urmare a cuplării pieței românești la cele ale Ungariei, Slovaciei și Cehiei în noiembrie 2014. Pe lângă acești factori, competitivitatea electricității românești pe piețele regionale se datorează și subvențiilor pe care le plătesc consumatorii din România producătorilor locali de energie verde.

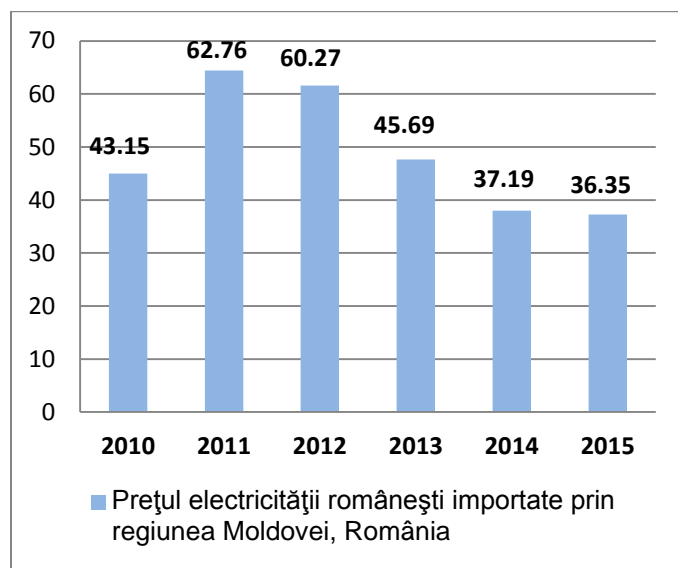
Astfel analiza prețurilor din ultimii cinci ani din Tabelul 5 și Tabelul 6 ne arată clar că începând cu 2013 electricitatea care a fost vândută Republicii Moldova de către Centrala de la Cuciurgan și furnizorii din Ucraina (**care a fost la același preț**) nu mai este competitivă cu prețurile care sunt pe piața românească, care a fost mai ieftină cu 10,41%. Și mai vizibile sunt aceste căderi de preț pe piața spot a României pentru anii 2014 și 2015. În cazul în care condițiile tehnice ar fi permis acest lucru, apoi electricitatea contractată de pe această sub-piață și adusă la granița moldo-română ar fi avut un preț de 27,8%, respectiv 40,6 % mai mic decât prețurile electricității vândute de DTEK și RAO UES pe piața cu ridicata din Republica Moldova. Diferența

---

<sup>71</sup> "Proiectul: Black Sea Corridor – Proiect de interes comun", Transelectrica, <http://www.transelectrica.ro/documents/10179/1494858/PCI+Black+Sea+Corridor.pdf/899b4b15-611a-4f4c-9629-52180aea5289>

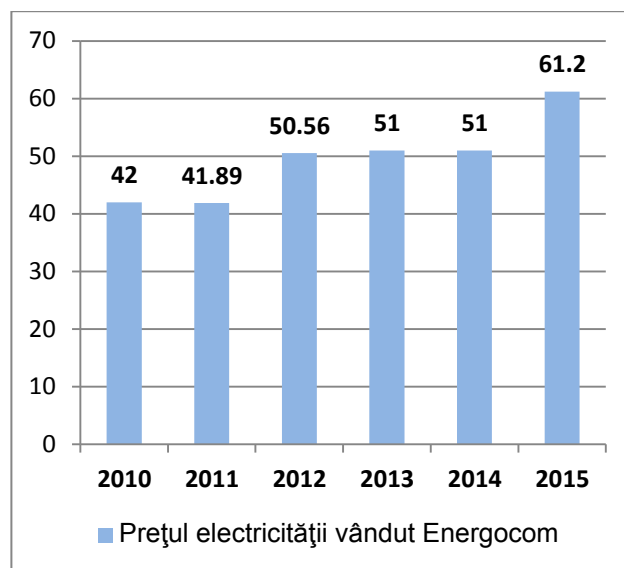
semnificativă de preț din 2015 comparativ cu 2014 care a fost vândută de către Centrala de la Cuciurgan și ulterior Energokapital consumatorilor din dreapta Nistrului apare ca urmare a deprecierei monetei euro în raport cu dolarul american. În același timp valorile crescute de pe piața românească din anii 2011 și 2012 sunt atipice și au fost determinate de stările repetate de urgență în care s-a aflat Hidroelectrică din cauza secetei, astfel încât prețul electricității a fost vizibil crescut peste cel din 2010. Mai mult ca atât, așa cum am arătat mai sus în anii 2014 și 2015, dacă ar fi fost instalată cel puțin o stație de cuplare back-to-back la hotarul cu România, chiar și electricitatea adusă în Moldova din Bulgaria cu tot cu taxe pe teritoriul românesc ar fi fost sub prețurile oferite de DTEK și RAO UES.

**Tabelul 5 Prețul electricității pe Piața pentru Ziua Următoare a României la hotarul cu Republicii Moldova între 2010 – 2015 EUR/MWh**



Sursa: calculele autorului în baza datelor ANRE, OPCOM Transelectrica și a ratei medii anuale de schimb Euro/Dolar american fixată de Banca Central Europeană pentru anii de referință.

**Tabelul 6 Prețul electricității furnizate Moldovei de Centrala de la Cuciurgan între 2010 – 2015, EUR/MWh**



Notă: Prețurile indicate în Euro au fost calculate în baza ratei medii anuale de schimb Euro/Dolar american a Băncii Central Europene pentru anii de referință.

Fiind în imposibilitate tehnică de a accesa piața din Republica Moldova, România a căutat în ultimii ani alte piețe pentru a-și vinde surplusul de electricitate. Una din aceste piețe a fost Turcia, o țară aflată în permanentă "foame" de energie ieftină datorită creșterii sale demografice și economice, dar și a costului ridicat al gazelor naturale importate din Federația Rusă care au o contribuție importantă în mixul de electricitate al acestei țări. Deoarece teritoriul Bulgariei a fost prea scump pentru tranzitul de electricitate românească, iar capacitățile alocate la frontiera bulgaro-turcă limitate deoarece Turcia s-a alăturat ENTSO-E

abia în 2015, opțiunea care a fost analizată intens în ultimii ani a fost cea a unui cablu submarin care ar conecta direct România de Turcia. Cablul ar fi trebuit să aibă o capacitate inițială de export de 800 MW (practic cât întreg consumul anual al Republicii Moldova) cu posibilitatea de a fi dublată la 1600 MW.<sup>72</sup> Pe lângă costul destul de mare<sup>73</sup>, acest proiect este și în detrimentul Bulgariei care urmărește să-și crească exporturile de electricitate pe piața Turciei și care nu a oferit acordul de mediu pentru demararea acestui proiect. De fapt, decizia finală aparține Turciei care nu mai insistă pentru construirea acestui cablu considerând că are interconexiuni suficiente cu Bulgaria și mizând pe o competiție acerbă între exporturile românești și bulgare prin liniile care există pentru a lua cel preț mai bun preț. În aceste condiții reconsiderarea pieței din Republica Moldova ar putea fi o soluție mai puțin costisitoare și mai acceptabilă României.

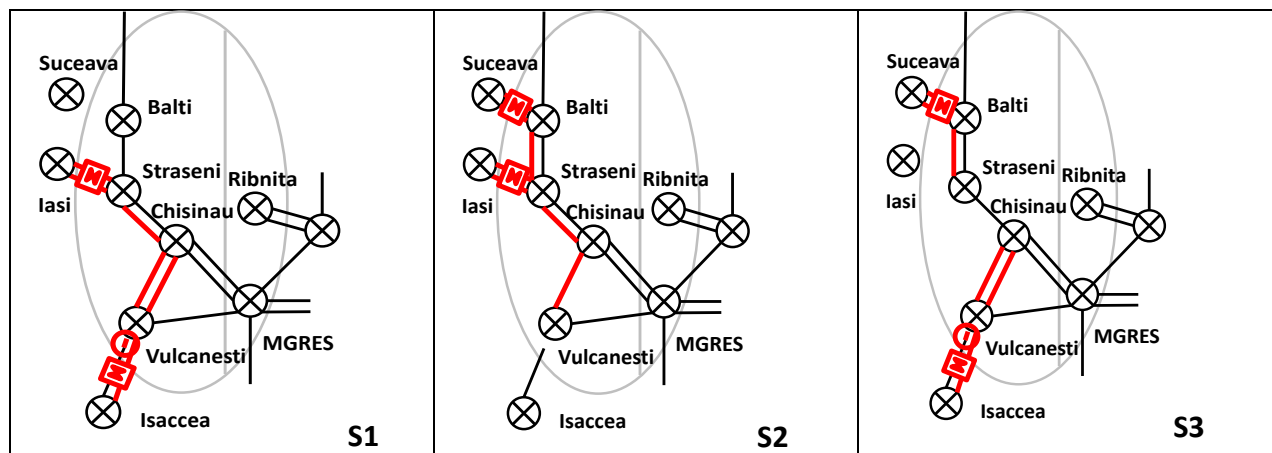
Studiul din 2015 al Băncii Mondiale "Moldova Electric Power Market Options Sector Study" prezenta opțiunea conectării asincrone la piața românească drept cea mai fezabilă soluție din trei scenarii analizate (conectare sincronă, asincronă, autosuficiență) de cuplare a Moldovei la piața europeană. Studiul sugerează două stații de cuplare la hotarul moldo-român, deoarece una ar fi insuficientă pentru acoperirea cererii de vârf de electricitate a Republicii Moldova, iar trei ar fi prea scumpe. Astfel au fost identificate trei scenarii – S1, S2 și S3 - prin care două stații de cuplare asincronă urmează a fi plasate la alegere în două din următoarele trei locații: Vulcănești, Strășeni sau Bălți. Pe lângă aceste stații vor fi necesare și construcția unor linii electrice de tensiune înaltă noi. Costurile fiecărui scenariu variază între 491-504 milioane de dolari americani. Conform acestui studiu oricare din aceste 3 scenarii poate fi realizat până în 2020. În mod evident această infrastructură ar permite exportul în Republica Moldova a aceleiași cantități care țintește piața turcă, dar cu costuri mai mici. (Vezi Fig. 4)

**Figura 4 Scenariile conectării la piața românească**

---

<sup>72</sup>NOTA privind supunerea spre aprobare de către Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor a (i) Acordului de principiu privind realizarea proiectului "Cablul de interconectare submarin 400kV România – Turcia", și (ii) Participarea SNN la constituirea Companiei de Proiect "HVDCC România-Turcia S.A.", Nuclearelectrica, [http://www.nuclearelectrica.ro/wp-content/uploads/2014/08/06-08\\_Nota-AGEA-SNN-aprobare-cablu-submarin-nou.pdf](http://www.nuclearelectrica.ro/wp-content/uploads/2014/08/06-08_Nota-AGEA-SNN-aprobare-cablu-submarin-nou.pdf)

<sup>73</sup> Costul estimat al acestui cablu ar varia după unele surse între 500 de milioane și un miliard de Euro. A se vedea "Încă un acord pentru cablul submarin cu Turcia", *Focus Energetic*, 3 februarie 2015, <http://www.focus-energetic.ro/acord-cu-italienii-de-la-prysmian-pentru-cablul-submarin-romania-turcia-23608.html>



Sursa: Banca Mondială, 2015

Problema construcției acestei infrastructuri în Moldova ține de identificarea sursei de finanțare. Câteva opțiuni pentru construcția acestei infrastructuri ar putea fi considerate:

(a) *Fonduri publice sau finanțări ale companiilor de stat moldovenești.* Opțiunea aceasta însă cade din start. Investițiile de până acum în infrastructura de electricitate a Republicii Moldova s-au făcut prin împrumuturi oferite de Instituțiile Financiare Internaționale, statul și companiile în care acesta este acționar neavând capacitatea financiară pentru a le face. În condițiile datoriei de stat care a crescut enorm în ultimii doi ani, în mod previzibil nu vor fi nici un fel de fonduri publice alocate pentru investiții de asemenea anvergură.

(b) *Împrumuturi oferite de donatori și IFI.* Criza din sistemul bancar, dar și blocarea reformelor din sectorul energetic începând cu 2013 fac donatorii reticenți în primul rând din rațiuni politice să sprijine astfel de proiecte. În același timp Moldova reprezintă o piață mică, fragmentată, fără prognoze de creștere majoră a consumului intern pe termen mediu și lung. Pentru o țară ca Moldova astfel de proiecte din rațiuni pur economice nu sunt bancabile. Motivația pentru care donatorii ar accepta finanțarea lor ar fi mai degrabă condiționalități dure de reformă pe care Guvernul Moldovei fie nu va dori să le accepte fie nu va fi în stare să le îndeplinească. Nu trebuie exclusă însă nici posibilitatea ca donatorii să crediteze doar construcția unei părți a acestei infrastructuri, condiționate de reforme care ar fi suportabile pentru Guvernele Moldovei.

(c) *Împrumut sau investiții din România.* Acest sprijin ar putea veni fie printr-un împrumut din partea Guvernului României, dar și prin investițiile făcute de o companie sau un consorțiu de companii românești din sectorul energetic. Guvernul și companiile românești interesate ar putea înființa o companie și să o gestioneze după modelul Vestmoldtransgaz, companie care a fost înființată de Guvernul Moldovei pentru gestionarea gazoductului Iași – Ungheni. Companiile românești din segmentul de producere a electricității ar putea fi cooptate și motivate să participe într-un astfel de proiect prin aplicarea către Comisia



Europeană/Comunitatea Energetică pentru derogarea totală sau parțială de la regimul de acces nediscriminatoriu la capacitățile acestor interconexiuni pentru o perioadă determinată.<sup>74</sup> În acest fel producătorii din România ar avea garanții că electricitatea lor are piață de desfacere, iar Guvernul român ca proprietar majoritar al acestei companii că infrastructura construită este utilizată. Problema care ar apărea, dar care poate fi soluționată este cea a ajutoarelor de stat și contractelor pe termen lung care sunt problematice odată cu intrarea în vigoare a "pachetului energetic III" al Uniunii Europene deoarece se consideră că astfel de contracte blochează concurența și tratamentul egal al participanților la piața energetică.

### C. UCRAINA

Ultimii ani au indicat o capacitate de generare a electricității în Ucraina care a variat între 50300 MW și peste 54835 MW.<sup>75</sup> Grosul acestei capacități a fost reprezentat de cărbune (25200 MW), gaz natural (9100 MW), energie nucleară (13800 MW), hidroelectricitate (5800 MW) și alte regenerabile (între 800 MW și 1000 MW).<sup>76</sup> Pentru comparație, această capacitate instalată a Ucrainei depășește toată capacitatea combinată a României, Bulgariei și a celorlalte șapte părți contractante ale Comunității Energetice care au capacități de generare însumând 52866,8 MW. Ucraina este în mod clar cel mai mare producător de electricitate din Europa de Est.

#### **Structura și prețurile pieței de electricitate din Ucraina**

Cea mai ieftină electricitate produsă în Ucraina este cea produsă de cele patru centrale nucleare ale acestei țări care au fost deja capitalizate, iar electricitatea poate fi produsă la costuri foarte mici. Piața Ucrainei rămâne o piață controlată administrativ, cu prețuri reglementate atât în segmentul electricității cu amănuntul cât și în cel al electricității cu ridicata. Prețul este fixat de reglementatorul de piață în domeniul energiei (NERC) pentru energia produsă de centralele nucleare și hidroenergetice. Doar electricitatea produsă de termocentralele pe cărbune participă într-un proces de licitații. Toată această energie este vândută operatorului de piață Energorînok, care în urma unui preț mediu o vinde ulterior din nou pe piața engros către două categorii de clienți: distribuitorilor și furnizorilor la prețuri reglementate și furnizorilor independenți la preț nereglementat. Acest model, cunoscut sub denumirea de "single buyer model", limitează competiția deoarece prin prețurile prestabilite

---

<sup>74</sup> În conformitate cu articolul 17, punctul 1 al Regulamentului (CE) Nr. 714/2009 care este parte a "pachetului energetic III" și urmează a fi transpus și cadrul legal al Republicii Moldova. A se vedea <http://www.justice.gov.md/file/Centrul%20de%20armonizare%20a%20legislatiei/Baza%20de%20date/Materiale%202011/Legislatie/32009R0714.PDF>

<sup>75</sup> Conform Rapoartelor Anuale de Implementare ale Comunității Energetice din ultimii 5 ani.

<sup>76</sup> Creșterea cea mai semnificativă s-a observat pe partea de electricitate generată de termocentralele care ard cărbune (o creștere de peste 3000 MW până în 2014 comparativ cu 2010) și se datorează în special disputelor comerciale și reducerii importurilor de gaz natural importat din Federația Rusă.

oferă subsidii încrucișate și nu permite transferul total al costurilor către consumator.<sup>77</sup> Reforma pieței energetice din Ucraina prevede ca începând cu iulie 2017 acest model să fie abandonat pentru a se trece la un model de piață cu contracte bilaterale antrenând producători, traderi și consumatori, iar rolul operatorului de piață să fie redus la cel de facilitator neutru, astfel încât prețul electricității să fie dictat doar de cerere și oferta. În acest scop urmează a fi create o piață pentru ziua următoare, o piață intrazilnică și o piață a serviciilor de balansare.<sup>78</sup>

Reforma pieței de electricitate din Ucraina s-a simțit în special în 2015 odată cu majorarea prețurilor la electricitate pentru toate categoriile de consumatori. Devalorizarea grivnei, dar și presiunile donatorilor internaționali pentru a sprijini financiar reforma pieței energetice ucrainene au dus la creșteri ale tarifelor la electricitate pentru consumatorii domestici. Până în 2017 prețul electricității ar trebui să fie majorat de aproximativ 3,5 ori. După cum poate fi observat în Tabelul 7 în perioada 2010-2014 tarifele reglementate destinate consumatorilor ucraineni au crescut treptat însă ne semnificativ. O creștere bruscă de 37,7% s-a observat abia în 2015 comparativ cu 2014. La fel poate fi observat că până în 2014 prețurile electricității destinate exportului erau de obicei mai mari decât cele reglementate (destinate consumatorilor casnici), dar mai mici decât cele nereglementate (destinate consumatorilor non-casnici din Ucraina). În 2015 se observă pentru prima dată în ultimii cinci ani că prețurile electricității destinate exportului depășesc atât tarifele destinate segmentului reglementat cât și celui nereglementat. Spre deosebire de consumatorii ucraineni care au simțit impactul creșterii prețurilor, majorările nu au afectat piețele de export deoarece aceste exporturi se fac în valută străină. (Vezi Tabelul 7 și Tabelul 8).

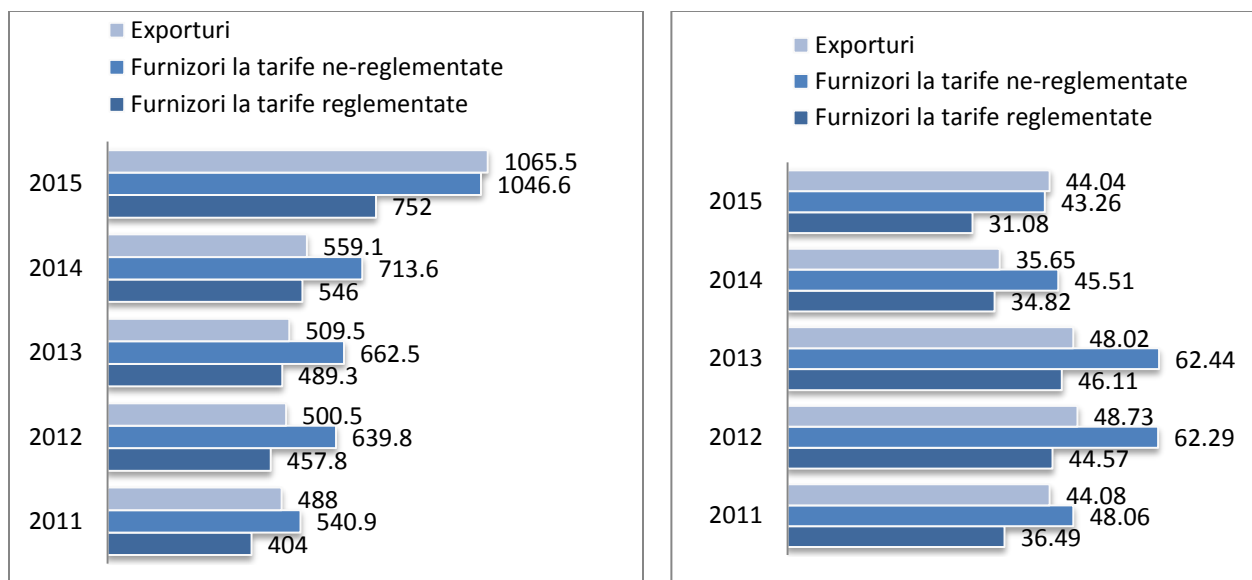
**Tabelul 7 Evoluția prețurilor engros la electricitate în Ucraina 2011 - 2015 UAH/MWh**

**Tabelul 8 Evoluția prețurilor la electricitate în Ucraina 2011 - 2015 EUR/MWh**

---

<sup>77</sup> Energy Community Annual Implementation Report (2015), p. 206

<sup>78</sup> "Energy Community Country Brief Spotlight on Ukraine", Issue 1, 10 April 2015, [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/DOCS/3672149/13AAC2CF97597F39E053C92FA8C0DA2E.PDF](https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/3672149/13AAC2CF97597F39E053C92FA8C0DA2E.PDF)



Sursa: Uaenergy, 2016. Calculul prețurilor în Euro s-a făcut în baza ratei de schimb afișate de Banca Central Europeană

Majorările de preț nu sunt întâmplătoare. Aproximativ 81% din termocentralele Ucrainei care reprezintă jumătate din capacitatea instalată a acestei țări, aveau la sfârșitul anului 2010 mai mult de 200000 ore de operare, necesitând re tehnologizare sau înlocuire. De asemenea, peste 70% din unitățile nucleare vor avea nevoie de extindere a ciclului de operare care va expira în 2020-2021. Pe lângă acestea 35 % din liniile de înaltă tensiune (de 220–330 kV) au operat mai bine de 40 de ani, iar 55 % din echipamentul principal pentru substațiile de transformare a atins sfârșitul perioadei de exploatare.<sup>79</sup> Altfel spus necesarul de investiții în întregul sistem energetic ucrainean este imens. Estimările Agenției Internaționale pentru Energie a OCDE arată că pentru perioada 2012 – 2030 Ucraina ar avea nevoie de investiții în acest sectorul energetic care se ridică la **170 miliarde de dolari**.<sup>80</sup>

Aceste investiții vor trebui recuperate nu doar prin prețuri majorate pentru consumatorii ucraineni, ci și prin exporturi. Pentru țările Europei Centrale care cumpără electricitate din Ucraina există oricând alternative din propriile capacități de generare sau din contractarea electricității de pe piețele la care sunt deja cuplate în cazul în care electricitatea ucraineană se

<sup>79</sup> "STATEMENT ON SECURITY OF ENERGY SUPPLY OF UKRAINE", Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, Kiev 2012, p. 9-10, [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/DOCS/1676177/0633975ABAE57B9CE053C92FA8C06338.PDF](https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/1676177/0633975ABAE57B9CE053C92FA8C06338.PDF)

<sup>80</sup> Evaluarea a fost făcută în 2012 și includea atât Crimeea cât și teritoriile din regiunea Donbasului pe care Ucraina nu le mai controlează din 2014. Acești factori plus infrastructura care a fost distrusă de ostilitățile militare ar trebuie luate în considerare pentru actualizarea raportului făcut de OCDE. Cu sau fără acești factori investițiile necesare sistemului energetic ucrainean sunt colosale pentru situația economică în care se află în acest moment Ucraina. A se vedea: IEA (2012) *Ukraine 2012. Policies beyond IEA countries*, p. 13, [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Ukraine2012\\_free.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Ukraine2012_free.pdf)

va dovedi a fi prea scumpă.<sup>81</sup> Moldova, însă, din păcate nu se poate bucura de acest lux. Din acest punct de vedere rămânerea în continuare a Republicii Moldova conectată doar la sistemul electric al Ucrainei și fără ca această piață să fie reformată va perpetua rămânerea în captivitate a consumatorilor din Moldova unui duopol al furnizorilor ucraineni și a celor din stânga Nistrului, iar prin aceasta și a unor prețuri de import mai mari a curentului electric, reieșind din investițiile care urmează a fi făcute în sistemul energetic ucrainean. În plus ultimii ani au arătat că Centrala de la Cuciurgan și-a ajustat oferta în funcție de cea a producătorilor ucraineni, oferind aceleași prețuri între 2011 și 2014 consumatorilor din dreapta Nistrului. De fapt nu există vreo competiție reală între acești furnizori. Acest lucru mai arată că Consiliul Concurenței din Republica Moldova a lucrat prost sau nu a lucrat de loc pentru a preveni și penaliza înțelegerile de cartel la importul energiei electrice din Republica Moldova în volume mari.

### **Posibilitățile de creare a unei piețe de electricitate comune cu Republica Moldova**

Planul de Dezvoltare a Rețelelor Electrice ale Ucrainei pentru perioada 2016 – 2025 indică în prezent capacitatea interconexiunilor dintre Ucraina și Republica Moldova la 700 MW. În mare parte însă această capacitate este utilizată pentru tranzitul electricității între diferite regiuni ale Ucrainei, reducându-se și mai mult în timpul lucrărilor de mentenanță a liniilor de 330 kV.<sup>82</sup> În lumina evenimentelor din 2016 legate de expirarea contractului Energokapital cu furnizorii din dreapta Nistrului, furnizorii ucraineni au insistat că ar putea dispune de până la 600 MW de capacitate transfrontalieră doar pentru consumul intern al Moldovei.<sup>83</sup> Această ipoteză ar trebui însă examinată cu precauție.<sup>84</sup> Datele unui studiu din 2010 indicau o capacitate totală de interconexiune între Ucraina și Moldova care se ridică la 1500 de MW, dintre care 1000 MW necesari pentru consumul regiunii Odesa și doar 400 – 500 MW pentru consumul intern al Moldovei.<sup>85</sup> Luând în considerare că în ultimii ani nu s-au construit linii noi între cele două țări, iar consumul de energie din ultimii cinci ani a crescut ușor în ambele state, ar însemna că o capacitate de 600 MW alocată de Ukrenergo exclusiv pentru consumul Republicii Moldova ar fi

---

<sup>81</sup> Ungaria, Slovacia, România și Cehia au deja piețele cuplate din 2014, iar prețurile angro au scăzut continuu în special ca urmare a creșterii volumului de regenerabile de pe piață. Polonia are suficientă generare internă, însă poate apela oricând la importuri ieftine de energie verde din Germania. Belarus pe lângă faptul că își construiește o Centrală Nucleară poate apela și la importuri ieftine de pe piața Rusiei.

<sup>82</sup> "План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки", Ukrenergo, Kiev, 27 August 2015, p. 34

<sup>83</sup> "Интерес дороже денег: цена поставок электроэнергии в Молдову могла быть ниже", *Newsmaker*, 21 Martie 2016, <http://newsmaker.md/rus/novosti/interes-dorozhe-deneg-tsena-postavok-elektroenergii-v-moldovu-mogla-byt-nizhe-23420>

<sup>84</sup> Capacitatea transfrontalieră care a fost alocată în 2016 pentru consumul intern al Republicii Moldova indică conform datelor Ukrenergo până la 250 MW, adică aproximativ ¼ din consumul intern al Moldovei. A se vedea <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/Pages/ua/DetailsNew.aspx?nID=2135>

<sup>85</sup> "Sectorul electroenergetic în Moldova: Evaluarea opțiunilor strategice", *GET Moldova*, Septembrie 2015, p. 6, [http://get-moldau.de/download/policypapers/2010/GET%20Moldova\\_PP%2001%202010\\_ro.pdf](http://get-moldau.de/download/policypapers/2010/GET%20Moldova_PP%2001%202010_ro.pdf)

fost posibilă doar prin construcția unor linii interne pe teritoriul Ucrainei care ar fi permis devierea unei părți din fluxul de curent electric care în mod obișnuit tranzita liniile de tensiune înaltă ale Moldovei. Astfel s-ar fi eliberat capacitate transfrontalieră doar pentru necesitățile de consum ale Republicii Moldova. În plus deoarece în ultimii 7 ani furnizorii ucraineni au furnizat electricitate în volume mari doar între 2011 și 2014 pentru și doar pentru zona de Nord a Republicii Moldova, nu putem cunoaște cu precizie dacă o sarcină de 600 MW ar putea fi exportată în acest moment exclusiv pentru consumul intern al Moldovei fără a fi afectată furnizarea energiei în zona regiunii Odesa. Din acest punct de vedere majorarea capacității reale de export a Ucrainei pe piața moldovenească nu poate fi realizată decât în următorii ani.

În acest context ar mai trebui să înțelegem și cauzele care stau la baza politicii energetice a Ucrainei de construire a unor linii electrice noi în zona sa de Sud-Vest care vor redirecționa o parte din fluxul care tranzitează Republica Moldova. În primul rând consumul de electricitate a crescut în ultimii ani în zona regiunii Odesa. În al doilea, liniile care sunt utilizate în Moldova pentru tranzitul curentului electric destinate pieței ucrainene au perioade de supraîncărcare. În al treilea, uzura rețelelor care trec prin nodul energetic Cuciurgan, dar și instabilitatea activității Centralei de la Cuciurgan au determinat guvernele Ucrainei planificarea și inițierea construcției mai multor linii și substații electrice de înaltă tensiune ocolitoare prin teritoriul Ucrainei.<sup>86</sup> În acest sens Planul de Dezvoltare a Rețelelor Electrice ale Ucrainei pentru perioada 2016 – 2025 indică dezvoltarea câtorva proiecte de infrastructură energetică importante în zona regiunii Odesa care vor diminua rolul nodului energetic de la Cuciurgan. Planul prevede construirea unei stații de transformare de 750/330 kV care va uni rețeaua de linii existente de 750/330 kV care fac legătura între Centrala Nucleară de lângă Iujnoucrainsc și Isaccea prin liniile Kotovsk – Cuciurgan, Usatovo – Cuciurgan. Totodată liniile de 330 kV Primorsk – Arciz și Adjalâk – Usatovo care urmează a fi construite vor trece în totalitate pe teritoriul Ucrainei.<sup>87</sup>

Aceste noi proiecte de infrastructura sunt și în avantajul Republicii Moldova din cel puțin două motive. Mai întâi de toate noile linii de transport a electricității pe teritoriul Ucrainei vor permite decongestionarea rețelelor existente cu Republica Moldova astfel încât o parte din transportul de electricitate necesar regiunii Odesa va putea fi redirecționat și evacuat prin teritoriul Ucrainei. În acest fel se va elibera și mări capacitatea alocată la frontiera moldo-ucraineană pentru necesități de import și consum intern a Republicii Moldova. Din punct de vedere, strategic, cea mai importantă dintre aceste linii și singura de 330 kV (din cele șapte existente la frontiera moldo-ucraineană) controlată de Moldelectrica, este linia de tensiune înaltă care vine din Novodnistrovsk și trece prin Chișinău. Mai apoi consolidarea și extinderea rețelelor electrice ale Ucrainei pe flancul său sudic vor permite utilizarea la capacitate maximă a liniilor de 110 kV din sudul Republicii Moldova, linii care la fel sunt controlate de Moldelectrica, dar care sunt

---

<sup>86</sup> "План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки", Ukrenergo, 27 August 2015, p. 17, 26.

<sup>87</sup> Idem

utilizate la capacități reduse în acest moment și care ar putea oferi alte trasee de import a electricității ucrainene în Moldova decât teritoriul regiunii transnistrene.

De fapt datele Moldelectrica pentru anii 2013 și 2014 arată că fluxul de electricitate care a fost importat din Ucraina pentru consumul exclusiv al Republicii Moldova s-a petrecut prin rețelele sistemului electric moldovenesc din dreapta Nistrului de 110kV. Asta ar însemna că în scopuri de tranzit Ucraina a utilizat în mare parte doar liniile de 330kV care au asemenea tensiune și care trec preponderent prin stânga Nistrului. Prin urmare anume liniile de 110kV ar trebui menținute în stare operațională bună pentru a putea fi folosite și în viitor la importul electricității din Ucraina evitând șantajul și incertitudinea părții transnistrene. Pe lângă aceste linii ar trebui întărită și linia internă Novodnistrovsk – Bălți – Strașeni – Chișinău necesară echilibrării sistemului moldovenesc și eventual pentru mărirea importurilor de electricitate doar pentru consumul intern al Moldovei. Trebuie grăbite și construcția liniilor de înaltă tensiune cu România, cea mai importantă dintre acestea fiind linia Vulcanesti – Chișinău.

Pasul următor pe care ar putea să-l facă Moldova pe termen scurt și mediu ar fi crearea unei piețe comune cu Ucraina după modelul Țărilor Baltice. Acesta este pasul care a fost sugerat și de Comunitatea Energetică. Pentru crearea unei asemenea piețe vor fi însă necesare identificarea unor interese economice și comerciale și o decizie politică de cuplare a acestor două piețe. Crearea unei piețe comune cu Ucraina ar trebui să aibă câteva componente: (i) Crearea unui cadru legal în ambele țări care să fie concordant cu ”pachetul energetic III” al UE; (ii) Reguli și mecanisme de alocare a capacității la frontieră. În acest moment lipsește atât tehnologia necesară acestor alocări cât și o coordonare dintre Ucrenergo și Moldelectrica; (iii) Păstrarea în stare operațională și mărirea capacității nete de transfer a electricității între cele două țări; (iv) Implementarea unor condiții tehnice (bursă energetică), testarea și integrarea etapizată prin minimum trei sub-piețe (Piață pentru Ziua Următoare, Piață Intra-zilnică, Piață de Balansare) pentru a aduce transparență în piață, dar și pentru a da semnale clare de preț participanților pieței; (v) Potențialii traderi și furnizori ar trebui să aibă acces nediscriminatoriu la rețelele de interconexiune dintre Ucraina și Moldova și la piața ucraineană din segmentul engros pentru a spori lichiditatea și competiția în piață, trezind astfel interesul furnizorilor de a vinde în ambele părți ale frontierei moldo-ucrainene; (vi) Reguli de schimbare a furnizorului care lipsesc în Moldova pentru a permite consumatorilor opțiunea de a alege. Nu în ultimul rând chiar și partea reglementată a pieței din Moldova ar trebui să dea posibilitatea unor furnizori alternativi să intre pe piață și să-și poată acoperi costurile de activitate.

Având o piață comună cu Ucraina și interconectări cu România, nu doar Energocomul ci și Union Gaz Fenosa, Energie Furnizare Nord și orice alți furnizori sau traderi care au deja licențe de la ANRE în Republica Moldova, ar putea obține licențe similare și cumpăra energie din aceste țări.

## 5. RECOMANDĂRI

1. **Consiliul Concurenței** ar trebui să aibă un rol mai activ în cazuri ce vizează competiția pe piața de energie electrică la nivelul furnizărilor angro. În acest segment cifra de afaceri este de sute de milioane de dolari anual.<sup>88</sup> Consiliul Concurenței ar trebui să inițieze o investigație prin care să clarifice de ce prețul energiei furnizate de Centrala de la Cuciurgan și ulterior Energokapital a fost același între 2011 și 2014 cu prețul oferit de companiile afiliate DTEK. În cazul în care se va stabili că furnizorii din stânga Nistrului și cei ucraineni și-au concertat acțiunile, fiecare din aceste companii ar trebui penalizate pentru a descuraja astfel de practici de cartel în viitor. Ținând cont de complexitatea acestui potențial caz și implicațiile sale financiare majore, Consiliul Concurenței ar trebui să apeleze la sprijinul Secretariatului Comunității Energetice și eventual la expertiza Directoratului pentru Concurență al Comisiei Europene.
2. **Moldelectrica** conform Legii cu privire la energia electrică din 2009 are atribuții clare privind elaborarea, dar și publicarea planurilor de dezvoltare a rețelelor de transport.

---

<sup>88</sup> Conform datelor ANRE cifra de afaceri a pieței cu ridicata din Republica Moldova a fost de peste 228 milioane de dolari în 2011, 260 milioane de dolari în 2012, 269 milioane de dolari în 2013, 316,5 milioane de dolari în 2014. Articolul 72, punctul "c" din Legea cu privire la concurență din 2012 prevede amenzi cuprinse între 2% și 4% din venitul total anual al companiilor de pe piața relevantă pe care activează dacă se constată forme de cartel dur.

Aceste planuri nu sunt publice, trezind suspiciuni că astfel de documente nici nu există. În acest moment planurile de dezvoltare a rețelei Moldelectrica nu sunt afișate pe situl instituției deși Legea îi cere acest lucru prin articolul 35, punctul "m". Planurile de investiții în rețelele de transport sunt publice atât în România cât și în Ucraina. În cazul în care planificăm cu adevărat crearea unei piețe comune de energie electrică cu Ucraina și o conectare asincronă cu România aceste planuri de dezvoltare ar trebui publicate neîntârziat și de Moldelectrica pentru a fi clar ce investiții sunt planificate în următorii ani. Un astfel de document este de interes sporit atât pentru societatea civilă, consumatori din a căror tarife vor fi recuperate investițiile Moldelectrica, dar și pentru potențialii participanți ai pieței care își doresc o piața de energie lichidă în Republica Moldova.

3. **Furnizorii** de electricitate din Republica Moldova **ar trebui obligați** printr-un articol din noua Lege cu privire la energia electrică să indice fiecare componentă a prețului la electricitate în facturi. Chiar dacă piața energetică moldovenească nu a fost deocamdată penetrată masiv de energii regenerabile sau de tehnologii de co-generare de înaltă eficiență, care de obicei duc la creșteri tarifare, acest lucru va aduce mai multă transparență în relațiile cu consumatorii, iar suspiciunile de taxare exagerată vor scădea. Pe lângă acesta, inovația pe care ar putea-o indica în facturi în mod **voluntar** fiecare furnizor ține de componenta exactă de preț care derivă devalorizarea rapidă leului începând cu sfârșitul anului 2014 și care a dus la majorarea inevitabilă a tarifelor la energia electrică.
4. **Inovațiile** din sectorul energetic pot fi internalizate și în Republica Moldova. Un studiu care să arate beneficiile și costurile contorizării inteligente asupra consumatorilor și companiilor de utilități din Moldova ar trebui inițiat de către **Agenția pentru Eficiență Energetică**. În condițiile liberalizării și apariției mai multor furnizori, inclusiv din străinătate, pe piața Republicii Moldova această tehnologie ar avea câteva avantaje clare. Citirea de la depărtare a datelor de consum, reducerea consumului energetic, tarifarea diferențiată în dependență de orele de consum, posibilitatea conectărilor-deconectărilor la depărtare, prevenirea furturilor curentului electric, gestionarea mai eficientă a penelor de curent, managementul energiei consumate de client, optimizarea puterii furnizate consumatorilor și stabilizarea tensiunii în sistemul electric sunt câteva dintre aceste avantaje. În condițiile în care proporția de energii regenerabile și măsurile de eficiență energetică și gestionare a cererii vor crește în următorii ani și în Republica Moldova un studiu detaliat ar trebui să arate impactul mai larg al acestei tehnologii pentru sistemul electric moldovenesc.



5. Activitatea **Agenției Naționale de Reglementare în Energetică** ar trebui depolitizată. ANRE a fost începând cu 2010 una din cele mai active și independente instituții de reglementare în spațiul Comunității Energetice și o instituție cheie din Moldova în promovarea agendei de liberalizare a piețelor de energie. Măsurile care ar trebui aplicate pentru a consolida independența ANRE țin de limitarea membrilor Consiliului de Administrație la un singur mandat, nominalizarea unui comitet de experți neutri pentru preselecția candidaților Consiliului de Administrație pentru a reduce impactul factorilor politici în procedura de nominalizare, scoaterea din legislație sau clarificarea termenului vag de "incompatibilitate" ca motiv de demitere a directorilor ANRE, votarea la timp a bugetului Agenției, lansarea transparentă a consultărilor publice pentru ca toate părțile interesate de deliberările ANRE să se poată pronunța înainte de luarea unor decizii.
  
6. Cooperarea dintre operatorii sistemului de transport și reglementatorii piețelor de energie din Ucraina și Moldova ar trebui întărită pentru ca ideea unei piețe de electricitate comune lichide și competitive să prindă viață. Moldelectrica ar trebui să insiste pe lângă Ukrenergo ca alocarea capacităților la interconexiunile transfrontaliere ale Moldovei să se facă în comun așa cum prevede Regulamentul (CE) 714/2009. Operatorul sistemului de transport moldovenesc ar putea cere și sprijinul Secretariatului Comunității Energetice pentru a pune pe picioare un Oficiu de Alocare Comună a Capacităților transfrontaliere după modelul celui deschis în Muntenegru pentru țările Balcanilor de Vest în 2014. Un asemenea oficiu de alocări coordonate ar aduce transparență în modul în care este alocat accesul la interconexiuni și ar diminua monopolul de export a furnizorilor ucraineni în Republica Moldova.
  
7. Pentru a grăbi deschiderea pieței ucrainene prin accesul la interconexiunile moldo-ucrainene, **furnizorii și traderii** din Moldova ar putea cere ANRE să aprobe Regulamentul de alocare a capacităților transfrontaliere conform Regulamentului (CE) 714/2009, iar companiei Moldelectrica să-l pună în aplicare cooperând cu Ukrenergo. În același timp ANRE și Moldelectrica ar trebui să atenționeze instituțiile Secretariatul Comunității Energetice în cazul în care reglementatorul ucrainean NERC și/sau operatorul sistemului de transport Ukrenergo refuză sau nu sunt suficient de cooperanți în armonizarea procedurilor de alocări a accesului la frontiera moldo-ucraineană. Un demers comun sau separat către Secretariatul Comunității Energetice ar putea face de asemenea traderii și furnizorii din Republica Moldova care doresc să aibă acces la interconexiunile moldo-ucrainene pentru a importa direct electricitate din Ucraina. Odată ajunsă pe agenda Consiliului Ministerial al Comunității Energetice sau pe masa Grupului Permanent de Nivel Înalt procesul de deschidere a pieței electrice ucrainene ar putea fi grăbit. Pe lângă canalele Comunității Energetice ar trebui comunicate aceste

probleme și Grupului Coordonator al Donatorilor din sectorul energetic al Republicii Moldova. Aceiași donatori sunt activi și în Ucraina și ar putea face Guvernul ucrainean mai cooperant.

8. **Operator al pieței de electricitate.** În acest moment Moldova nu are un operator al pieței de electricitate. Un astfel de operator, similar celui ucrainean (Energorînok) sau românesc (OPCOM), ar trebui creat și în Republica Moldova. Deoarece Republica Moldova nu are nici personal și nici experiență anterioară în gestionarea unei astfel de instituții, pentru început rolul și serviciile unui operator al pieței de energie ar putea fi realizat prin deschiderea unui Oficiu al OPCOM la Chișinău. Acest lucru va permite transferul de capacități și instituționalizarea unui operator local al pieței de energie cu mai multă ușurință și eficiență. Realizarea tranzacțiilor/contractelor de energie electrică în mod centralizat și obligatoriu prin acest operator va aduce mai multă lichiditate în piață, reducând în același timp riscul unor tranzacții și contracte cu intermediari netransparenți.
9. În acest moment **Guvernul Moldovei** nu pare în stare să facă rost de finanțe nici de pe piețele internaționale de capital și nici de la donatorii internaționali pentru finanțarea infrastructurii necesare de cuplare la piața europeană de electricitate. Nici Moldelectrica nu are resurse financiare pentru ași permite investiții de 500 milioane de dolari în asemenea infrastructură. În acest caz Guvernul Moldovei ar trebui să propună în mod oficial Guvernului României și companiilor românești interesate să investească cel puțin într-o singură stație back-to-back din cele două necesare și în liniile sale aferente. Guvernul și companiile românești ar putea înființa o entitate separată care să administreze acest interconector pe teritoriul Republicii Moldova după modelul companiei Vestmoldtransgaz creată de Guvernul Moldovei pentru a administra interconectorul (gazoductul) Iași –Ungheni. Pentru a diminua riscul investițional operatorul acestei linii ar trebui să facă o aplicație către Comisia Europeană/Comunitatea Energetică de derogare parțială sau totală de la regimul de acces nediscriminatoriu la aceste rețele pentru o perioadă rezonabilă (10 – 15 ani) astfel încât eventualii producători și Guvernul României care vor investi în rețea să aibă capacitate garantată, iar liniile să fie utilizate. Prețurile de pe Piața pentru Ziua Următoare a României au fost mai mici cu 10 % în 2013, 27% în 2014 și 40% în 2015 decât prețurile oferite de DTEK și RAO UES Moldovei în aceeași perioadă.
10. O soluție financiară pentru construcția celui de-al doilea interconector de asemenea va trebui identificată. Analiza prețului de export a electricității bulgare arată că prețul curentului electric adus la hotarul moldo-român în perioada 2010 – 2015 cu tot cu taxele

de alocare la frontiera româno-bulgară și taxele de tranzit pe teritoriul României ar fi fost aceleași ca și prețul mediu al electricității oferit de Centrala de la Cuciurgan pentru anii 2010, 2011 și 2012, iar pentru anii 2014 și 2015 ar fi fost chiar mai mic, cu 13,75% respectiv 9,54%. În cazul Moldovei prețul acestei electricități ar fi putut fi și mai redus deoarece el reprezintă o medie a prețului de export a Bulgariei pe toate piețele nu pe o piață anume. Apariția în Bulgaria în ianuarie 2016 a unei piețe pentru ziua următoare, finalizarea procesului de deschidere a pieței bulgare în acest an și presiunea unor producători și traderi din Bulgaria de a elimina sau diminua și mai mult tariful de export impus de Guvernul bulgar, indică că prețurile pe această piață ar putea cădea și mai mult în următorii ani. Cel de-al doilea interconector ar putea fi folosit atât pentru importul electricității din Bulgaria și România în Republica Moldova, cât și pentru operațiunile de import-export a electricității din Ucraina pe piața europeană. Acestea ar putea fi motivații ce ar putea facilita atragerea investițiilor în acest interconector și din alte surse decât cele românești.

11. Raportate la situația curentă a Țărilor Baltice limitările Moldovei nu sunt doar evidente ci mai ales greu de înțeles. Interconectările pe care le au acestea cu țările scandinave trec prin bazinul Mării Baltice. Cablul care leagă Lituania de Suedia are o lungime de 453 km dintre care 400 km sunt prin Marea Baltică. De asemenea, Eastlink 1 care leagă Finlanda de Estonia are o lungime de 105 km dintre care 75km prin Golful Finlandei, iar Eastlink 2 are 171 km dintre care 145 km trecând la fel prin mare. Altfel spus complexitatea tehnologică, costurile, distanța și riscurile unor astfel de interconectări sunt evident mai mari raportate la construcția unor interconectări cu România. România este în vecinătatea imediată a Moldovei, nefiind separată decât de o fâșie acvatică de câțiva zeci de metri ai Prutului. Acest aspect esențial scade din costuri și riscuri. Mai mult, piața României are un exces de capacitate care ar putea cu ușurința acoperi o bună parte dacă nu chiar toată cererea internă a Moldovei. În acest sens interconectările pieței de electricitate cu cea a României ar trebui să devină prioritatea națională a oricărui Guvern în acest ciclu electoral și în următoarele indiferent de culoarea lor politică.

## 6. CONCLUZII

Procesul de deschidere a pieței de energie electrică a Moldovei care a prins turații în 2010 și s-a împotmolit în ultimii 2-3 ani ar trebui reanimat și grăbit prin votarea cât mai rapidă a Legii cu privire la electricitate. Piața de electricitate a Republicii Moldova este prea mică pentru ca liberalizarea să dea roade rămânând izolată de piața europeană. Rămânerea Moldovei în incertitudine va fi costisitoare în primul rând pentru consumatorii țării, captivi unui duopol acționând concertat în stabilirea prețurilor de import.

Ucraina din a cărei sistem de electricitate facem parte va avea nevoie de investiții masive în următorii ani pentru a-și moderniza sistemul energetic. O parte a acestor costuri vor trebui recuperate și prin exporturile de electricitate. Totodată crearea unei piețe concurențiale în această țară începând cu 2017 la care ar putea să participe și Republica Moldova, dar și o conectare asincronă cu România, ar permite Moldovei să arbitreze între ofertele furnizorii europeni și a celor ucraineni. Acest lucru este însă posibil doar prin construcția infrastructurii necesare spre piața europeană care ar fi finanțabilă prin implementarea cadrului legal de liberalizare a pieței de electricitate care decurge din "pachetul energetic III".