

Economic and Energy Security Impact of Interconnection Power Systems of Republic of Moldova and Western Europe

Comendant I.

Institute of Power Engineering of Academy of Science of the Republic of Moldova
Chisinau, Republic of Moldova

Abstract. It is known, by implementing asynchronous interconnections with ENTSO-E () the Republic of Moldova expects to reach the goals it has tended for more than 25 years: to have both a competitive electricity market and a decent energy security. In this paper, we try to evaluate whether this scenario can achieve those objectives. Based on a model created, which considers all possible power sources development scenarios and which permit to determine the tariffs applied to final consumers based on the costs the scenarios bear, it was shown that the implementation of asynchronous scenario, most likely will not be recovered economically, will not lead to creation of energy flows east-west and vice versa from which the country stakes to obtain benefits and, will not get expected balancing power from the west to cover the appropriate needs in the wind and solar energy sources promotion projects. Thus, asynchronous project becomes only one to achieve the objective of energy security. But for this it is expected to pay too much, about 0.5 billion USD. The article suggests that this goal may be achieved by a scenario that would require much smaller financing and that justifies an investment portfolio in which Moldova share would not exceed 20-30% of total investments asynchronous scenario needs for implementation. The originality of the results consists in: establishing the price difference of the competitive power markets that justifies economically the implementation of the asynchronous scenario of connecting the Moldovan power system to the Romanian one; The use of average tariffs applied to end-users - as a method to achieve the objective.

Keywords: power system, scenarios, electricity market, investment recovery, energy security.

Impactul economic și de securitate a interconectării sistemelor electroenergetice ai Republicii Moldova și cel Vest European

Comendant I.

Institutul de Energetică al Academiei de Științe a Moldovei
Chișinău, Republica Moldova

Rezumat. După cum este cunoscut, prin realizarea scenariului asincron de racordare la ENTSO-E se așteaptă atingerea obiectivelor la care Republica Moldova a tins mai bine de 25 ani: de a avea o piață competitivă pentru energia electrică, precum și o securitate energetică decentă. În lucrare se încearcă de a evalua în ce măsură acest scenariu poate atinge dezideratele menționate. În baza modelării posibilităților scenarii de dezvoltare ale surselor de energie pentru Republica Moldova cu reflectarea costurilor respective asupra tarifelor la energia electrică aplicate consumatorilor finali, este demonstrat că scenariul asincron, cel mai probabil pentru a fi realizat, nu se va recupera economic, nu va duce la crearea de fluxuri de energie est-vest și invers de pe urma cărora țara miza să obțină beneficii, precum și nu se va bucura de acoperirea necesității în energie de echilibrare venită din vest în proiectele de promovare a surselor eoliene și fotovoltaice de energie. Proiectul asincron, deci, devine unul doar pentru realizarea obiectivului de securitate energetică. Însă pentru aceasta se prevede a plăti prea mult, cca 0,5 miliarde USD. În articol se propune ca acest obiectiv să fie atins printr-un scenariu, care ar cere mijloace mai mici, fapt, ce justifică ca Republica Moldova să participe cu doar 20-30% în portofoliul de investiții pentru realizarea scenariului asincron. Originalitatea rezultatelor constă în: stabilirea diferenței de prețuri la energia electrică de pe piețele competitive care justifică economic realizarea scenariului asincron de racordare a sistemului electroenergetic moldovenesc la cel român; utilizarea tarifelor medii aplicate consumatorilor finali – ca metodă de atingere a obiectivului.

Cuvinte-cheie: sistem electroenergetic, scenarii, piața energiei, recuperarea investițiilor, securitatea energetică.

Энергобезопасность и экономический эффект от присоединения энергосистем Республики Молдова и Западной Европы

Комедант И.Т.

Институт энергетики АН Молдовы
Кишинев, Республика Молдова

Аннотация. Как известно, путем реализации асинхронного сценария присоединения к ENTSO-E ожидается, что будут достигнуты цели, к которым Молдова стремилась уже более 25 лет: иметь

конкурентный рынок электроэнергии и надлежащую энергетическую безопасность. В настоящей статье мы пытаемся оценить, если внедрение указанного сценария приведет к таким результатам. На основе инструмента (de precizat instrumentul, de tip cunoscut s-au elaborat de autorii), моделирующего возможные сценарии развития источников электроэнергии для Молдовы и отражающего соответствующие затраты в тарифах на электроэнергию у конечных потребителей, показывается, что асинхронный сценарий, скорее всего, не окупится экономически, не приведет к возникновению потоков энергии с востока на запад и наоборот, от которых страна ожидала получить выгоды, не оправдает также ожидания в получении балансирующей энергии с запада для покрытия нужд при реализации проектов по внедрению солнечных и ветровых электростанций. Таким образом, асинхронный сценарий решает только одну проблему: достижение энергетической безопасности. Но для этого придется платить слишком дорого, около 0,5 миллиарда долларов. Показано, что эта цель может быть достигнута с помощью другого сценария. При этом, потребуется меньше средств со стороны Республики Молдова для реализации асинхронного сценария с инвестициями, уровень которых в портфеле инвестиций не превысит 20-30% от общего их объема. Оригинальность результатов состоит в: установлении разницы цен на электроэнергию в конкурирующие рынки, при которых обосновано экономически внедрение асинхронного сценария объединения молдавской и румынской электроэнергетических систем; использование средних тарифов на электроэнергию у конечных потребителей – как метод достижения задачи.

Ключевые слова: энергосистема, сценарии, энергетический рынок, окупаемость инвестиций, энергетическая безопасность.

Introducere

De la data declarării independenței și până la momentul de față, R. Moldova continuie să se găsească pe poziția de a importa mai bine de 70% din energia necesară teritoriului aflat în partea dreapta a Nistrului, fapt, care afectează însemnat securitatea energetică a țării. Pe de altă parte, piața energiei electrice în spațiul în care se află țara nu poate fi calificată ca una competitivă. În căutarea soluțiilor de depășire a acestor două impedimente cheie s-au întreprins și continue să se caute măsuri adecvate.

Astfel, având ca scop crearea unei piețe de energie electrică competitive, pornind cu anul 1997 în R. Moldova au avut loc transformări importante în structura pieței energiei electrice. De la un monopol vertical integrat, sistemul electroenergetic a fost divizat în componente autonome în lanțul de livrare a energiei electrice către consumatorii finali. Astfel au fost create entități independente: producători de energie electrică, transportatorul și operatorul central de gestiune a sistemului, distribuitori de energie electrică, furnizori de energie electrică la tarife reglementate și nereglementate. La nivelul producătorilor de energie electrică, cea aflate pe malul drept al Nistrului au devenit reglementate (toate CET-urile și Nodul Hidroelectric Costești), adică sursele în cauză au fost excluse din competiția pentru producerea energiei electrice celei mai ieftine. Pe malul stâng al Nistrului, unica centrală liberă pe piață a rămas CTEM. În aceste împrejurări, competiția pentru livrarea energiei electrice celei mai ieftine putea avea loc doar

între această centrală și furnizorii ucraineni. Sursele de energie din România nu au putut fi considerate în schema competitivă din motivul aspectelor tehnice: prezența diferitor standarde la menținerea frecvenței în sistem. Din acest din urmă motiv, până în prezent furnizarea energiei electrice către R. Moldova din partea României a avut loc doar epizodic, în situații excepționale.

La nivelul de distribuție a energiei electrice, competiția s-a evidențiat prin costurile specifice de întreținere și exploatare a rețelelor electrice, precum și nivelul de pierderi al energiei electrice în rețelele electrice. La faza negocierii costurilor de bază și a nivelului de pierderi, organul regulator a folosit pe deplin instrumentul de „banchmark” pentru a diminua valorile indicatorilor corespunzători, utilizați pentru următoarea perioadă de aplicare a metodologiilor tarifare aprobate.

Necâtând la rezultatele obținute de la transformările în sectorul electroenergetic, produse în anii 1997-2000, și exprimate prin ridicarea eficienței funcționării întreprinderilor de distribuție, datorată competiției între operatorii de rețea, cea mai mare speranță, însă, spre reducerea de costuri în tariful pentru energia electrică, se aștepta de la competiția între producătorii de energie electrică. În acest din urmă sens, va trebui să recunoaștem că pe parcursul anilor 1997- începutul anului 2016 o atare competiție efectiv nu a avut loc. După cum este cunoscut, competiția în cauză putea să se producă doar între sursele de energie ucrainene și CTEM. Din păcate, în realitate a dominat în permanență sentimentul de existență

a unei înțelegeri de cartel între furnizorul de energie ucrainean și CTEM. Motivul pentru o atare concluzie rezidă din răspunsurile acestor competitori la solicitarea furnizorilor reglementați de a prezenta ofertele de livrare a energiei electrice. Ca regula, ofertele înaintate nu erau de calitate. Ele nu conțineau informații asupra prețului la energie sau erau inacceptabile din mai multe puncte de vedere, în principal, nu permiteau să acopere întreaga cerere de energie și putere stipulată în cererea de oferte. Drept urmare, prețul la energia electrică se stabilea ulterior în negocieri încordate, extinse până în ultima zi, nu rareori - mult după data expirării contractelor existente de livrare a energiei electrice. La atare compartiment contribuia și poziționarea CTEM în sistemul electroenergetic regional integrat: pentru a păstra stabilitatea statică în regiune, CTEM urma a fi încărcată obligatoriu până la un anumit nivel de sarcină.

Lucrurile s-au schimbat mult la faza lansării negocierii noilor contracte de achiziție a energiei electrice pentru perioada aprilie 2016-martie 2017. CTEM, aparținută concernului rus RAO EES, și furnizorii de energie ucraineni s-au trezit în situația în care o colaborare de cartel era puțin probabilă. Drept urmare, competiția între aceste două surse pentru energia cea mai ieftină a devenit una reală. În consecință, prețul acesteia, pentru perioada menționată mai sus, a scăzut semnificativ, de la 6,795 cenți/kWh până la 4,8995 cenți/kWh, adică cu 27,9%. Este adevărat că și prețul la combustibilul de pe piața internațională s-a diminuat însemnat. Totuși, în condițiile în care s-ar fi păstrat monopolul asupra ofertei de energie, manifestată prin intermediul relațiilor de cartel, prețul obținut la energia oferită nu avea șansa să scadă atât de important. La moment, nimeni nu poate garanta că o atare stare de lucruri, în care predomină climatul competitiv, se va păstra în continuare. Depășirea acestei situații se vede prin atragerea pe piață de noi surse, fie prin construcția de centrale electrice proprii, fie prin crearea condițiilor în care în competiția pentru energia cea mai ieftină ar participa și furnizorii din România, fie combinația scenariilor în cauză. Această din urmă soluție, după cum este bine cunoscut, poate fi realizată prin racordarea sistemelor electroenergetice ai României și R. Moldova, fie prin cuplare sincronă, fie asincronă. Racordarea sincronă se distinge printr-un cost mult mai mic, dar cu o perioadă îndelungată (de cca 15-20 ani) de realizare, având în vedere că într-o atare

racordare trebuie să participe și sistemul electroenergetic al Ucrainei. Racordarea asincronă necesită termeni mult mai reduși pentru implementare, cca 3-5 ani, însă, cere investiții mult mai însemnate, decât scenariul sincron. În presupunerea că scenariul asincron este realizat apare întrebarea dacă investițiile alocate pentru construcția interconexiunilor cu România sunt justificate de scăderea prețului la energia electrică, așteptată de la competiția dintre furnizorii români, cei ucraineni și CTEM. Posibilele centrale noi construite pe teritoriul R. Moldova nu se iau în considerație, dat fiind că la acestea prețul la energie nu ar fi unul competitiv din cauza componentei investiționale mari în preț, componentă, care implică necesitatea recuperării investițiilor efectuate.

Realizarea scenariului asincron se vede prin construcția instalațiilor de tip Back-to-Back. Justificării aplicării acestor din urmă mijloace de racordare a două sisteme electroenergetice cu diferite standarde de menținere a frecvenței sunt consacrate mai multe studii [1-9]. Nici una dintre acestea, însă, nu identifică cum diferența de prețuri la energie pe piețele megieșe afectează fezabilitatea economică a instalațiilor în cauză.

În lucrarea de față se încearcă a da răspuns la întrebarea formulată, cât și cum răspunsul la aceasta se corelează cu atingerea securității energetice a țării. Noutatea studiului efectuat constă în stabilirea condițiilor de piață în care diferența de prețuri la energia electrică în acestea justifică economic realizarea scenariului asincron de racordare a sistemului electroenergetic moldovenesc la cel român. Metoda de realizare a obiectivului este originală și se bazează pe utilizarea tarifelor medii aplicați consumatorilor finali.

I. FORMULAREA PROBLEMEI

Conform studiului efectuat de Banca Mondială [10], investițiile necesare realizării scenariilor de dezvoltare a surselor de energie electrică care asigură securitatea aprovizionării cu energie electrică a consumatorilor R. Moldova variază între 348 și 1445 milioane USD (Tab. 1). Din mai multe considerente, autoritățile R. Moldova au identificat scenariul A-3 ca fiind cel mai rezonabil pentru atingerea obiectivului formulat, investițiile pentru realizarea căruia fiind de cca. 728 milioane USD, sumă, care cuprinde și investițiile în

dezvoltarea surselor de energie electrică pe teritoriul malului drept al Nistrului. Scenariul în cauză este destul de scump pentru condițiile economice ale R. Moldova, constituind cca 12% din valoarea PIB-ului anual al țării. La prima vedere valoarea procentuală din PIB ale investiției nominalizate pare a fi una acceptabilă pentru atingerea dezideratului de

securitate energetică, obiectiv, la care se năzuie de mai bine de 25 ani.

Efectiv, însă, întrebarea dacă țara, consumatorii săi, pot îndura această povară, - rămâne deschisă.

Tabelul 1

Costurile investiționale și tarifele nivelate aferente scenariilor de acoperire a cererii de energie a Republica Moldova (malul drept al Nistrului)

| Scenariul | Total investiții (milioane USD) | | Tariful nivelat pentru 20 de ani (USD cenți/kWh) |
|----------------------|---------------------------------|----------------------|--|
| | Valoarea nominală | Valoarea actualizată | |
| SS-1 (autobalansare) | 1445 | 1023 | 16.60 |
| SS-2 (autobalansare) | 1005 | 700 | 16.31 |
| S-1 (sincron) | 410 | 285 | 15.01 |
| S-2 (sincron) | 383 | 266 | 14.96 |
| S-3 (sincron) | 348 | 242 | 14.94 |
| S-4 (sincron) | 463 | 322 | 15.07 |
| A-1 (asincron) | 709 | 491 | 15.45 |
| A-2 (asincron) | 715 | 495 | 15.43 |
| A-3 (asincron) | 728 | 504 | 15.48 |

Întrebarea în cauză nici nu era pronunțată până în prezent din motivul că de la realizarea scenariului A-3 se așteaptă o competiție acerbă pentru energia electrică cea mai ieftină, lucru, care va duce la scăderea prețului la energia electrică de pe piața în care se află Republica Moldova și, ca urmare, această scădere va compensa în tarif costurile realizării scenariului A-3. Putem noi ne aștepta la o atare evoluție?

În cele ce urmează se încearcă a identifica această scădere a prețului la energia electrică de pe piața competitivă nou creată în urma racordării la ENTSO-E, precum și cum scăderea dată ar putea influența abordarea portofoliului de investiții spre realizarea scenariului A-3.

II. MODELUL DE SIMULARE

Rezolvarea problemei formulate a fost efectuată prin simularea dependenței tarifului la energia electrică (aplicat consumatorilor finali) de factorii care influențează costurile scenariului de dezvoltare a surselor de energie electrică. Modelul a fost dezvoltat de autor în

cadru proiectului ESMAP Moldova Electric Power Market Sector Study, lansat și realizat de Banca Mondială, fiind adaptat ulterior pentru îndeplinirea exigențelor studiului de față. Pentru Modelul în cauză au fost utilizate datele de intrare prezentate în Anexa 1. Separat găsim necesar să menționăm următoarele: Anul în care are loc racordarea la ENTSO-E (sincronă și asincronă) – 2020; Deficitul de putere în 2033 în lipsa dezvoltării surselor proprii de energie, în condițiile în care PIB-ul înregistrează o creștere de 3,26% pe an, – 870 MW; Acoperirea deficitului de 870 MW din sursele proprii sau import din România în anul 2020 – 67%, iar în 2027 – 33%. Date aferente instalației BtB: Investiții specifice – 257 \$/kW; Costurile de întreținere și exploatare – 1,5%/an de la valoarea investiției; Perioada de depreciere – 20 ani. Date privind energia din import: prețul energiei în 2016 – 4,9 cenți/kWh, creștere 1%/an. La momentul racordării la sistemul electroenergetic românesc, în anul 2020, are loc diminuarea prețului energiei electrice de pe piață, aceasta (diminuarea) fiind variabila, cu care se identifică impactul asupra

perioadei de recuperare a investițiilor în scenariile sincron și asincron. Evoluția prețului la energie de pe piață, pornind cu această dată, este modelată printr-o creștere de 1%/an.

III. EFECTUAREA CALCULELOR

În toate scenariile din studiul [10] componenta investițională aferentă dezvoltării centralelor electrice de pe malul drept al Nistrului este destul de mare. Conform acestora, către anul 2020 CET-1 și CET-2 urmează a fi substituite cu o nouă centrală electrică de cogenerare, CET-3, de cca 250 MW. Soluția dată este propusă drept urmare a obiectivelor trasate de Strategia Energetică 2030, conform căreia către anul 2020 este planificată construcția a 650MW putere electrică cu atragerea de tehnologii eficiente de tip ciclu combinat. Ultimele evoluții au demonstrat, însă, că construcția unei atare CET-3 nu intră în planurile conducerii țării. Nu se prevede nici construcția altor centrale electrice, cu excepția celor regenerabile, de cca 150 MW, - pentru a îndeplini angajamentele luate de R. Moldova în cadrul Tratatului cu Comunitatea Energetică. Pornind de la aceste modificări, în toate scenariile examinate în continuare s-au exclus investițiile respective prezente în studiul [10], acestea fiind înlocuite doar cu investiții în reabilitarea CET-2. S-a considerat, conform experienței în reabilitarea centralelor electrice depreciate, că o investiție de 150USD/kW poate extinde perioada de operare a centralei pe condensatie pentru o perioadă de cca 15 ani, păstrându-i-se randamentul de funcționare. În ceea ce privește sursele regenerabile, acestea sunt modelate prin prețul la energia electrică generată de acestea, nu prin investiții. Prețurile

corespund celor publicate la moment de ANRE. Conform calculelor, investițiile totale pentru dezvoltarea surselor de energie electrică în cauză constituie cca 34 milioane dolari SUA. Scenariul de dezvoltare a surselor care realizează doar opțiunea dată îl vom considera ca Scenariu Linie de Bază. El nu cuprinde careva dezvoltări ale rețelei de transport, iar importul de energie vine doar din est. În ce privește scenariile sincron și asincron, investițiile în rețelele electrice au rămas aceleași ca și în [10], cu excepția scenariului S-3, pentru care s-au introdus elemente adiționale de rețea, în special aferente porțiunii de rețea Bălți-Râbnița, care este întărită cu linii dublu circuit 2 x 110 kV. În presupunerea că în anul 2020, odată cu racordarea la ENTSO-E, atât în scenariile asincrone, cât și cele sincrone, nu va avea loc modificarea prețului la energia electrică de import, păstrându-și doar trendul de creștere cu 1%/an, investițiile și tariful la energia electrică în scenariile examinate vor înregistra valorile indicate în Tab. 2, Tab. 3 și Fig. 1.

Din Tab. 4 putem observa diferența dintre tarifele scenariilor sincrone și asincron față de Scenariul Liniei de Bază. În anul 2020, odată cu aderarea la sistemul electroenergetic românesc are loc o creștere a tarifului la energie, aplicat consumatorilor finali, cu 1,27 cenți/kWh, sau cu 10%. Această creștere este cauzată de investițiile efectuate pentru realizarea scenariului A-3.

Ca discrepanță în cauză să nu aibă loc este necesar ca la momentul racordării la ENTSO-E prețul energiei de import să scadă cu 1,47 cenți/kWh, iar cel nivelat pentru anii 2020-2030 – cu 1,37cenți/kWh.

Tabelul 2.

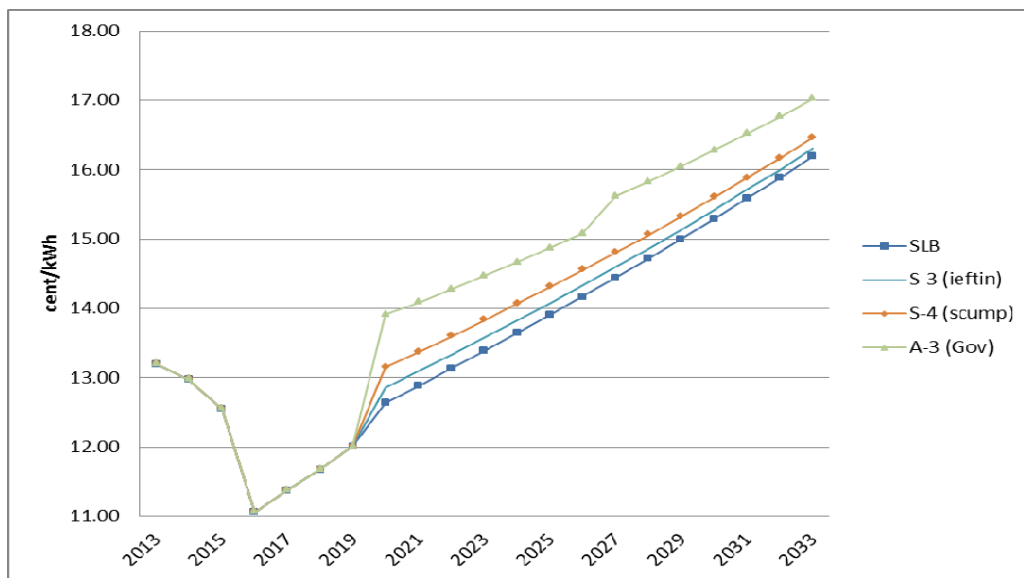
Investițiile în rețelele electrice aferente scenariilor examinate, mil USD.

| Scenariile | | Total | |
|--------------------------------|-----|----------|----------|
| | | Valoarea | CTE 2016 |
| Racordare sincronă la ENTSO-E | S-1 | 124 | 101 |
| | S-2 | 86 | 70 |
| | S-3 | 67 | 55 |
| | S-4 | 161 | 131 |
| Racordare asincronă la ENTSO-E | A-1 | 462 | 338 |
| | A-2 | 377 | 276 |
| | A-3 | 478 | 352 |

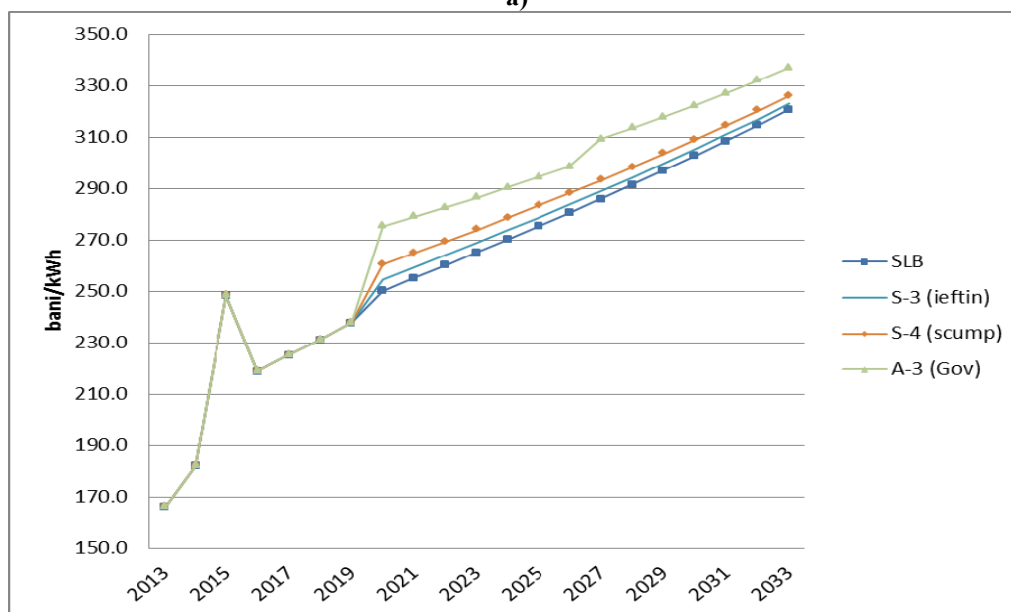
Tabelul 3.

Valoarea tarifelor nivelate și celor maxime din perioada anilor 2020-2025

| Scenariile | Nivelate, cents/kWh | | Nivelate, bani/kWh | | Evoluția tarifului 2020-2025 | |
|----------------------|---------------------|--------|--------------------|--------|------------------------------|-------------|
| | 10 ani | 20 ani | 10 ani | 20 ani | cents/kWh | bani/kWh |
| SLB | 12.35 | 13.15 | 222.98 | 246.61 | 12.64-13.91 | 250.2-275.4 |
| S-3 (cel mai ieftin) | 12.40 | 13.24 | 223.95 | 248.32 | 12.86-14.08 | 254.6-278.7 |
| S-4 (cel mai scump) | 12.47 | 13.35 | 225.26 | 250.61 | 13.15-14.3 | 260.3-283.2 |
| A-3 | 12.64 | 13.70 | 228.64 | 257.39 | 13.91-14.87 | 275.4-294.4 |



a)



b)

Figura 1. Evoluția tarifelor în scenariile examinate: a) cenți/kWh; b) bani/kWh.

Tabelul 4.

Diferența între tarifele scenariilor sincrone și asincron față de SLB

| Anii | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| (A-3) - SLB | 1.27 | 1.20 | 1.14 | 1.08 | 1.02 | 0.96 | 0.91 | 1.18 | 1.11 | 1.05 | 0.99 |
| (S-3) - SLB | 0.22 | 0.21 | 0.20 | 0.19 | 0.18 | 0.17 | 0.16 | 0.15 | 0.14 | 0.14 | 0.13 |
| (S-4) - SLB | 0.51 | 0.48 | 0.46 | 0.44 | 0.42 | 0.40 | 0.38 | 0.36 | 0.34 | 0.32 | 0.31 |

IV. ANALIZA REZULTATELOR

După cum observăm din Tab. 2, realizarea scenariului asincron ales, adică A-3, necesită o investiție în rețelele electrice, inclusiv pentru construcția interconexiunilor cu România prin intermediul instalațiilor BtB, de 478 milioane USD, sau cu 411 milioane USD mai mult față de realizarea scenariului sincron cel mai ieftin. Pentru comparație, menționăm că suma de 478 milioane USD este echivalentă cu construcția a 1600 km de LEA 400kV sau 9560 km de LEA 110kV, în timp ce lungimea totală a tuturor rețelelor electrice 330-400kV din R. Moldova, măsurate într-un singur circuit, constituie 716,47 km (Tab. 5), de 2,2 ori mai mult, decât 1600 km.

Cu alte cuvinte, investiția în realizarea scenariului A-3 este semnificativă pentru condițiile R. Moldova. Din punct de vedere economic, ea își găsește justificare în condițiile în care investiția menționată se recuperează în termene rezonabile. Aceasta s-ar putea întâmpla în situația în care racordarea asincronă ar aduce o scădere adițională a prețului la energia electrică de pe piața comună față de SLB. În Fig. 2 este prezentată dependența Perioadei de recuperare a investițiilor în scenariul A-3 funcție de valoarea scăderii prețului la energia electrică în anul racordării la ENTS-E. Pentru comparație, este prezentată aceeași dependență și pentru scenariul S-3, adică, scenariul sincron cel mai ieftin.

Tabelul 5

Lungimea liniilor 330-400 kV pe teritoriul R. Moldova

| | |
|------------------------------|---------------|
| Dnestr. CHE - Balti, 1x330kV | 88 |
| Balti- Strasesni | 102.87 |
| Straseni - Chisinau | 41.5 |
| Chisinau-CTEM | 242 |
| XBK-CTEM | 28 |
| CTEM-Vulcanesti | 159.4 |
| Vulcanesti-Isaccea | 54.7 |
| TOTAL | 716.47 |

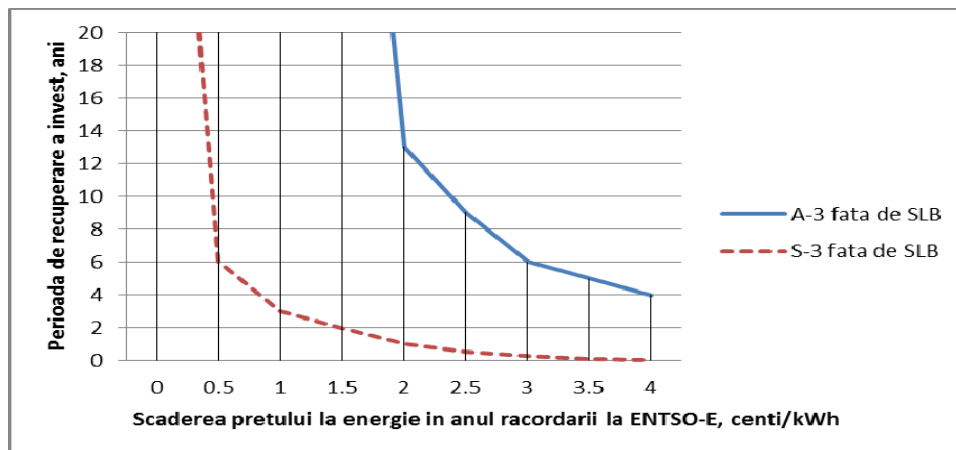


Figura 2. Perioada de recuperare a investițiilor în A-3 și S-3 la diferite scăderi a prețului de import pe care acestea ar putea să provoace.

După cum putem observa din Fig. 2, scenariul A-3 s-ar putea recupera într-un termen de 13 ani în condițiile în care în momentul racordării la ENTSO-E prețul la energie de import achiziționată de R. Moldova s-ar micșora cu 2 cenți/kWh, lucru inimaginabil a se produce pe viitor, având în vedere ultimile evoluții ale prețurilor de pe piață la sursele tradiționale de energie electrică, dictate de prețul la combustibil și investițiile necesare construcției acestora, precum și a investițiilor specifice pentru construcția surselor regenerabile de energie electrică.

Discrepanța dintre prețurile la energia electrică de pe piața liberă înregistrate în spațiul de unde R. Moldova achiziționează energia și cel din România a variat în ultimii ani în jurul de 0,5-0,6 cenți/kWh. În presupunerea că discrepanța menționată ar atinge valoarea de 1 cent/kWh investiția în A-3 nu se recuperează și în acest caz din punct de vedere economic, chiar dacă acest scenariu s-ar compara nu cu SLB, ci cu scenariul sincron S-3 (Fig. 3). În acest din urmă caz, doar la o scădere de 1,5 cenți/kWh recuperarea ar putea avea loc peste 13 ani.

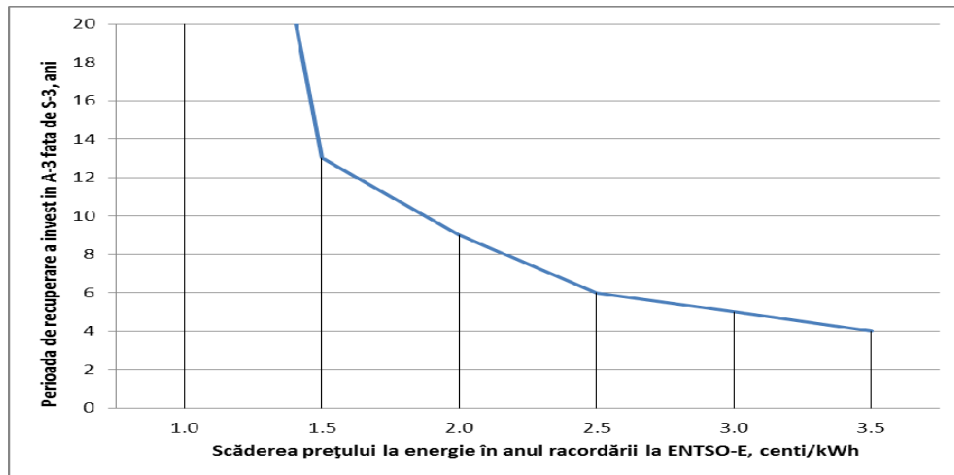


Figura 3. Perioada de recuperare a investițiilor în A-3 față de S-3 la diferite scăderi a prețului de import în A-3 față de S-3.

Un aspect foarte important care se cere a fi menționat aici este și următorul. Realizarea scenariului A-3 are ca obiectiv economic pentru R. Moldova crearea presiunii asupra furnizorilor de energie din est, ca aceștia să micșoreze prețul la energie față de cea de pe piața românească, sau ENTSO-E, care este mai mic la moment. Presiunea în cauză ar putea avea sorți de izbândă doar în condițiile în care toate investițiile în scenariul A-3 sunt reflectate în tariful de transport. În acest caz competiția pentru energia cea mai ieftină va avea loc la barele DAF și, deci, în R. Moldova am putea avea un preț mai mic la energie, decât în lipsa interconexiunilor BtB cu România. Nu mai mic, însă, va fi tariful la energia electrică pentru consumatorii finali. Dar, un flux de energie est-vest sau vest-est, de pe urma căruia R. Moldova miza să obțină beneficii, este, practic, exclus din punct de vedere economic, dat fiind că prețul energiei din România ajuns în Ucraina va trebui să conțină și componenta investițională

în realizarea scenariului A-3, reflectată în tariful de transport. Această componentă fiind foarte mare, după cum este demonstrat mai sus, face necompetitivă energia românească pe piața ucraineană. Același lucru se va produce cu energia ucraineană pe piața românească. Dacă, însă, investițiile în interconexiunile menționate sunt private, iar plata pentru utilizarea interconexiunilor este stabilită de investitor, atunci competiția pentru energia electrică utilizată în R. Moldova va avea loc între energia prestată din est la DAF și energia prestată din România, dar livrată nu la DAF, ci la nodul de delimitare după proprietate a Operatorului de transport, ÎS Moldelectrica. Evident această energie va fi mai scumpă, pentru că conține plata pentru utilizarea interconexiunii, fapt ce va permite furnizorilor din est (la moment: traderul ucrainean și CTEM) să ridice prețul la energie, dacă aceștia nu sunt în competiție, cum a avut loc până în luna martie 2016. Dacă între aceștia există

competiție, cum aceasta a avut loc la negocierea prețului la energie pentru perioada aprilie 2016-martie 2017, atunci energia din România, din punct de vedere economic, are puține șanse să nimerească pe piața R. Moldova din aceleași considerente și, cu atât mai mult, pe piața din est. Din motivele enunțate, o investiție privată în construcția interconexiunilor BtB cu România, practic este ireală, dat fiind că în lipsa fluxurilor de energie prin acestea nu se atinge obiectivul de recuperare a investițiilor efectuate.

Din cele relatate putem remarca faptul că, din cauza investițiilor considerabile în realizarea scenariului A-3, o competiție pentru energia electrică est-vest în beneficiul R. Moldova poate avea loc doar în situația în care toate investițiile în scenariul A-3 sunt reflectate în tariful pentru transportul energiei electrice, acesta fiind majorat substanțial pentru a recupera investițiile menționate. Cu alte cuvinte, investițiile în realizarea scenariului A-

3 nu se recuperează din punct de vedere economic, chiar și în 20 ani de zile, - perioadă de depreciere a instalației BtB. Acest scenariu servește doar pentru atingerea obiectivului de securitate energetică și doar pentru malul drept al Nistrului. Dacă este așa, atunci este logic să ne întrebăm dacă există o soluție mai ieftină pentru asigurarea doar a securității energetice.

V. ALTE SCENARII DE SECURITATE ENERGETICĂ

Conform [10] construcția de centrale proprii duce la o scumpire a energiei și mai mare, decât în scenariul A-3. În vederea ieftinirii scenariului de asigurare doar a securității energetice se propune o schemă de rețea (Fig. 4), ideia căreia constă în efectuarea de transformări respective în rețeaua de transport, precum și construcția interconexiunii 400kV Suceava-Bălți, schemă, care ar putea opera sincron cu sistemul electroenergetic românesc.

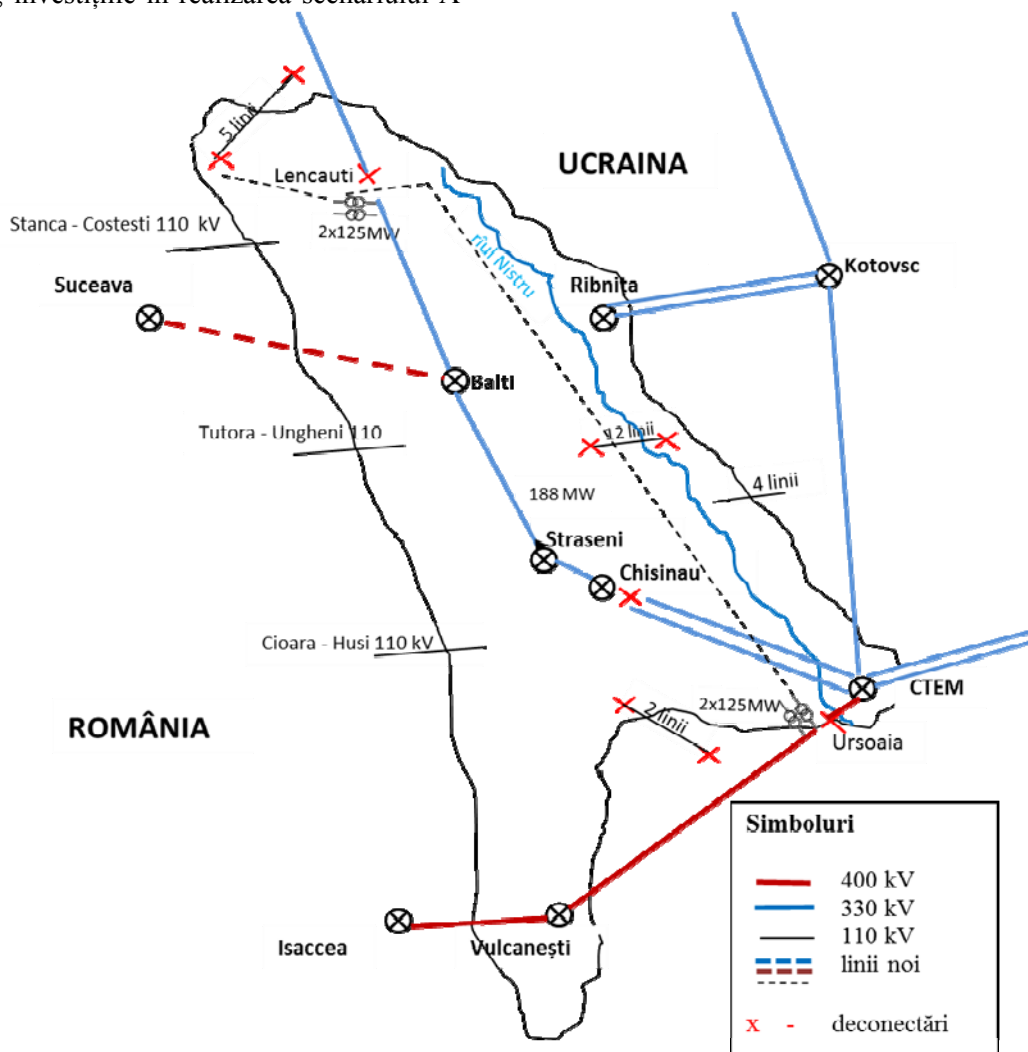


Figura 4. Schema de realizare a opțiunii Stand-by de racordare cu sistemul electroenergetic românesc.

Funcționarea schemei în cauză se prevede doar în situații în care apare o amenințare asupra fiabilității furnizării energiei electrice consumatorilor aflați pe malul drept al Nistrului. Cu alte cuvinte, în regim normal ea nu funcționează, adică se află în regim de „Stand-By”. Schema în cauză, în situația aplicării ei, presupune deconectarea legăturilor cu Ucraina, fapt ce ar putea provoca deranjamente însemnate în sistemul electroenergetic regional. Pentru a exclude acest lucru, schema ar putea fi îmbunătățită. Într-o așa lucrare va trebui să se ia în considerație mai multe aspecte, inclusiv echiparea sistemului electroenergetic cu instalații și sisteme de operare care ar asigura îndeplinirea exigențelor racordării la ENTSO-E în regim sincron. Conform calculului autorului, investiția totală pentru realizarea unui atare scenariu nu ar depăși 100-150 milioane USD, de 3-5 ori mai mică, decât investiția necesară realizării scenariului A-3.

Înțelegând că implementarea unui atare proiect ar putea fi tratată ca una ipotetică, investiția menționată, totodată, poate servi ca reper pentru a identifica componenta R. Moldova în portofoliul de investiții pentru realizarea scenariului asincron A-3. Adică, R. Moldova, în negocierile cu părțile interesate ar trebui să insiste pe un portofoliu de investiții spre realizarea scenariului A-3 în care partea moldavă să participe doar cu o investiție ce nu depășește 100-150 milioane USD.

CONCLUZII

1. Realizarea scenariului asincron de racordare la sistemul ENTSO-E, cel mai probabil:
 - a) Nu va duce la scăderea tarifului la energia electrică, ci, invers, la creșterea acestuia pentru consumatorii finali ai R. Moldova. Scenariul în cauză are doar o singură menire: asigurarea securității

Bibliografie

- [1] Power Interconnector Economic Justification and Financing Methodology. 2011. Dr.P.N.Fernando Former Manager, Energy Division Infrastructure, Energy, Financial Sectors Dept(East) Asian Development Bank (Presenter Gratefully Acknowledges Sources Accessed) <https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2016/03/Power-Interconnector-PNF-Irade-TF-1-19-Feb-2.pdf>
- [2] M.A. Rahman, I.Ashraf, Hamed D. Alsharari, Al Khobar. HVDC system for National and Cross Border Grid Interconnections in Saudi Arabia.

energetice. Atingerea acestui deziderat, însă, va avea loc printr-un efort investițional considerabil, de cca 0,5 miliarde USD, reflectat în tarif prin creșterea acestuia cu 1,37-1,47 cenți/kWh, care ar putea să se diminueze până la 0,7-0,8 cenți/kWh, datorită competiției pentru energia cea mai ieftină dintre furnizorii din est și vest.

- b) Nu va duce la crearea de fluxuri de energie dintre est-vest și invers, la care miza R. Moldova și prin care se aștepta la obținerea de beneficii pentru țară. Un atare flux dintre est și vest devine economic ne avantajos pe piețele reciproce est-vest-est din cauza taxei importante, adăugate la prețul energiei, taxei, care trebuie să acopere investițiile în realizarea scenariului asincron.
 - c) Face economic ne atractivă (din cauza aceleiași taxe) realizarea ideii de obținere a energiei de echilibrare din România pentru acoperirea necesităților de balansare a energiei în proiectele de promovare a surselor eoliene și fotovoltaice.
2. Având în vedere că de pe urma implementării proiectului asincron vor avea de câștigat nu numai consumatorii R. Moldova, ci și consumatorii și furnizorii statelor vecine, portofoliul de investiții pentru realizarea scenariului asincron trebuie să fie divers, iar contribuția R. Moldova în acesta nu ar trebui să depășească 100-150 milioane USD, sumă echivalentă realizării unui scenariu sincron de tip Stand-By de racordare la ENTSO-E, scenariu, care asigură doar securitatea energetică a țării, dar, care se dobândește printr-o investiție de 3-5 ori mai mică, decât scenariul asincron.

IOSR Journal of Engineering Apr. 2012, Vol. 2(4) pp: 529-537.

http://www.iosrjen.org/Papers/vol2_issue4/D024529537.pdf

[3] High Voltage DC Transmission. <http://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee552/HVDC1.pdf>. 46 pages.

[4] CIGRE Report 186, “Economic Assessment Of HVDC Links, June 2001

[5] R. Pletka, J. Khangura, A. Rawlins, E. Waldren, and D. Wilson, “Capital Costs for Transmission and Substations - Updated Recommendations for

WECC Transmission Expansion Planning,” B&V Project No. 181374, prepared for the Western Electric Coordinating Council (WECC), February, 2014, prepared by Black and Veatch

[6] D. Povh, D. Retzmann, E. Teltschu, U. Kerin, R. Mihalic, “Advantages of Large AC/DC System Interconnections,” Paper B4-304, CIGRE, 2006.

[7] CIGRE SC B4 Report. TB 604 2014 Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid, 2014

[8] CIGRE SC B4 Report. TB 388 2009 JWG B2/B4/C1.17 IMPACTS OF HVDC LINES ON THE ECONOMICS OF HVDC PROJECTS, 2009

[9] Energy interconnection between Lithuania and Poland. 2015. <http://www.litpol-link.com/about-the-project/international-project/>

[10] Raportul Băncii Mondiale și ESMAP ”MOLDOVA. STUDIUL DE SECTOR AL OPTIUNILOR DE PIAȚĂ PENTRU ENERGIA ELECTRICĂ”. Iunie 2015. 107 p.

Anexa 1. Datele de intrare pentru calcularea scenariilor Liniei de Bază, sincron și asincron.

1. Energia achiziționată la barele DAF în anii 2008-2015; 2. Puterea maximă achiziționată la barele DAF în anii 2008-2015; Creșterea cererii de energie după anul 2015; Creșterea medie a PIB-ului (măsurat în conceptul parității puterii de cumpărare) în perioada anilor 2001-2013 – 3,26%; Elasticitatea Cererea de energie/PIB – 0,64%; Creșterea Factorul de sarcină – 0,5%/an; Pierderile de energie în rețeaua de transport; Creșterea Cursului de schimb valutar; Investițiile anuale în rețelele de distribuție; Rata de rentabilitate a investițiilor în rețeaua de distribuție în 2013 – 14,49%; Descreșterea anuală a ratei de rentabilitate pentru investițiile în rețelele de distribuție - 2%; Rata de rentabilitate a investițiilor în rețelele de transport în 2013 și aplicate interconexiunilor cu România – 8,95%; Descreșterea Ratei de rentabilitate a investițiilor în rețelele de transport, inclusiv aplicate investițiilor în interconexiunile cu România – 1,5%/an; Rata de rentabilitate asupra investițiilor în centrale electrice (în afară de Sursele regenerabile de energie) – 10%; Anul în care are loc racordarea la ENTSO-E (sincronă și asincronă) – 2020; inflația anuală – 4%; Date pentru centralele de tip CTE, ciclu combinat pe gaze, condensatie pe cărbune: prețul gazului în 2013 – 380\$/1000m³; creșterea prețului gazului - - 0,892%-an (scenariul de bază); perioada de viață a

instalațiilor electrice de transport – 40 ani; Puterea maximă a noilor centrale electrice – 950 MW; Investițiile specifice în centrale ciclu combinat (CCPP)/ centrale pe cărbune (CPP) – 1000/2100 \$/kW; perioada de viață a centralelor ciclu combinat și CET – 25 ani; Capacitatea CET-3 (substituie CET-2) – 250MW; Timpul utilizării puterii maxime al CET-3 – 6500h; Randamentul maxim al CET-3 – 88%; Investițiile specifice în CET-3 – 1150 \$/kW; Randamentul ciclului combinat la capacitatea maximă (Pm) și 50%Pm - 58%/49%; Capacitatea grupurilor pe cărbune – 400MW; Randamentul grupurilor pe cărbune la capacitatea maximă (Pm) și 50%Pm - 46%/36%; Prețul cărbunelui de 6100kcal/kg în 2013 – 120 \$/tonă cu creștere anuală de 0,5%/an; Ponderea energiei produse pe cărbune în SS-1 – 57,1%; Investițiile în rețele de transport de la investițiile aplicate dezvoltării centralelor electrice în SS – 2,5%; Timp în reparație a CCPP/CPP – 15/40 zile/an; Rata de întrerupere forțată a CCPP/CPP – 5/5,53 %; Investiții în sistemul GRANIT – 2,274 mil\$/an cu perioada de depreciere de 10 ani; Depășirea pierderilor de energie în instalația BtB de tehnologia VSC față de LCC – cu 2%; Valoarea puterii disponibile a SRE – 2%; Deficitul de putere în 2033 în lipsa dezvoltării surselor proprii de energie, iar creșterea PIB-ului fiind de 3,26% pe an – 870 MW; Acoperirea deficitului de 870 MW din sursele proprii sau import din România în anul 2020 – 67%, iar în 2027 – 33%; Prețul vânzării reducerii de CO₂ pe piață în 2013 – 10 \$/tCO₂, cu creștere de 1\$/tCO₂/an; Puterea maximă a SRE către 2020-2033 - 150 MW, prețul energiei acestora – conform deciziilor în vigoare ale ANRE. Date aferente BtB: Investiții specifice – 257 \$/kW; Costurile de întreținere și exploatare – 1,5%/an de la investiții; Perioada de depreciere – 20 ani. Date privind energia din import: prețul energiei în 2016 – 4,9 cenți/kWh, creștere 1%/an. Date stații de transformare (ST): investiții specifice în autotransformatoare – 10 \$/kW; Alt echipament la ST – 2,2 mil \$; Investiția pentru o celulă 330-400 kV – 1,1 milioane \$; Perioada de depreciere – 30 ani; Investiția specifică într-o ST 330/110 kW 125 MW- 24\$/kW, iar în ST 400/110kV – 29,1 \$/kW. Investiții în linii de transport 110-400kV – conform /1/; Alte costuri aferente calculării tarifelor – conform Metodologiilor tarifare în vigoare și Actelor normative aprobate de ANRE.

Date despre autor.



Comendant Ion. Născut în 1949, doctor în științe din 1981, colaborator științific coordonator la IE AȘM. Autor a peste 100 publicații. Domeniul de activitate: dezvoltarea surselor de energie, reglementarea și eficiența energetică, tarifele, studii economice, reducerea de emisii CO₂, piața energetică. E-mail: icomendant@gmail.com