



ROMANIAN ENERGY REGULATORY AUTHORITY



NATIONAL REPORT 2020

July, 2021

Str. Constantin Nacu, nr. 3, Sector 2, București, Cod poștal: 020995

Tel: (021) 327 8100. Fax: (021) 312 4365. E-mail: anre@anre.ro. Web: www.anre.ro



List of contents

1	Foreword	3
2	Main developments in the gas and electricity markets	5
2.1	Evaluation of the market development and regulation	5
2.2	Report on the implementation of the Clean Energy Package	6
3	The electricity market	11
3.1	Network regulation and technical functioning	13
3.2	Competition and market functioning	51
3.2.1	Wholesale markets	51
3.2.2	Retail market	69
4	The gas market	79
4.1	Network regulation	82
4.2	Competition and market functioning	10
4.2.1	Wholesale markets	114
4.2.2	Retail market	117
4.3	Security of supply (if and insofar as NRA is competent authority)	125
5	Consumer protection and dispute resolution in the electricity and natural gas sector	128
6	Investigations.....	139

1. Foreword



2020 was a year of challenges and unforeseen situations, yet a year in which we all had much to analyze, learn and apply.

Looking back, the year 2020, even if it was an atypical one, showed us that, by working as a team we can overcome any obstacles. The challenges were many, but we identified the optimal solutions even in the new social distancing conditions. Thus, starting with March 2020 and given the pandemic, ANRE took all the necessary prevention measures, managing for their safety, to quickly shift the activity of employees to remote-work, as a result of the accelerated digitization process already started since 2018 and which contributed to the optimization of internal activities, workflows and work procedures in the online environment.

ANRE experts adapted fast to the challenges posed by the year 2020, the authority managing in a short time, to initiate and cover the most extensive and complex revision process of the secondary legislation in recent years, in order to update ANRE regulations in accordance with the changes in primary legislation. Amendments and completions brought to the Electricity and Natural gas Law no. 123/2012 by Law no. 155/2020 also had a major impact on the activity of the regulator, ANRE having the obligation to develop the related regulatory framework within 90 days from the date of its entry into force, more precisely from July 30, 2020. This was particularly difficult for employees, especially with the measures taken to prevent and combat the effects of the pandemic.

Among the most important regulations in the electricity sector we mention: the amendment of the Regulation on the supply of electricity to final customers; the amendment of the Regulation on the connection of users to electricity networks of public interest; approval of the Procedure regarding the connection to the electricity networks of the consumption places belonging to non-household final customers through interconnection installations with lengths up to 2,500 meters; modification and completion of the Methodology for evaluating investment financing conditions for the electrification of rural and urban areas or for the extension of the electricity distribution networks; modification of the Procedure for connecting prosumers to electricity networks; amendment of the Rules for the sale of electricity produced from renewable sources belonging to prosumers; approval of the Methodology for monitoring the system for the promotion of electricity from renewable energy sources through green certificates; approval of the Regulation for the calculation and settlement of imbalances of the balancing responsible parties - single imbalance price; approval of the Regulation on the settlement of complaints in the energy sector; approval of the Procedure for complaints settlement from energy stakeholders.

From the evolution of the regulatory framework in the gas sector, during 2020, we mention: the approval of the Regulation on the supply of natural gas as last resort; amendment of the Regulation on the supply of natural gas to final customers; modification of the Regulation for connection to the upstream pipelines; approval of the Regulation on connection to the natural gas transmission system; approval of the Regulation on connection to the natural gas distribution system; elaboration of the Good Practices Guide on tariffs setting for the distribution service in a closed distribution system.

Having regard to the liberalization of the natural gas market from July 1, 2020, respectively of the electricity market from January 1, 2021 and in order to adopt the regulatory framework necessary to apply European principles, ANRE aimed at implementing a regulatory framework that meets the requirements of a consumer-oriented, truly functional market, also providing cost affordability and fair pricing.

An important even decisive role, with a significant impact on the degree of development of a functioning competitive market, is the information and active participation of final customers. Thus, in the natural gas sector, measures have been established regarding the supply of natural gas to household customers with the purpose of eliminating regulated prices, so as to ensure the supply of natural gas to customers who have not concluded contracts on the competitive market until liberalization.

In the electricity sector, ANRE has completed the regulatory framework in order to increase the degree of information of household customers about the applicable offers in order to offer them the possibility to benefit from a longer period of time in which to choose an electricity supply offer, according to their needs. In this regard, obligations to inform household customers, which are required as a result of the liberalization of the electricity market from 1 January 2021, have been imposed on the suppliers of last resort and principles have also been established on contracts applicable to household and non-household customers benefiting from universal service and on prices applied to household and non-household customers in the supplier's portfolio benefiting from universal service.

In compliance with European regulations, in order to reduce the maximum duration of the process of changing the supplier to 24 hours until 2026, ANRE started, in 2020, the implementation of the Project "Development of the institutional capacity of the National Energy Regulatory Authority to simplify the process of changing the supplier of electricity and natural gas", financed from non-reimbursable funds within the Administrative Capacity Operational Program 2014-2020. This project will create a unique IT platform at national level dedicated to the process of changing the supplier of electricity and natural gas, which will contribute to the development of a dynamic and competitive energy market.

Last but not least, in 2020, ANRE focused on monitoring, investigation and control activities, in order to identify and manage anti-competitive behavior that may affect the security of the national energy system. ANRE also emphasized compliance with regulations to ensure the proper functioning of the energy market in efficiency and transparency conditions, with notable benefits to final customers by ensuring security of energy supply at fair prices. In accordance with the principles of the European Union for the liberalization of the electricity and natural gas markets capable of satisfying consumer demand and in order to create a modern energy sector, in 2020, ANRE elaborated and issued 241 orders, 2512 decisions and 114 permits, in accordance with the obligations which derive from European and primary legislation.

Dumitru Chiriță

President

2. Main developments in the gas and electricity markets

2.1. Evaluation of the market development and regulation

În data de 04.07.2019 a intrat în vigoare Regulamentul (UE) 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (Regulament (UE) 943/2019), act de directă aplicabilitate potrivit dreptului comunitar. Dispozițiile acestui Regulament s-au aplicat începând cu data de 01.01.2020.

În aplicarea prevederilor art. 10 (5) din cadrul Regulamentului, act de directă aplicabilitate potrivit dreptului comunitar, instituțiile statului (Guvern, Parlament) au elaborat un calendar de eliminare a prețurilor reglementate pentru perioada 1 ianuarie 2020 - 30 iunie 2021, prin reducerea succesivă a cantităților de energie electrică alocate pe contractele reglementate, astfel:

- pentru perioada de livrare 01.01.2020 – 30.06.2020, 60% din consumul clienților casnici care beneficiază de tarife reglementate;
- pentru perioada de livrare 01.07.2020 – 31.12.2020, 40% din consumul clienților casnici care beneficiază de tarife reglementate;
- pentru perioada de livrare 01.01.2021 – 30.06.2021, 20% din consumul clienților casnici care beneficiază de tarife reglementate.

Acest calendar este cuprins atât în scrisoarea nr. 121565/27.09.2019 transmisă de Guvernul României către Comisia Europeană, cât și în Raportul nr. XXI/100/02.10.2019 al Comisiei pentru energie, infrastructură energetică și resurse minerale din Senat (<https://www.senat.ro/legis/lista.aspx#ListaDocumente>).

Cele două documente stabilesc și faptul că, pentru cele 3 perioade de livrare menționate anterior, se stabilesc obligații de vânzare a energiei electrice pe bază de contracte reglementate numai pentru producătorii care dețin/exploatează comercial unități/grupuri nuclearelectrice și/sau hidroelectrice dispecerizabile, proporțional cu cantitățile de energie electrică previzionate, la un nivel maxim de 40% din acestea.

ANRE a analizat cadrul legal și reglementările subsecvente și a identificat atât neconcordanțe cât și prevederi incomplete, care nu permit aplicarea pe deplin a prevederilor Regulamentului, ce pot avea consecințe directe sau indirecte asupra formării prețurilor pe piața angro de energie electrică.

Regulamentul prevede la art. 10 (5): "În cazul în care o autoritate de reglementare a identificat o politică sau o măsură care ar putea contribui la restricționarea formării prețurilor angro, aceasta ia toate măsurile adecvate pentru eliminarea politicii sau a măsurii respective sau, dacă nu este posibil, pentru atenuarea impactului politicii sau a măsurii respective asupra comportamentului de ofertare."

Prin Ordinul ANRE nr. 236/2019 pentru aprobarea regulilor pentru eliminarea și/sau atenuarea impactului unor măsuri sau politici care pot contribui la restricționarea formării prețurilor pe piața angro de energie electrică a fost fixat termenul pentru modificarea reglementărilor privind piața de energie electrică în vederea implementării unor prevederi din Regulamentul (UE) 943/2019 și în vederea eliminării/atenuării restricțiilor identificate.

Regulile prevăzute în cadrul Ordinului președintelui ANRE nr. 236/2019 au inclus prevederi privind:

- alinierea terminologiei specifice;
- clarificarea categoriilor de participanți la piață;
- accesul la piață a unor categorii de participanți, regimul autorizării acestora;
- obligațiile furnizorilor de servicii de echilibrare, responsabilitatea echilibrării;
- eliminarea prețurilor reglementate, inclusiv privind asigurarea energiei de la producători în acest scop;
- stabilirea caracterului tranzacțiilor pe piața angro concurențială de energie electrică și stabilirea de derogări care să permită activitatea de agregare;
- participarea clienților finali și agregatorilor la piață - suspendarea regulilor de funcționare a pieței în condițiile aplicării regulamentelor UE incidente;
- obligațiile producătorilor, etc.

Ordinul ANRE nr. 236/2019 a stat la baza Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 1/2020 prin care a fost fixat calendarul de dereglementare a piețelor de energie electrică și gaze naturale precum și a raportului prevăzut la art.10 (5) din Regulament.

Ministerul Economiei, Energiei și Mediului de Afaceri a transmis Directoratului General pentru Energie în data de 30.12.2019, raportul prevăzut la art.10 (5) din Regulament, în care se precizează că ”(...) ANRE a elaborat deja un set de acțiuni și reguli generale care au stat la baza modificării cadrului de reglementare specific” și ”ca principal element identificat de ANRE în legislația internă care contribuie la restricționarea formării prețurilor angro, avem în vedere problema prețurilor reglementate la producători (OUG 114/2018, cu modificările și completările ulterioare). Având în vedere impactul pe care l-ar putea avea aplicarea directă a Regulamentului, începând cu data de 1 ianuarie 2020, respectiv un preț de achiziție angro la nivelul pieței concurențiale și dereglementarea totală a clienților casnici, considerăm că sunt necesare măsuri de atenuare, respectiv reducerea perioadei de reglementare a prețurilor până la data de 31 decembrie 2020, prin menținerea unor valori rezonabile și ușor comparabile ale tarifelor/prețurilor reglementate aplicate clienților casnici, precum și menținerea tarifelor/prețurilor reglementate aplicate clienților casnici în perioada 1 ianuarie 2020-31 decembrie 2020 la un nivel relativ constant”.

Începând din a doua parte a anului 2020 a început pregătirea cadrului de reglementare în vederea liberalizării pieței de energie electrică începând cu 1 ianuarie 2021, aceasta fiind un obiectiv asumat de România, încă dinaintea aderării la Uniunea Europeană. Dereglementarea pieței de energie este o revenire la principiile care stau la baza unei economii de piață, în care se iau în considerare eforturile investiționale și care corespunde raportului cerere-ofertă, cu riscurile de piață aferente. Prin liberalizare se exclude și tendința de monopol a pieței, ducând la o concurență reală între furnizori, cu accent pe servicii de calitate și pe o politică de preț concurențială, liberalizarea reprezentând și o conformare cu legislația Uniunii Europene, cu scopul final de a asigura prețuri de piață competitive, în beneficiul consumatorului final.

Liberalizarea va conduce în timp și la responsabilizarea clienților finali cu privire la deciziile luate în ceea ce privește furnizarea energiei și a prețului pentru aceasta, iar creșterea gradului de conștientizare va contribui la crearea unui mediu concurențial mai puternic. Pe termen lung, liberalizarea reprezintă un avantaj pentru întreaga piață de energie, iar cu o informare corectă și permanentă a clienților finali, piața se va putea maturiza în mod competitiv, cu beneficii atât pentru furnizori, dar mai ales pentru clienți.

Astfel, prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2020 pentru aprobarea condițiilor de furnizare a energiei electrice de către furnizorii de ultimă instanță, ANRE a instituit în sarcina furnizorilor de ultimă instanță obligația de a informa clienții casnici din portofoliul propriu cu privire la liberalizarea pieței interne de energie electrică și eliminarea tarifelor reglementate pentru această categorie de clienți finali începând cu data de 1 ianuarie 2021.

2.2. Report on the implementation of the Clean Energy Package

Sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie prin certificate verzi

Sistemul de promovare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie prin CV instituit prin Legea nr. 220/2008, se aplică pentru energia electrică produsă și livrată în rețeaua electrică și/sau direct la consumatori în centrale noi sau modernizate/reutilizate intrate în schema de promovare prin CV, inclusiv pentru cantitatea de energie electrică produsă în perioada de probe a funcționării grupurilor/centralelor electrice, cât și pentru cea utilizată pentru alte locuri proprii de consum racordate la barele centralelor (cu excepția consumului propriu tehnologic) și produsă din următoarele surse regenerabile de energie:

- a) energie hidro utilizată în centrale electrice cu o putere instalată ≤ 10 MW;
- b) energie eoliană;

- c) energie solară;
- d) biomasă (indiferent de forma de agregare) din deșeuri biologice (producere de energie electrică sau producere energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență);
- e) biomasă (indiferent de forma de agregare) din culturi energetice (producere exclusivă de energie electrică);
- f) gaz de fermentare a deșeurilor;
- g) gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate.

Sistemul de promovare prin CV se aplică și pentru energia electrică produsă în grupuri/centrale eoliene, care au mai fost utilizate pentru producerea energiei electrice pe teritoriul altor state („second-hand”), dacă sunt utilizate în sisteme izolate sau dacă au fost puse în funcțiune pe teritoriul României înainte de data aplicării sistemului de promovare prevăzut de prezenta Legea nr 220/2008; perioada de aplicare a sistemului de promovare pentru această energie electrică produsă este de 7 ani.

În conformitate cu prevederile art. 3 alin (6) din Legea nr 220/2008 sistemul de promovare a producerii E-SRE nu se aplică pentru:

- a) energia electrică produsă din deșeuri industriale și/sau municipale achiziționate din import, indiferent de puterea instalată a centralei electrice;
- b) energia electrică produsă în centrale cu acumulare prin pompaj din apă pompată anterior în bazinul superior;
- c) energia electrică produsă în centrale electrice care utilizează surse regenerabile și convenționale de energie în aceeași instalație de ardere, în situația în care conținutul energetic al combustibilului convențional utilizat depășește 10% din conținutul energetic total;
- d) energia electrică aferentă consumului propriu tehnologic al centralei;
- e) energia electrică produsă în centrale electrice fotovoltaice situate pe terenuri care, după data de 31 decembrie 2013, erau în circuitul agricol în condițiile legii;
- f) energia electrică produsă, inclusiv în perioada de probe, în grupuri sau centrale electrice care utilizează surse regenerabile de energie pentru care numărul redus de CV calculat în conformitate cu prevederile art. 6 alin. (7) lit. b), corespunzător cumulului de ajutoare, este mai mic sau egal cu zero.
- g) energia electrică produsă în centrale electrice amplasate pe vehicule de orice fel, prin excepție la energia electrică produsă în centrale electrice care utilizează surse regenerabile, racordate la sisteme electroenergetice izolate.

Pentru ca un producător de E-SRE să beneficieze de sistemul de promovare prin CV, acesta trebuie să fi fost acreditat de către ANRE până la 31 decembrie 2016, în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, fiindu-i acordată o decizie de acreditare pentru aplicarea sistemului de promovare prin CV.

Certificatele verzi se acordă de către Operatorul de Transport și Sistem (OTS) producătorilor E-SRE în baza Ordinului ANRE nr. 4/2015, cu modificările și completările ulterioare.

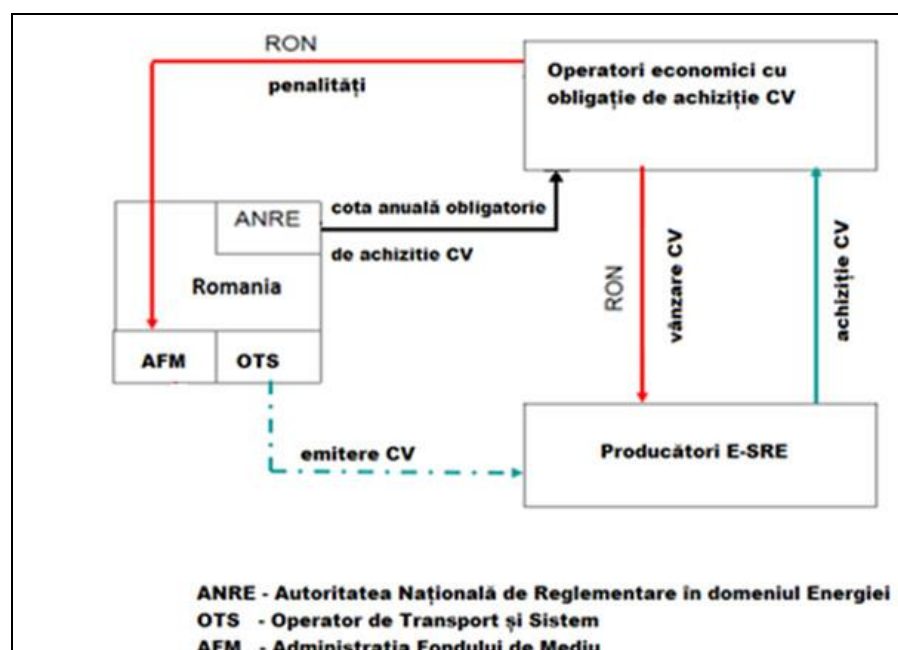
În conformitate cu prevederile legale în vigoare la momentul acreditării, numărul de CV primite de producători E-SRE pentru fiecare 1 MWh livrat este între 0,5 CV și 6 CV funcție de tipul sursei regenerabile de energie utilizate și de dată la care centrala a fost acreditată.

Furnizorii de energie electrică sunt obligați să achiziționeze anual un număr de CV echivalent cu produsul dintre valoarea cotei obligatorii de achiziție de CV stabilite pentru anul respectiv și cantitatea de energie electrică furnizată anual către consumatorii finali.

Cota anuală obligatorie de achiziție de CV stabilită de ANRE reprezintă numărul de CV pe care un furnizor de energie electrică este obligat să le achiziționeze pentru fiecare MWh de energie electrică care este comercializat consumatorilor.

Numărul de CV pe care furnizorii/producătorii de energie electrică sunt obligați să-l achiziționeze anual pentru fiecare 1 MWh de energie electrică vândut consumatorilor finali se determină ca produs dintre valoarea cotei anuale obligatorii de achiziție de CV stabilite pentru anul respectiv și cantitatea de energie electrică facturată anual consumatorilor finali de către fiecare furnizor/producător de energie electrică cu obligația de achiziție de CV. În cazul neachiziționării CV, se aplică penalități furnizorilor/producătorilor de energie electrică cu obligația de achiziție de CV.

Funcționarea sistemului de certificate verzi este redată în figura de mai jos:



Prin intrarea în vigoare a Legii nr. 184/2018, furnizorii de energie electrică sunt obligați să achiziționeze anual un număr de CV echivalent cu produsul dintre valoarea cotei obligatorii de achiziție de CV stabilite pentru anul respectiv, conform art. 4 alin. (91) din Legea nr 220/2008, și cantitatea de energie electrică livrată la consumatorii finali, astfel încât impactul mediu la consumatorul final să fie de maximum 11,7 euro/MWh în anul 2018, de 12,5 euro/MWh în anul 2019, de 13 euro/MWh în anii 2020 și 2021 și de 14,5 euro/MWh începând cu anul 2022.

Valoarea în lei se calculează în funcție de cursul mediu de schimb stabilit de Banca Națională a României pentru anul precedent, iar prețul certificatelor verzi utilizate pentru anul precedent se calculează ca valoare medie ponderată a prețului certificatelor verzi din tranzacțiile pe piața centralizată anonimă spot de CV din anul precedent.

În cadrul obligației anuale a fost instituită obligația trimestrială de achiziție de CV pentru cantitatea de energie electrică facturată trimestrial consumatorilor finali la care se aplică cota obligatorie estimată de achiziție CV, stabilită conform art. 4 alin. (7) din Legea nr 220/2008 așa cum a fost modificată prin prevederile Legii nr. 122/2015.

Prin intrarea în vigoare a Legii nr. 155/2020, prosumatorii, persoane fizice, juridice și autorități ale administrației publice locale care dețin centrale electrice ce produc energie din surse regenerabile, precum și persoanele fizice sau juridice care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile sunt exceptați de la obligația de achiziție anuală și trimestrială de CV prevăzută la art. 8 alin. (2) și (2¹) din (Legea nr. 220/2008) pentru energia electrică produsă și utilizată pentru consumul final propriu, altul decât consumul propriu tehnologic al centralei electrice.

Pentru anul 2020, ANRE a stabilit cota obligatorie de achiziție de CV la valoarea de 0,45074 CV/MWh, pe baza numărului de CV susținute prin sistemul de promovare prin CV în perioada menționată și a consumului final de energie electrică diminuat cu consumul final de energie electrică exceptat de 7 683, 8355 GWh din perioada respectivă, determinat astfel încât impactul mediu la consumator pentru anul 2020 să fie de 13 euro/MWh.

Prin intrarea în vigoare a Regulamentului privind funcționarea pieței centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin CV, producătorii E-SRE au posibilitatea tranzacționării energiei electrice din surse regenerabile susținută prin CV (PCE-ESRE-CV).

În cadrul pieței centralizată pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin CV se pot înregistra:

o în calitate de vânzători:

titularii de licență de producere de E-SRE care beneficiază sau au beneficiat de sistemul de promovare prin CV, inclusiv persoanele fizice sau juridice care, potrivit prevederilor legale, pot desfășura activități în sectorul energiei electrice fără a deține o licență acordată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

o în calitate de cumpărători:

furnizorii de energie electrică, inclusiv furnizorii persoane juridice având sediul într-un stat membru UE cărora Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei le-a confirmat dreptul de participare la piețele de energie electrică din România;

producătorii de energie electrică care utilizează energia electrică produsă pentru alimentarea cu energie electrică a clienților racordați prin linii directe la centrala electrică și/sau pentru consumul final propriu, altul decât consumul propriu tehnologic, în calitate de cumpărători.

La stabilirea cotelor de achiziție de CV, până la 31 martie 2021 ANRE a avut în vedere numărul de CV emise pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie pentru anul 2020 și consumul final de energie electrică pentru anul 2020, astfel încât impactul mediu la consumatorul final să fie în anul 2020 de 13 euro/MWh.

În privința duratei de valabilitate a CV, în cursul anului 2020 s-au tranzacționat pe PCV, CV permise de producătorii de E-SRE începând cu data de 1 aprilie 2017 și certificatele verzi amânate la tranzacționare începând cu 1 iulie 2013 care se vor putea tranzacționa până la data de 31 martie 2032, în conformitate cu prevederile OUG nr. 24/2017.

Începând cu data intrării în vigoare a OUG nr. 24/2017 un CV are valoarea stabilită în momentul tranzacționării și nu la momentul emiterii, valoarea de tranzacționare a certificatelor verzi pe piața CV a fost stabilită între:

- valoare minimă de tranzacționare de 29,4 euro/ CV;
- valoare maximă de tranzacționare de 35 euro/ CV.

Valoarea în lei se calculează la valoarea cursului mediu de schimb stabilit de BNR pentru anul precedent.

În cazul nerealizării cotelor anuale de achiziție, care reprezintă numărul de CV pe care un furnizor de energie electrică este obligat să le achiziționeze pentru fiecare 1 MWh de energie electrică vândut consumatorilor finali, furnizorilor de energie electrică li se aplică penalități, astfel că, aceștia sunt obligați să plătească contravaloarea CV neachiziționate Administrației Fondului pentru Mediu la o valoare egală cu 70 euro/CV pentru fiecare certificat verde neachiziționat, calculată în lei la valoarea medie a cursului de schimb stabilit de Banca Națională a României pentru anul precedent.

Sistemul de promovare a energiei electrice produse în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 100 kW aparținând prosumatorilor

Sistemul de promovare a energiei electrice produse în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 100 kW aparținând prosumatorilor se aplică acestor prosumatori, în condițiile în care aceștia nu beneficiază de sistemul de promovare prin CV.

Prosumatorii cu centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 100 kW pot vinde energia electrică produsă și livrată în rețelele electrice furnizorilor de energie electrică cu care aceștia, în calitate de consumatori finali, au încheiat/încheie contracte de furnizare a energiei electrice, la prețul prevăzut de Legea nr. 220/2008.

Conform Legii nr. 220/2008 “prosumatorul” este clientul final care deține instalații de producere a energiei electrice, inclusiv în cogenerare, a cărui activitate specifică nu este producerea energiei electrice, care consumă și care poate stoca și vinde E-SRE produsă în clădirea lui, inclusiv un bloc de apartamente, o zonă rezidențială, un amplasament de servicii partajat, comercial sau industrial sau în același sistem de distribuție închis, cu condiția ca, în cazul consumatorilor autonomi necasnici de energie din surse regenerabile, aceste activități să nu constituie activitatea lor comercială sau profesională primară”.

Un prosumator trebuie să respecte toate obligațiile care îi revin unui consumator, dar și pe cele ale unui producător de energie electrică. La data intrării în vigoare a contractului de vânzare-cumpărare a energiei electrice, furnizorii de energie electrică au obligația să achiziționeze energia electrică produsă în centralele electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 100 kW aparținând prosumatorilor și livrată în rețeaua electrică, la un preț egal cu prețul mediu ponderat înregistrat în piața pentru ziua următoare în anul anterior, publicat de către Societatea „Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM” - S.A. pe site-ul propriu în prima zi lucrătoare din luna ianuarie a fiecărui an calendaristic.

Astfel, evoluția prețurilor aplicabile se regăsește mai jos:

- pentru anul 2018: 223,24 lei/MWh;
- pentru anul 2019: 251,21 lei/MWh;
- pentru anul 2020: 196,56 lei/MWh.

De asemenea, prevederile legale în vigoare stipulează obligativitatea operatorilor de distribuție de a asigura racordarea la rețeaua de distribuție, respectiv obligativitatea furnizorilor de energie electrică de a prelua surplusul de energie electrică de la prosumatori.

Prosumatorii care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie cu puterea electrică instalată de cel mult 100 kW pe loc de consum, beneficiază din partea furnizorilor de energie electrică cu care aceștia au încheiate contracte de furnizare a energiei electrice de serviciul de regularizare (suma algebrică) între valoarea energiei electrice livrate de prosumator în rețea (cu semnul minus) și valoarea energiei electrice consumate din rețea (cu semnul plus).

Valoarea energiei electrice livrate este evidențiată distinct în facturile de energie electrică cu semnul minus și se calculează ca produsul dintre cantitatea de energie electrică produsă și livrată de prosumator în rețeaua electrică și prețul mediu ponderat înregistrat în Piața pentru Ziua Următoare în anul anterior.

Prosumatorii care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie cu putere electrică instalată de cel mult 100 kW pe loc de consum, acreditate pentru a beneficia de sistemul de promovare prin CV pot opta pentru vânzarea energiei electrice produsă în

centralele respectiv la prețul legal stabilit. Pe baza datelor transmise de către furnizorii de energie electrică sau de către prosumatori, pe perioada de valabilitate a contractului de vânzare-cumpărare a energiei electrice, ANRE suspendă decizia de acreditare a unității de producere a energiei electrice pentru aplicarea sistemului de promovare prin CV. În cazul în care prosumatorul solicită rezilierea contractului de vânzare – cumpărare a energiei produse încheiat cu furnizorul, prosumatorul poate solicita la ANRE încetarea suspendării deciziei de acreditare, astfel, după încetarea suspendării prosumatorul beneficiază în continuare de sistemul de promovare prin CV.

Pentru energia electrică produsă și livrată în rețeaua electrică și/sau consumul propriu, în perioada de suspendare a acreditării pentru aplicarea sistemului de promovare prin CV a unităților de producere a energiei electrice, prosumatorii nu beneficiază de CV.

De asemenea, energia electrică produsă în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 100 kW aparținând prosumatorilor este exceptată de la obligația de achiziție anuală și trimestria

3. The electricity market

Pentru a adapta cadrul de reglementare existent la o piață de energie electrică liberalizată a fost necesară elaborarea/modificarea/completarea unor reglementări, cu aplicabilitate de la 1 ianuarie 2021. Astfel, au fost modificate reglementările:

- Regulamentul prin care se desemnează furnizorii de ultimă instanță de energie electrică (FUI), furnizori care asigură furnizarea energiei electrice la clienții casnici și la clienții noncasnici beneficiari de serviciu universal;

ANRE desemnează la nivel național un număr de cel puțin 5 FUI. Calitatea de FUI dă dreptul furnizorului de energie electrică respectiv, pentru oricare zonă de rețea, de a:

- a) asigura serviciul universal (SU) clienților beneficiari de SU;
- b) asigura furnizarea energiei electrice clienților finali noncasnici care nu au uzat de eligibilitate și nu îndeplinesc condițiile sau nu au solicitat să beneficieze de SU;
- c) prelua în regim de ultimă instanță (UI) clienții noncasnici pentru care nu mai este asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă.

Desemnarea unui furnizor în calitate de FUI se realizează de către ANRE:

- a) la solicitarea de desemnare în calitate de FUI a unui titular al licenței pentru activitatea de furnizare a energiei electrice;
- b) prin organizarea unui proces de selecție, în cazul în care, în urma solicitărilor primite conform lit. a), numărul FUI desemnați este mai mic de 5.

Prețurile aplicate de către FUI se stabilesc pentru fiecare zonă de rețea conform reglementărilor aplicabile, **iar fiecare FUI publică pe pagina proprie de internet prețurile în conformitate cu reglementările aplicabile.**

- Contractele-cadru de furnizare a energiei electrice care se aplică în relația dintre furnizorii de ultimă instanță și clienții casnici și noncasnici;

În acest sens, Ordinul președintelui ANRE nr. 88/2015 pentru aprobarea contractelor - cadru de furnizare a energiei electrice la clienții casnici și noncasnici ai furnizorilor de ultimă instanță, a condițiilor generale pentru furnizarea energiei electrice la clienții finali ai furnizorilor de ultimă instanță, a modelului facturii de energie electrică și a modelului convenției de consum energie electrică, utilizate de furnizorii de ultimă instanță, cu modificările și completările ulterioare, s-a modificat în concordanță cu prevederile legislației în vigoare.

- Regulamentul de preluare a clienților care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă.

Regulamentul asigură:

- schimbul de date și informații între operatorii de distribuție concesionari și operatorii de distribuție neconcesionari;
- stabilirea condițiilor, termenelor și etapelor de parcurs în situațiile în care clienții finali nu mai au asigurată furnizarea energiei electrice;
- predictibilitatea acțiunilor pentru toți participanții la piață implicați în acest proces, prin includerea modului de acțiune în cazul încetării contractului de furnizare a energiei electrice, prin stabilirea clară a tuturor etapelor care trebuie parcurse până la finalizarea procesului;
- reducerea expunerii furnizorilor de ultimă instanță la riscurile financiare generate prin includerea în portofoliu a unor clienți temporari;
- reducerea termenului în care are loc informarea clienților finali cu privire la preluarea de către furnizorii de ultimă instanță și implicit crearea posibilității trecerii într-un timp mai scurt a acestor clienți de la furnizorul de ultimă instanță la un furnizor concurențial, având ca posibil efect reducerea prețului energiei electrice consumate, având în vedere faptul că prețurile de vânzare a energiei electrice pentru clienții preluați au un nivel mai ridicat, din cauza condițiilor specifice.

Reglementările au fost elaborate în anul 2020 cu aplicabilitate din anul 2021.

DIRECTIVA (UE) 2019/944 A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică conține prevederi referitoare la obligația statelor membre de a se asigura că cel puțin clienții casnici și microîntreprinderile cu un consum anual preconizat mai mic de 100 000 kWh au acces gratuit la cel puțin un instrument de comparare a ofertelor furnizorilor, inclusiv a ofertelor de contracte de furnizare a energiei electrice cu prețuri dinamice.

ANRE a implementat în avans încă din anul 2015 instrumente de comparare atât pentru piața de energie electrică cât și pentru piața de gaze naturale.

O altă măsură importantă s-a concentrat pe punerea în acord cu Regulamentul (UE) 943/2019 a reglementărilor privitoare la programarea resurselor de echilibrare și la funcționarea pieței de echilibrare și a celor privitoare la calculul și decontarea dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea. Modificările cadrului de reglementare au vizat, în principal, subiectele descrise în continuare:

1. Posibilitatea participării voluntare la piața de echilibrare;
2. Introducerea posibilității participării agregate la piața de echilibrare, inclusiv prin intermediul unui agregator, a unităților de producere, a celor de consum sau a instalațiilor de stocare, care pot forma unități dispecerizabile, consumuri dispecerizabile sau instalații de stocare dispecerizabile în urma agregării;
3. Eliminarea oricăror măsuri cu efect de limitare a prețului de ofertă pe piața de echilibrare; în regulamentul era cuprinsă obligația ca prețul de ofertă pe piața de echilibrare să nu depășească valoarea PIP+450 lei/MWh, prețul de ofertă având o valoare totdeauna pozitivă

(minim 0,1 lei/MWh). În prezent prețurile pot fi și negative, singurele limitări fiind cele tehnice, adoptate prin decizii ACER la nivel european;

4. Adoptarea prețului marginal ca preț de decontare a tranzacțiilor pe piața de echilibrare;
5. Implementarea și utilizarea de la 1 februarie 2021 a intervalului de decontare a dezechilibrelor de 15 minute;
6. Decontarea dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea pe baza metodei de stabilire a unui preț unic de decontare în loc de un preț de excedent și unul de deficit.

Introducerea acestor măsuri vine în sprijinul producătorilor de energie și în primul rând al celor din surse regenerabile care se confruntă cu un risc mare de prognoză a producției. Utilizarea mai bună a resurselor, stabilitatea economică crescută a participanților necesari SEN, creșterea predictibilității funcționării SEN ar trebui să conducă, pe termen mediu-lung, la reducerea costurilor suportate de consumatorii finali, în condițiile manifestării concurenței pe piața cu amănuntul.

În continuarea demersului de flexibilizare și modernizare a modelului de piață din România, în cazul piețelor la termen, ANRE a modificat modalitatea de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă, prin introducerea posibilității de utilizare a produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării prin licitație extinsă numită PCCB-LE-FLEX.

În scopul **promovării investițiilor** necesar a fi realizate în domeniul energiei electrice, pentru dezvoltarea unui cadru de reglementare care să stimuleze încheierea și derularea de contracte bancabile pe termen lung de către operatorii economici, care își propun realizarea de proiecte de investiții **în capacități de producere a energiei electrice** utilizând soluții bazate pe mecanisme de piață, în condiții de concurență, transparență, predictibilitate și nediscriminare, a fost elaborat și aprobat de ANRE un **regulament privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare**.

Principalele elemente de diferențiere ale pieței de energie electrică reglementate prin acest regulament sunt: posibilitatea tranzacționării de energie electrică de către producători care nu dețin încă licență de producere a energiei electrice, permițând astfel companiilor ce intenționează să investească în capacități de producție să încheie contracte de vânzare a energiei electrice care să stea la baza atragerii finanțării necesare; aceste companii vor trebui să obțină licență de producere a energiei electrice cel mai târziu cu 60 de zile înainte de data prevăzută în contract pentru demararea livrărilor; perioada semnificativă de timp ce se va scurge între data realizării tranzacției și data demarării livrărilor de energie electrică, perioadă ce va trebui să permită obținerea finanțării și realizarea investiției; perioada lungă de livrare a energiei electrice.

3.1. Network regulation and technical functioning

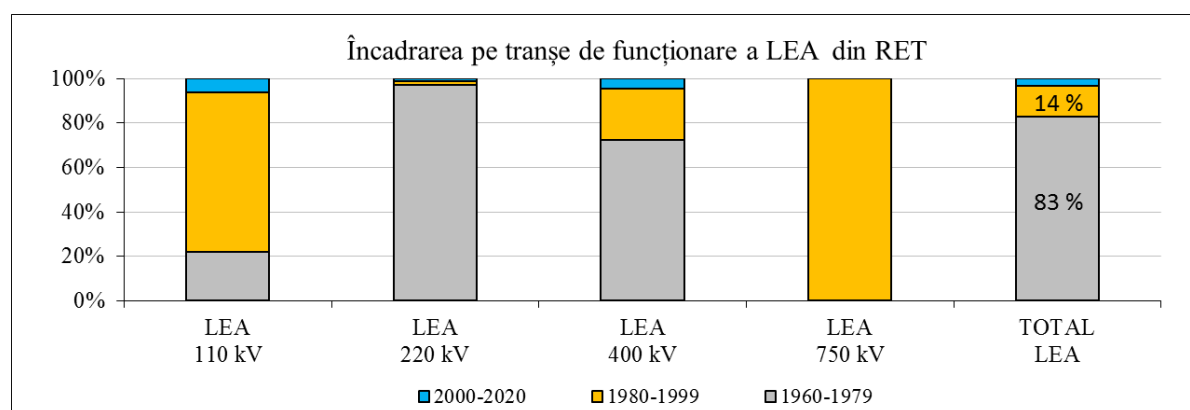
Volumul și durata de funcționare a rețelei electrice de transport

Rețeaua electrică de transport al energiei electrice (RET) cuprinde: linii electrice aeriene (LEA) cu tensiunea nominală de 750 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară de 400 kV și 220 kV.

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.904,26 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 489,04 km. iar distribuția pe niveluri de tensiune este următoarea:

	Perioada PIF	Categorie LEA				TOTAL
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	
LEA Lungime traseu [km]	1960-1979	8,9	3.764,28	3.613,67	-	7386,85
	1980-1999	29,1	61,12	1.144,42	3,11	1237,75
	2000-2020	2,42	50,55	226,52	-	269,19
	TOTAL	40,42	3.875,95	4.984,61	3,11	8.904,26

Încadrarea liniilor electrice aeriene pe tranșe de durate de funcționare se prezintă astfel:



Din lungimea totală a LEA, 83 % a fost pusă în funcțiune în perioada 1960 – 1979 și 14 % între anii 1980 și 1999. O mare parte a LEA au o durată de utilizare la limita duratei de viață, cu un nivel tehnologic uzat fizic, cu un procent redus de puneri în funcțiune după anul 2000, de numai 3 %.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani conform ultimei editii a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe stabilit prin HG 2139/2004) și este prezentat în tabelul următor:

	Perioada PIF	Categorie LEA				TOTAL
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	
Grad mediu de utilizare (%)	1960-1979	116,67	102,22	101,68	-	101,97
	1980-1999	67,47	81,25	75,87	70,83	75,93
	2000-2019	14,58	24,47	20,13	-	21,12

Notă: Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA. În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică.

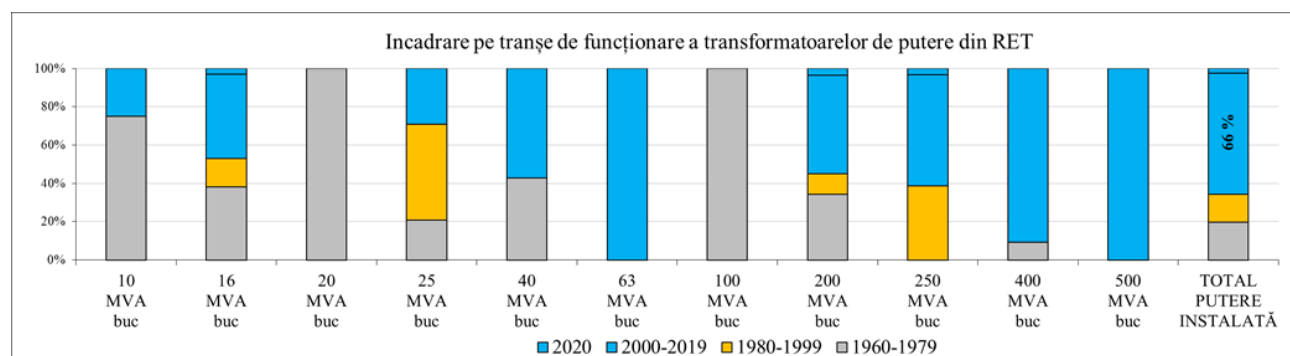
Gradul mediu de utilizare pe nivel de tensiune s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA funcționând la acel nivel de tensiune.

Se remarcă un grad mediu de utilizare peste 100 % pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979, în condițiile în care acestea reprezintă 83 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS

Numărul și puterea instalată a transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice sunt prezentate în tabelul următor:

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]											TOTAL [MVA/%]	
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500		
Număr Trafo [buc]	1960-1979	6	13	1	5	3		1	28		2		7.033	19,7 %
	1980-1999		5		12				9	12			5.180	14,5 %
	2000-2019	2	15		7	4	2		42	18	20	2	22.621	63,4 %
	2020		1						3	1			866	2,4 %

Încadrarea transformatoarelor și autotransformatoarelor pe tranșe de durate de funcționare se prezintă astfel:



Se constată că din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare, cca. 66% sunt puse în funcțiune după anul 2000.

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (24 de ani conform ultimei ediții a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe stabilit prin HG 2139/2004.) și este prezentat în tabelul următor:

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]											Total
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	
Grad de utilizare [%]	1960-1979	195	187	242	184	192		183	192		194		> 100 %
	1980-1999		152		150				154	133			100 %
	2000-2019	25	24		26	38	33		39	48	56	73	46 %
	2020												

Se constată că majoritatea transformatoarelor/autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 (cca. 34 % din puterea totală instalată în transformatoare și autotransformatoare) au durata de funcționare depășită.

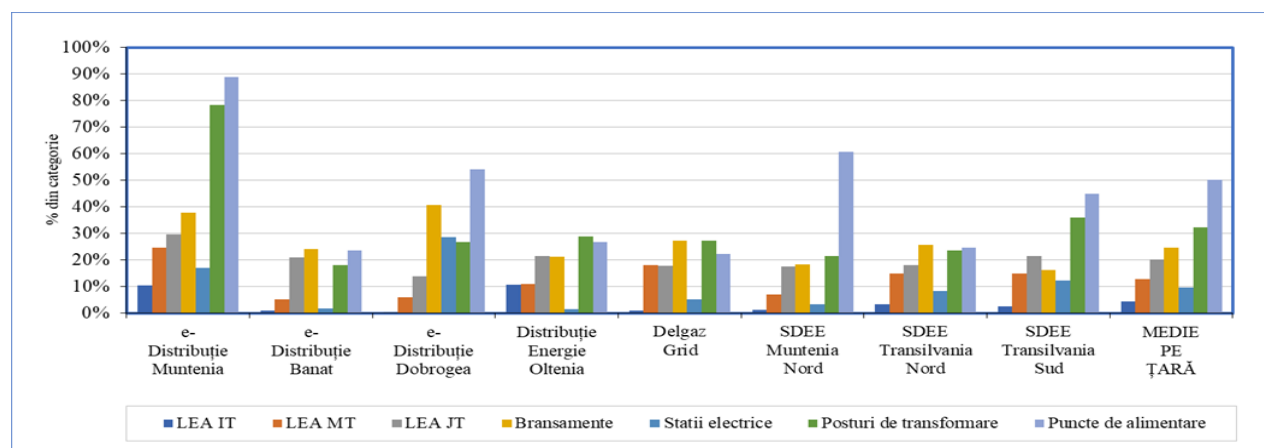
Volumul și durata de funcționare a rețelelor de distribuție a energiei electrice

La nivelul întregii țări se constată următoarea încadrare pe tranșe de durate de funcționare a instalațiilor:

PIF	LEA+LE S IT [km traseu]	LEA+LE S MT [km traseu]	LEA+LE S JT [km traseu]	branșamen te JT [km traseu]	Stații electric e [buc]	Posturi de transforma re [buc]	Puncte de alimentar e [buc]
înainte de 1960	1.628	9.897	7.941	7.935	38	2.011	23
1960-1979	14.592	72.751	88.358	70.004	720	29.049	346
1980-1999	5.049	23.292	51.468	49.962	301	18.885	197
2000-2020	950	15.536	37.644	42.143	113	23.903	569
TOTAL	22.219	121.476	185.411	170.045	1.172	73.848	1.135

Mare parte a instalațiilor aferente rețelelor electrice de distribuție aflate în prezent în funcțiune are durată de funcționare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani.

Ponderea capacităților energetice puse în funcțiune în perioada 2000-2020 din total, pe categorii de instalații și operatori este următoarea:

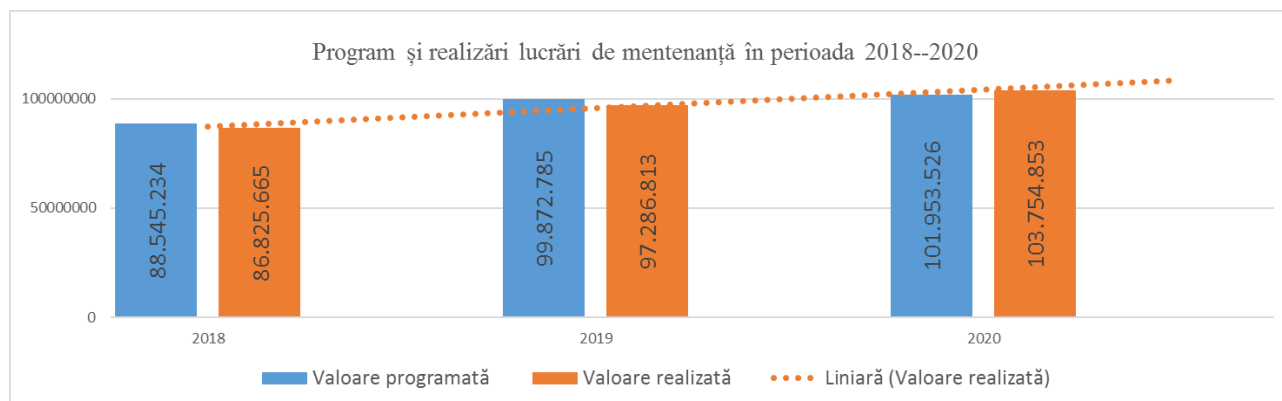


Se impune în continuare intensificarea și eficientizarea activităților de mentenanță pentru menținerea instalațiilor electrice în parametrii de funcționare nominali, realizarea de monitorizări și evaluări adecvate a stării rețelelor, precum și aplicarea unor programe consistente de re tehnologizare și modernizare ale acestor instalații.

Realizarea planurilor anuale de mentenanță

Gradul de realizare a planului de mentenanță în RET al OTS în perioada 2018-2020, se prezintă în tabelul următor:

	2018	2019	2020
Valoare programată [lei]	88.545.234	99.872.785	101.953.526
Valoare realizată [lei]	86.825.665	97.286.813	103.754.853
Grad de realizare [%]	98%	97,41%	101,8%



Ponderea valorilor programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță pe tipuri de mentenanță se prezintă în tabelul următor:

	Program		Realizat	
	Mentenanță Preventivă	Mentenanță Corectivă	Mentenanță Preventivă	Mentenanță Corectivă
Tip Mentenanță	80.272.901	18.918.088	56.372.550	47.382.303
% din total	80,9 %	19,1 %	54,3 %	45,7 %

Se constată că deși planul prezintă o pondere semnificativă a mentenanței preventive, valorile realizate scot în evidență realizarea de lucrări de mentenanță corectivă semnificativă cu impact asupra performanței serviciului de transport al energiei electrice. Deoarece mentenanța corectivă se realizează în urma incidentelor în rețea, cu impact în alimentarea consumatorilor, înrăutățirea indicatorilor de performanță și scăderea calității serviciului prestat, este necesară aplicarea integrală a programelor de mentenanță preventivă.

Gradul de realizare a planului de mentenanță pe categorii de lucrări în rețelele electrice de distribuție se prezintă, pentru fiecare operator concesionar în tabelul următor:

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Programat [Mil. lei]	84,931	58,315	51,280	142,009	219,804	108,774	102,243	96,727
Realizat [Mil. lei]	92,370	59,669	47,332	145,924	235,361	107,407	105,857	92,031
din care % mentenanță preventivă	36,4 %	42,2 %	50,7 %	68,4 %	65,8 %	70,0 %	74,9 %	65,9 %
Grad Realizare	109,8 %	102,3 %	92,3%	102,8 %	107,1 %	98,7%	103,5 %	95,1%

În anul 2020, a fost îndeplinită de către toți operatorii condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) al Procedurii, privitoare la obligația de realizare de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

-
-

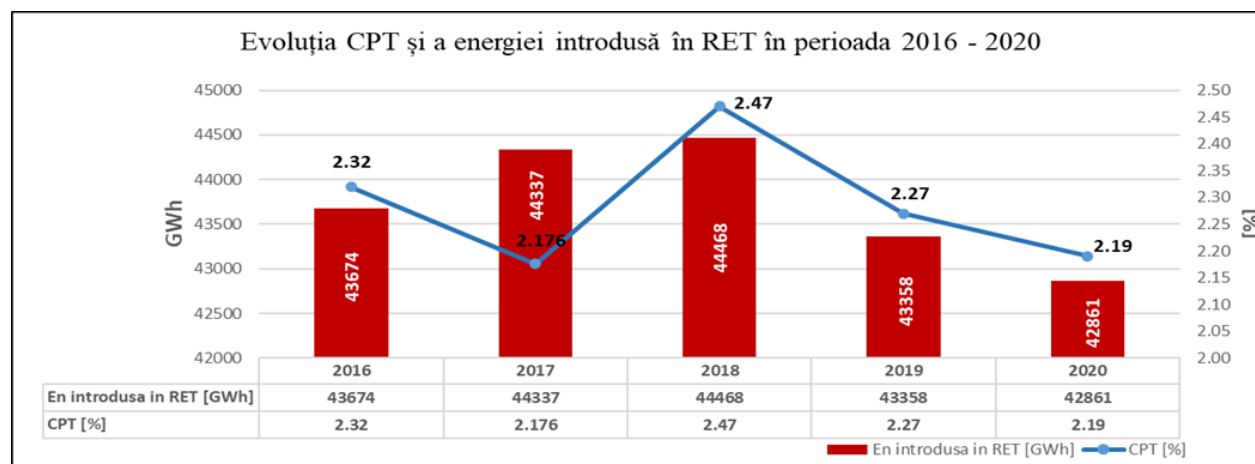
Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice, a duratei de reconectare după reparațiile planificate și după întreruperile neplanificate

Monitorizarea indicatorilor de performanță se prezintă în Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice și starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție - 2020 -, publicat pe site-ul ANRE la adresa: <https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>.

Indicatorii de performanță generali și de continuitate a serviciului de transport al energiei

Consumul propriu tehnologic în RET, determinat ca fiind diferența dintre energia electrică introdusă în RET și energia electrică extrasă din RET, raportată la energia electrică introdusă în RET.

În figura următoare este prezentată o situație comparativă a CPT în perioada 2016-2020:

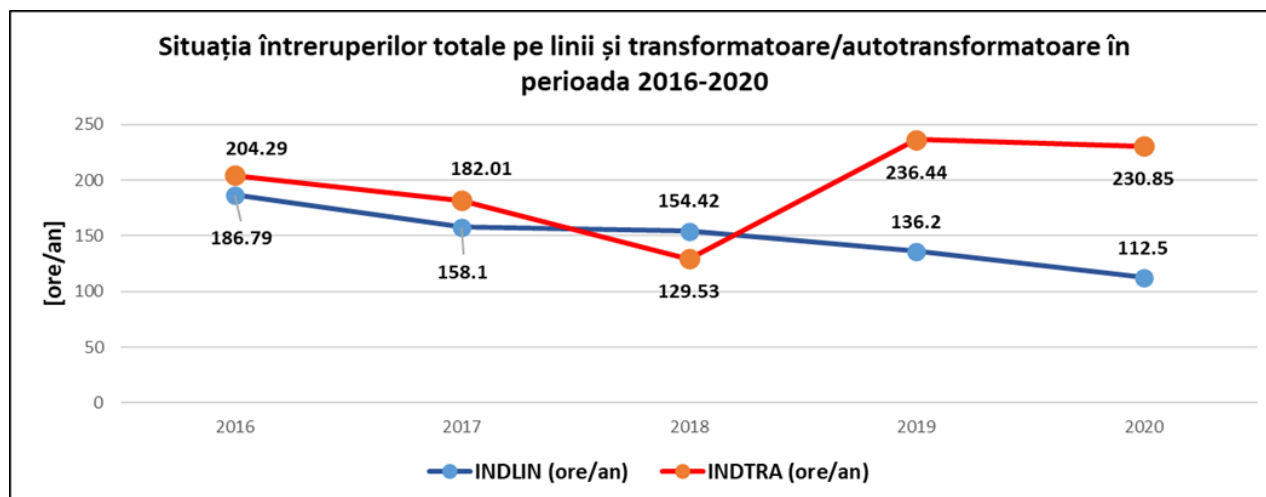


CPT-ul înregistrat în RET în anul 2020 a fost de 937,50 GWh, cu 4,87 % mai mic decât cel din anul 2019. Raportat la energia intrată în conturul RET s-a înregistrat un procent de 2,19 %, în scădere față de valoarea de 2,27 % corespunzătoare anului precedent.

Scăderea pierderilor s-a datorat în special distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și a repartiției mai favorabile a producției față de locurile de consum, dar și energiei mai reduse intrate în RET. Condițiile meteorologice (precipitații și vânt) au fost mai dezavantajoase în anul 2020 decât în anul anterior.

Energia intrată în conturul RET a scăzut în anul 2020 cu 1,15 % față de anul 2019, în condițiile în care consumul intern net, influențat semnificativ de măsurile restrictive luate în perioada pandemiei, în special în cea corespunzătoare stării de urgență, a înregistrat o scădere de cca. 3 %. Evoluția energiei intrate în RET a fost influențată de centralele electrice care debitează direct în RET, care au produs cu cca. 4,9 % mai puțină energie și de energia intrată din RED în RET, care a scăzut cu cca. 2,5 %, în condițiile în care importul SEN a crescut cu cca. 23 %.

Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor INDLIN și INDTRA care se determină în funcție de evenimentele planificate sau neplanificate (accidentale) și se raportează la lungimea exprimată în km pentru LEA din RET sau la puterea aparentă exprimată în MVA pentru transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile RET, este prezentată în figura de mai jos pentru perioada 2016-2020.



În anul 2020 acești indicatori au înregistrat valori în scădere față de valorile înregistrate în anul 2019, astfel:

Valoarea totală a INDLIN înregistrată în anul 2020 a fost cu aproximativ 17 % mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2019, reducerea majoră fiind înregistrată de indisponibilitatea determinată de evenimentele neplanificate, respectiv cu aproximativ 41% față de valoarea înregistrată în anul 2019.. Valoarea indisponibilității determinate de evenimentele programate a fost cu aproximativ 16 % mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2019. Factorii care au stat la baza evoluției acestui indicator au fost numărul scăzut de evenimente accidentale, precum și încadrarea în perioadele de retragere aprobate.dispecer.

În anul 2020 s-a înregistrat o indisponibilitate medie în timp a transformatoarelor (INDTRA) cu 2,36 % mai mică față de cea înregistrată în anul 2019. Modernizarea sistemelor de protecții și automatizări, instalarea sistemelor de monitorizare a parametrilor unităților de transformare precum și calitatea lucrărilor de mentenanță preventivă au condus la reducerea duratei de indisponibilitate accidentală a unităților de transformare.

Energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale ENS și Timpul Mediu de Întrerupere – AIT reprezintă indicatori de calitate privind continuitatea serviciului. În tabelul următor sunt sintetizate valorile ENS și AIT în perioada 2016-2020:

Indicator	2016	2017	2018	2019	2020	
ENS (MW h)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	38,62	0	0 / 476,66	8,983 / 0,249	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	11,85/ 2,05	0	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	224,69/ 264,70	289,46/ 1105,5 5	118,81 / 3088,8 3	91,784 / 6,532	287,98 / 0
AIT (min/ an)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0,36	0	0 / 4,52	0,0885 / 0,0024 5	0

Indicator	2016	2017	2018	2019	2020
- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0.113 / 0.019	0	0	0
- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	2,11/ 2,49	2,762 / 10,55	1,127 / 29,302	0,9047 / 0,0643	2,8374 / 0

Notă: Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciu de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016 impune înregistrarea valorilor pentru energia nelivrată la utilizatori, respectiv pentru energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată. Prima valoare reprezintă ENS/AIT înregistrată la utilizatori iar a doua reprezintă ENS/AIT înregistrată la producători din cauza întreruperilor de lungă durată.

În anul 2020 se constată o deteriorare a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice comparativ cu anul 2019, ce are la bază atât creșterea numărului de incidente cu energie nelivrată cât și creșterea cantității de energie nelivrată la consumatori.

Aceste valori au fost influențate în mare măsură de evenimentul accidental din data de 07.08.2020 din stația 400/110/20 kV Domnești, aflată în proces de rețehnologizare, eveniment în urma căruia s-a înregistrat o energie nelivrată consumatorilor de 190 MWh.

Indicatorii de performanță generali ai serviciului de sistem

În anul 2020 nu s-a solicitat/acordat ajutor de avarie.

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE este prezentată în tabelul următor:

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE [MWh/h]			
An	2018	2019	2020
ACE valoare medie	1,01	2,74	3,43
ACE valoare maximă	300	256	350
ACE valoare minimă	-206	-218	-102
Deviația standard	12,98	13,5	14,4

Valorile abaterii soldului cu corecția de frecvență se încadrează în cerințele impuse de regulamentele europene în vigoare.

Congestiile și restricțiile de rețea care au cauzat aceste congestii în anul 2020 sunt prezentate în tabelul următor:

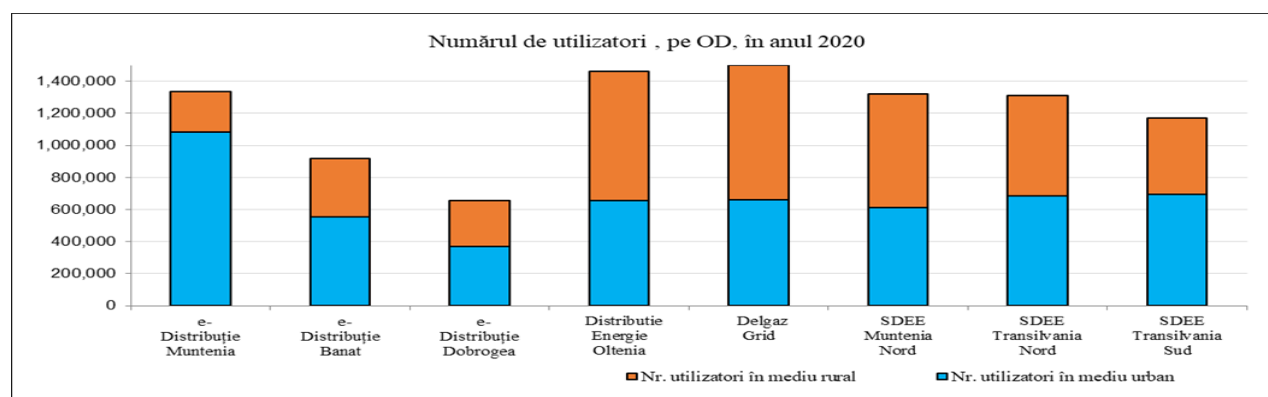
	Congestiile determinate de restricții de rețea apărute			
	în schema cu N elemente în funcțiune în RET și în rețeaua de 110kV a RED	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RET	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RED	la selecția eronată pe Piața de Echilibrare
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea [MWh]	-	-	-	21,217

	Congestii determinate de restricții de rețea apărute			
	în schema cu N elemente în funcțiune în RET și în rețeaua de 110kV a RED	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RET	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RED	la selecția eronată pe Piața de Echilibrare
Costul congestiilor [lei]	-	-	-	1.650,42

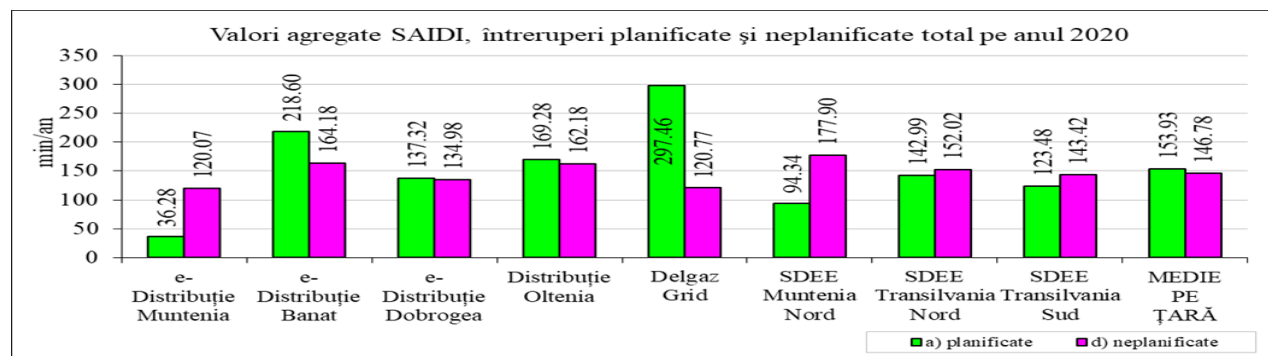
Dintr-o eroare, în ziua de 04.09.2020, în intervalul orar 15:35 – 16:00 s-a dispus, în afara ordinii de merit pentru reglajul terțiar rapid, reduceri de putere la unitățile dispecerizabile TA3 și TA6 Rovinari și respectiv TA5 și TA7 Turceni. Situația a fost corectată în vederea decontării, selecțiile fiind marcate ulterior ca utilizate pentru managementul congestiilor.

Indicatorii de continuitate a serviciului de distribuție a energiei electrice

La sfârșitul anului 2020 s-a înregistrat un număr de 9.673.106 utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori de distribuție (OD) concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, în creștere față de anii anteriori (9.673.106 în 2019, 9.448.823 în 2018, 9.332.511 în anul 2017, 9.260.396 în anul 2016), din care 5.315.561 în mediul urban (54,95% din total), respectiv 4.357.545 în mediul rural.



Indicatorul de continuitate în alimentare a utilizatorilor SAIDI, a înregistrat următoarele valori pentru 2020:

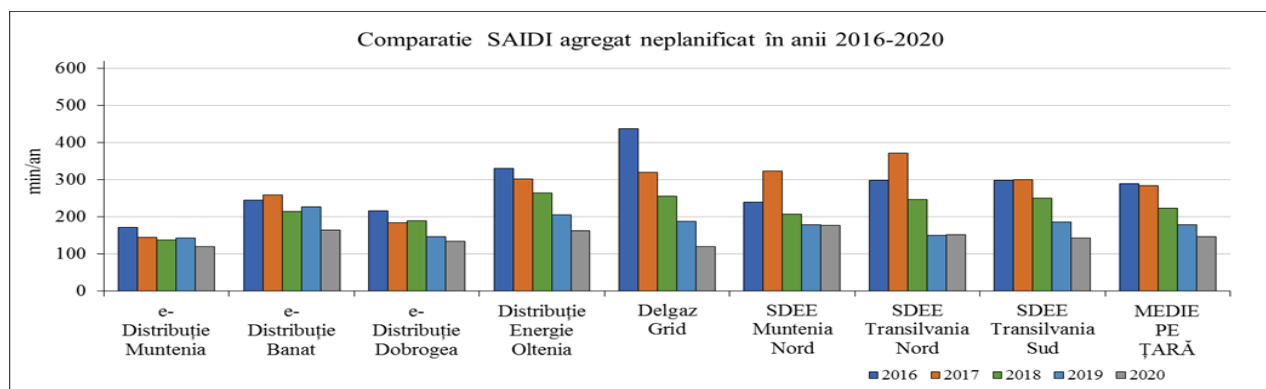
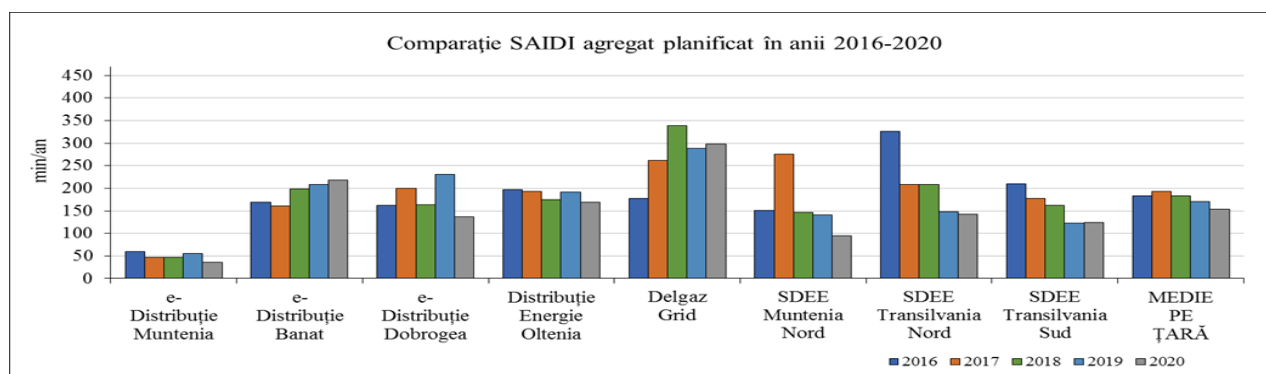


SAIDI întreruperi planificate înregistrează o scădere a valorii medii la 153,93 min/an față de valoarea de 171,1 min/an în anul 2019. Totuși, valoarea obținută se situează peste valoarea de circa 40 – 150 min/an înregistrată în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează o scădere la valoarea de 146,78 min/an față de 178,9

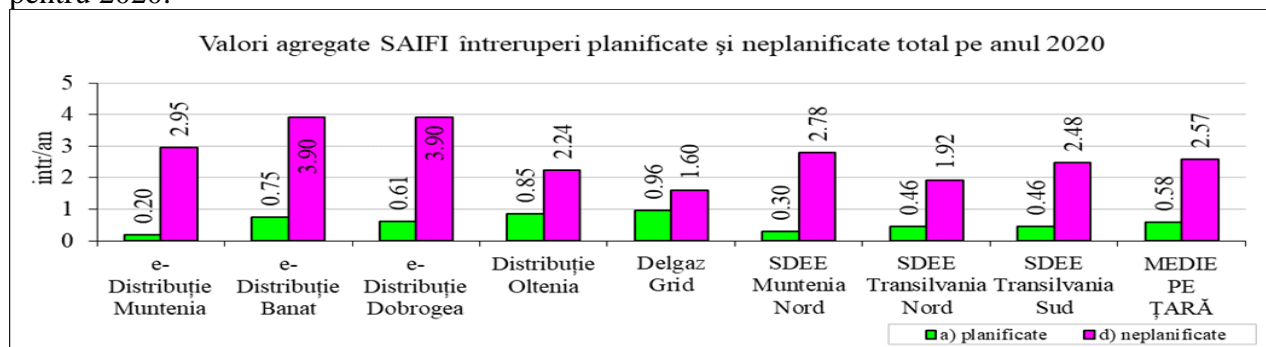
min/an în 2019, de asemenea mult peste valoarea de cca. 20 - 100 min/an în țările europene avansate.

Conform analizei realizate, în perioada 2016 – 2020 se observă o ușoară îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperi planificate și neplanificate.

Indicator	2016	2017	2018	2019	2020
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	183,5	193,1	183,6	171,1	153,93
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	289,9	283,9	224,1	178,9	146,78



Indicatorul de continuitate în alimentare a utilizatorilor SAIFI, a înregistrat următoarele valori pentru 2020:

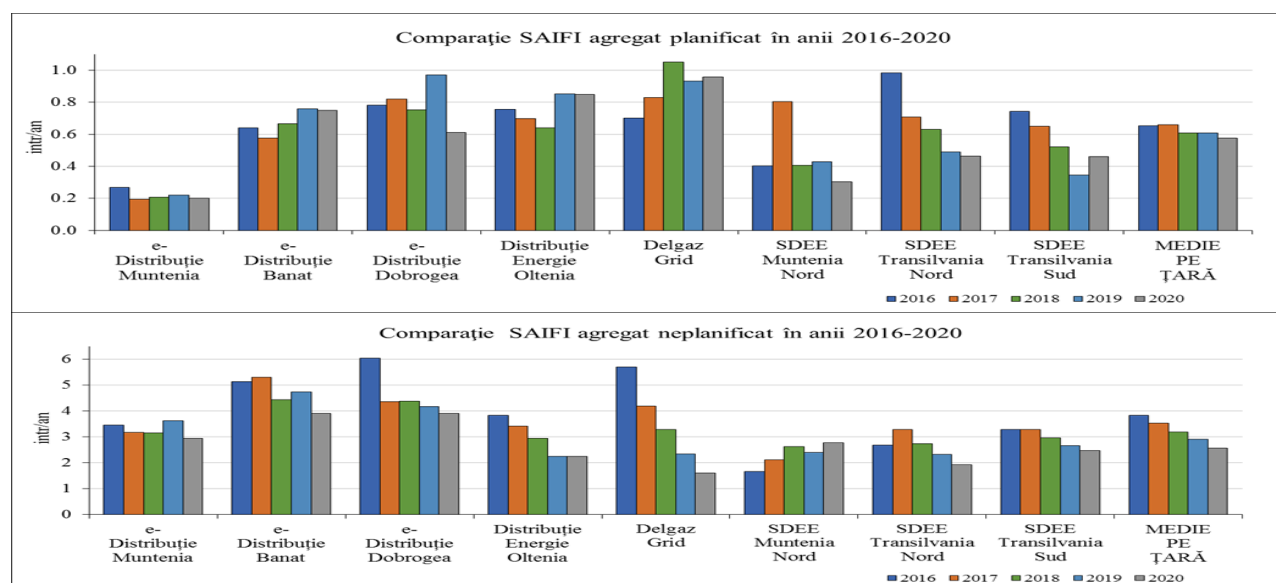


SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 0,58 într/an (similar valorii de 0,61 înregistrate în anul 2019) și se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într/an în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d)

a înregistrat o valoare medie pe țară de 2,57 într/an (față de 2,9 într/an în anul 2019), peste valoarea medie de cca. 1 - 2 într/an în țările europene avansate.

Conform analizei realizate, în perioada 2016 – 2020 se observă îmbunătățire nesemnificativă a valorilor SAIFI.

Indicator	2016	2017	2018	2019	2020
SAIFI intreruperi planificate (a) [într/an]	0,65	0,66	0,61	0,61	0,58
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [într/an]	3,83	3,54	3,2	2,9	2,57



Monitorizarea duratei de realizare și a costului racordărilor la rețeaua de distribuție a energiei electrice

Durata medie a procesului de racordare, care reprezintă timpul dintre data depunerii cererii de racordare cu documentația de justificare completă până la data punerii sub tensiune a instalației de utilizare, are următoarea repartizare pe OD:

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	92	146	130	90	53	81	47	59	87
	MT	509	446	377	171	167	67	152	89	247
	IT	0	470	0	-	-	-	-	-	470

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 87 zile la nivelul întregii țări (față de 96 în anul 2019 și 89 zile în anul 2018), situându-se între 47 zile la SDEE Transilvania Nord și 146 zile la E-Distribuție Banat. Se înregistrează performanțele cele mai scăzute, comparativ cu media pe țară, în cazul operatorilor E-Distribuție Banat, E-Distribuție Dobrogea (similar situației anului 2019).

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 247 zile la nivelul întregii țări (față de 254 în anul 2019 și 235 zile în anul 2018), cu o valoare minimă de 67 zile la SDEE Muntenia Nord și o valoare maximă de 509 zile la E-Distribuție Muntenia. Se remarcă o performanță scăzută a operatorilor E-Distribuție Muntenia, E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea (similar situației anului 2019).

Costul mediu al procesului de racordare are următoarea repartizare pe OD:

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei]1)	JT	900	2.313	1.514	1.383	2.996	3.649	2.580	2.000	2.167
	MT	155.005	230.154	65.370	37.299	104.741	114.690	113.276	118.730	117.408
	IT	-	-	-	-	-	7.280.482)	-	6.308.4693)	6.794.475

Cost mediu de racordare pe utilizator racordat, achitat operatorului de distribuție (tarif pentru emiterie ATR + cost studiu de soluție + tarif de racordare);

Lucrare stație de transformare 110/27,5kV pentru consumatorul CFR SA Bucuresti – SRCF Galati, lucrare în derulare

Lucrare eliberare amplasament Autostrada Brașov-Cluj-Borș secțiunea 1C-Sighișoara-Târgu Mureș Subsecțiunile 2 și 3 Târgu Mureș-Ungheni-Ogra și drum de legătură –Subsecțiunea 2 Târgu Mureș –Ungheni km 0+000-km 4+500 și drum de legătură –Mutări și protejări instalații electrice 110 kV. Lucrarea în cauza încă nu a fost finalizată.

Costul mediu de racordare la JT a fost de 2.167 lei la nivelul întregii țări (față de 2.415 în anul 2019, 1.775 lei în 2018 și 1.884 lei în 2017) cu o valoare minimă de 900 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 3.649 lei la SDEE Muntenia Nord.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 117.408 lei la nivelul întregii țări (față de 98.272 în anul 2019, 92.033 lei în 2018 și 68.645 lei în 2017) cu o valoare minimă de 37.299 lei la Distribuție Energie Oltenia și o valoare maximă de 155.005 lei la E-Distribuție Muntenia.

Monitorizarea investițiilor în rețelele electrice

Monitorizarea investițiilor în rețelele electrice se prezintă în Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice și starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție - 2020 -, publicat pe site-ul ANRE la adresa: <https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>.

Monitorizarea proiectelor de investiții în capacități de interconexiune transfrontalieră

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est "NSI East Electricity": interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile".

În Regulamentul (UE) nr. 347/2013 sunt definite criteriile de selectare și evaluare a proiectelor de interes comun (PCI) pentru a fi eligibile pentru includerea de către Comisia Europeană pe listele următoare ale Uniunii; propunerile de proiecte privind transportul și depozitarea energiei electrice trebuie să facă parte din cel mai recent plan decenal de dezvoltare a rețelei pentru energia electrică, elaborat de ENTSO-E.

Valoarea capacității de interconexiune a rețelei electrice de transport (RET) este în prezent de 10-11 %, în urma actualizării puterilor instalate în SEN ale grupurilor incluse în licențele de exploatare comercială și creșterii valorilor NTC pe granița cu Bulgaria de la valori de 25-300 MW la 900 MW prin eliminarea unor congestii interne în rețeaua de transport a OTS bulgar, ESO-EAD.

În ceea ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15 % pentru anul 2030 propus în Comunicarea Comisiei Europene nr. 330/2014 (Strategia Energetică Europeană) și operaționalizat prin Comunicarea Comisiei Europene nr. 718/2017 privind consolidarea rețelelor energetice europene, acesta ar trebui să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și realizarea celorlalte proiecte incluse în Planul de dezvoltare a RET.

În lista a patra europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), sunt incluse următoarele PCI:

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”, format din:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței;

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”, format din:

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița –Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Aceste proiecte se regasesc de asemenea ca proiecte candidate pe lista a 5-a de Proiecte de Interes Comun (PCI).

Pe baza raportărilor periodice ale OTS, în conformitate cu prevederile art. 45 alin. (3) din *Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 204/2019, stadiul actual al proiectelor de interes comun cuprinse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2020-2029, este următorul:

Cod PDRET 2020-2029	Cod TYNDP 2018	Cod PCI	Descriere	Programat PIF	Etape restante
F.4	138.275	3.8.5	LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș	2024	Emiterea Hotărârii de Guvern pentru transferul dreptului de administrare și de schimbare a folosinței; Emiterea Hotărârii de Guvern pentru

					scoaterea temporară sau definitivă din circuitul agricol; Emiterea Hotărârii de Guvern pentru scoaterea temporară sau definitivă din Fondul forestier național; Finalizarea procedurii de expropriere; Derularea procedurii de achiziție și semnarea contractului de execuție; Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2020-2029: 2022-2024
F.5+ F.6+ F.7+ F.8	138.273	3.8.4	LEA 400 kV Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței	2023	Obținerea de către executant a Autorizației de Construire pentru lucrările de extindere cu două celule 400 kV a stației Gura Ialomiței; Emiterea Ordinului de Ministru pentru scoaterea definitivă și temporară din Fondul forestier național a suprafeței de 6,513 ha; Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2020-2029: 2020-2023.
-	144.238	3.22.1	LEA 400 kV Reșița – Pancevo	2018	Lucrările de execuție s-au finalizat în data de 30.03.2018. Exploatarea comercială va începe după finalizarea stației 400kV Reșița.
F.1.1+ F.1.2	144.269	3.22.2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița	2025	Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2020-2029: 2020-2025.
F.2.1+ F.2.2	144.270	3.22.3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Timișoara	2025	Completarea și depunerea dosarului de candidatură la Ministerul Energiei-ACPIC, conform prevederilor Regulamentului UE 347/2013, art. 10 pct.1; Obținerea Avizelor Direcțiilor județene de Cultură Caraș Severin și Timișoara; Obținerea Acordului de mediu; Obținerea Autorizațiilor de construire; Obținerea HG aprobare amplasament și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere al lucrării de utilitate publică de interes național – documentația este în lucru; Execuția lucrărilor (LEA 400 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz) propusă în Planul de dezvoltare RET 2020-2029: 2021-2025; Execuția lucrărilor (stațiile 400kV și 110kV Timișoara) propusă în Planul de dezvoltare RET 2020-2029: 2020-2025.
F.3.1+	144.270	3.22.4	Trecerea la	2027	Este în curs de elaborare proiect tehnic

F.3.2+ F.3.3			tensiunea de 400 kV a LEA 220kV Arad - Timisoara/Sacalaz, inclusiv construirea stației de 400kV Sacalaz și extinderea stației Arad	și caietul de sarcini. Sunt în curs de obținere acordurile solicitate în certificatele de urbanism; Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare RET 2020-2029: 2022-2027
-----------------	--	--	--	--

Monitorizarea realizării planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani

Planul de dezvoltare a RET se actualizează la fiecare doi ani, astfel încât la data elaborării actualului Raport de activitate, este în vigoare Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2020-2029, care a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 3387/9.12.2020, document publicat pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa: <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planului-de-dezvoltare-ret-2020-2029>.

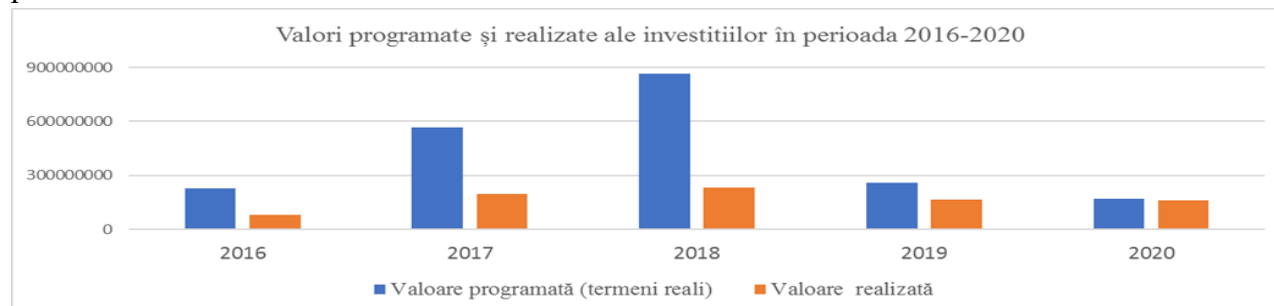
Categoriile de lucrări cuprinse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2020-2029 în vigoare și stadiul acestora la sfârșitul anului 2020 sunt prezentate în tabelul următor:

Categorie de investiții	Stadiu lucrărilor de investiții din PDRET 2020-2029			
	Total lucrări	Finalizat	În termen	Întârziat
A - Retehnologizarea RET existente	55	2	49	4
C - Siguranța alimentării consumului	8		8	
D - Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova	8		7	1
E - Integrarea producției din centrale - alte zone	2		1	1
F - Creșterea capacității de interconexiune	14	1	12	1
G - Platforma integrată de conducere operativă a SEN + Înlocuire componente sistem EMS SCADA Areva + Înlocuire componente suport ale platformei Pieței de Echilibrare	2	1	1	
H - Sistem de contorizare și management date de măsurare a energiei electrice pe piața angro	1		1	
J - Management sisteme informatice și telecomunicații	1		1	
K - Infrastructură critică	1	1		
TOTAL	92	5	80	7

Monitorizarea realizării planului de investiții al OTS pentru anul 2020

Evoluția valorilor investițiilor planificate/realizate *din surse proprii* în perioada 2016-2020 se

prezintă astfel:



	2016	2017	2018	2019	2020
Plan [lei] ¹⁾	256.300.431	587.335.286	887.058.261	259.947.721	179.916.000 ²⁾
PIF 2020 [lei]	81.392.087	197.358.724	235.739.485	165.411.524	169.198.004 ²⁾

Notă:

- 1) Valorile programate sunt exprimate în termeni nominali ai anului respectiv
- 2) Valorile programate și realizate includ proiectele suplimentare: Retehnologizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord și Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz

Conform prevederilor Procedurii, OTS avea obligația de a realiza în anul 2020 din surse proprii investiții care au ca rezultat mijloace fixe aparținând rețelei în valoare de cel puțin 95 % din valoarea totală prognozată a acestora cuprinsă în planul aprobat de ANRE, cu posibilitatea de recuperare a investițiilor întârziate în primele 10 luni ale anului 2021.

Principalele lucrări finalizate în anul 2020 au fost retehnologizarea stației 220/110 kV Oțelărie Hunedoara și retehnologizarea parțială a stațiilor 440/110/20 kV Domnești, 400(220)/110/20 kV Munteni, 220/110/20 kV Ungheni, 220/110 kV Craiova Nord și 220/110 kV Iaz, înlocuiri de unități de transformare în stațiile 220/110 kV Baia Mare 3, Alba Iulia, Târgoviște, FAI, precum și instalări de bobine de compensare în stațiile 400kV București Sud, Arad, Brașu și Domnești.

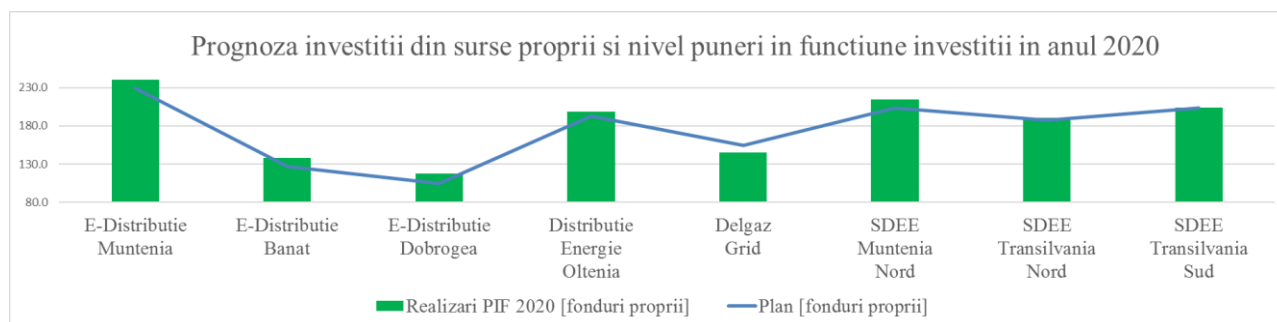
Monitorizarea realizării planurilor de investiții ale OD pentru anul 2020

Stabilirea necesarului de lucrări de investiții și de mentenanță în rețelele electrice de distribuție la un nivel astfel dimensionat încât să se asigure siguranța, fiabilitatea și eficiența acestora este responsabilitatea exclusivă și obligația legală a operatorilor de distribuție. Aceștia stabilesc programe de investiții și de mentenanță fundamentate pe analize și evaluări efectuate în cadrul activității de management al activelor.

Valoarea investițiilor realizate din surse proprii de operatorii de distribuție concesionari și puse în funcțiune în anul 2020, în milioane lei, se prezintă astfel:

	E-Distributie Munteni	E-Distributie Banat	E-Distributie Dobroge	Distributie Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL

	a		a						
Plan	229.3	126.6	104.8	192,8	154,5	203,2	187,1	203.2	1401,5
PIF 202 0	240.5	138.2	117.5	198.6	145.4	214.6	190.2	204.3	1449, 2



Tipul lucrărilor realizate în rețelele electrice de distribuție în anul 2020 se prezintă în tabelul următor:

Tip	Denumire categorie	Valoare totală realizată [lei]	din care surse proprii:
	TOTAL, din care:	2.088.466.221	1.449.235.902
A	ESENTIALE - Total (A1+A2+A3+A4)	390.573.637	386.990.026
A1	Retehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii, care au parametri tehnici necorespunzători	306.074.725	302.491.114
A2	Înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu	84.498.912	84.498.912
A3	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0	0
B	NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)	1.456.005.049	820.358.339
B1	Înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație	3.928.130	3.928.130
B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de retnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	225.674.090	225.674.090
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	306.533.581	302.000.305
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	113.675.196	96.194.182
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	98.872.226	238.483.748
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	707.321.827	96.435.386

C	JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3+C4+C5)	241.887.535	241.887.535
C1	Achiziția de echipamente pentru asigurarea securității muncii și achiziția de echipamente de lucru	82.977.812	82.977.812
C2	Îmbunătățirea condițiilor de muncă	53.070.088	53.070.088
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	1.908.108	1.908.108
C4	Înlocuirea grupurilor de măsurare și înlocuiri ale unor părți componente ale mijloacelor fixe	94.671.598	94.671.598
C5	Înlocuiri în urma incidentelor	9.259.930	9.259.930

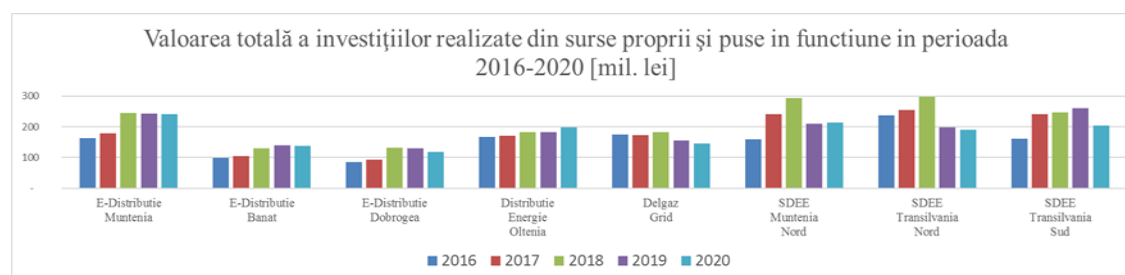
Se constată că din valoarea totală a lucrărilor de investiții realizate în anul 2020, lucrările de investiții realizate din surse proprii reprezintă 71 %.

Evoluția volumului investițional din surse proprii ale operatorilor de distribuție a energiei electrice concesiionari în perioada 2016 – 2020, se prezintă astfel:

Aspecte privind funcționarea tehnică (managementul congestiilor de rețea, standarde de performanță, securitatea rețelei, racordarea la rețea, cooperarea tehnică a OTS cu terții, realizarea investițiilor în capacități de producere în raport cu siguranța în funcționare)

Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani

ANRE monitorizează prognoza balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani, implicit planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producere în baza informațiilor și analizelor prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET pe 10 ani și a planului de investiții în RET.



Network tariffs

Evoluția cadrului de reglementare privind metodologiile de stabilire a tarifelor reglementate în domeniul energiei electrice în cursul anului 2020

Aprobarea Ordinului ANRE nr. 207/28.10.2020

- Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobată prin Ordinul ANRE nr. 169/2018, cu modificările și completările ulterioare, a intrat în vigoare în anul 2018, anul de referință al perioadei a patra de reglementare.

- Prin Ordinul președintelui ANRE nr. 207/28.10.2020 s-a aprobat modificarea și completarea unor prevederi din Metodologie în scopul creșterii gradului de rigurozitate și pentru clarificarea unor dispoziții, precum și pentru armonizarea prevederilor Metodologiei cu reglementări ale ANRE emise ulterior aprobării Ordinului nr. 169/2018, referitoare la situația fuziunii operatorilor de distribuție în timpul unei perioade de reglementare, aplicabile grupului Electrica.
-
- Aprobarea Ordinului ANRE nr. 177/07.10.2020 privind modificarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari, aprobată prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 102/2016
- Modul de calcul și de aplicare a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de către un operator economic, deținător al unei rețele electrice de distribuție, dar care nu are încheiat contract de concesiune a serviciului de distribuție în condițiile legii este stabilit prin Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 102/2016.
- Prin Ordinul ANRE nr. 177/07.10.2020 s-a aprobat modificarea și completarea unor prevederi din Metodologie având în vedere noile modificări legislative introduse prin Legea nr. 155/2020 pentru modificarea și completarea Legii energiei și a gazelor naturale nr. 123/2012 și privind modificarea și completarea altor acte normative, cu referire la stabilirea tarifelor pentru serviciul de distribuție dintr-un sistem de distribuție închis.
-
- Aprobarea Ordinului ANRE nr. 75/06.05.2020 pentru stabilirea ratei reglementate a rentabilității capitalului investit aplicate la stabilirea tarifelor pentru serviciile de distribuție, de transport și de sistem a energiei electrice și gazelor naturale până la sfârșitul perioadei a patra de reglementare și de modificare a unor acte normative emise de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei.
- Prin Ordinul ANRE nr. 75/06.05.2020 a fost aprobată valoarea de 6,39% a ratei reglementate a rentabilității capitalului investit, aplicate la stabilirea tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție, de transport și de sistem din domeniul energiei electrice și gazelor naturale prestate de operatorii de rețea/sistem.
- Decizia ANRE nr. 1047 din 24.06.2020 pentru aprobarea machetelor de monitorizare a cheltuielilor și veniturilor operatorilor de distribuție a energiei electrice concesionari și a ghidului de completare a acestora.
- Prin Decizia ANRE nr. 1047/24.06.2020 au fost aprobate machetele prin care operatorii de distribuție raportează date relevante care reflectă activitatea acestora, respectiv cheltuieli, venituri, bilanț de energii. Revizuirea machetelor de monitorizare a activității operatorilor de distribuție a energiei electrice concesionari și a ghidului privind completarea acestora, aprobate prin Decizia ANRE nr. 1713/2014, a fost determinată de necesitatea adaptării raportărilor operatorilor de distribuție a energiei electrice concesionari la noile modificări ale reglementărilor ANRE, respectiv ale Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 169/2018 cu modificările și completările ulterioare.
- În procesul de revizuire a machetelor de monitorizare s-au urmărit următoarele obiective: asigurarea unui set de informații necesare, suficiente și concludente pentru o monitorizare eficientă, creșterea gradului de transparență în procesul de verificare a datelor utilizate pentru stabilirea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, asigurarea unui mod de raportare unitară a informațiilor privind cheltuielile și veniturile operatorilor de distribuție a energiei electrice concesionari.

Aprobarea Ordinului ANRE nr. 153 din 27.08.2020 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 171/2019.

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 171/2019, a intrat în vigoare în anul 2019, anul de referință al perioadei a patra de reglementare.

În vederea implementării noului pachet de reglementări europene, în mod special Regulamentul (UE) 2019/943 și Regulamentul (UE) 2017/2195, prin Ordinul 153/2020 s-au armonizat metodologiile de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice și a tarifului pentru serviciul de sistem, respectiv Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 171/2019 și Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 45/2017, cu modificările ulterioare, cu prevederile reglementărilor europene antemenționate.

În acest sens s-a procedat la integrarea, începând cu 1 ianuarie 2021, a componentei aferente serviciului funcțional de sistem în serviciul de transport, unificarea fiind posibilă datorită faptului că principiile și regulile de stabilire a veniturilor și a tarifelor sunt similare.

Totodată, ordinul cuprinde și modificări și completări ale Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2019 în scopul creșterii gradului de rigurozitate și pentru clarificarea unor referitoare la acceptarea unor costuri aferente serviciului, precum și pentru armonizarea prevederilor metodologiei cu ordinele ANRE emise ulterior Ordinului ANRE nr. 171/2019, respectiv abrogarea prevederilor referitoare la tratamentul investițiilor, care au fost incluse în Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice.

Aprobarea Ordinului președintelui ANRE nr. 180 din 14.10.2020 privind modificarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 45/2017.

Corelat cu modificările prevăzute în Ordinul ANRE nr. 153/2020, prin ordin s-a modificat Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 45/2017, în sensul eliminării prevederilor referitoare la principiile și regulile de stabilire a tarifului pentru serviciul funcțional de sistem care au fost preluate în Ordinul ANRE nr. 153/2020. Astfel, începând cu 1 ianuarie 2021, tariful pentru serviciul de sistem prestat de OTS se va calcula numai pe baza venitului reglementat aprobat pentru achiziția serviciilor denumite servicii tehnologice de sistem. Totodată, Ordinul de modificare cuprinde și modificări și completări ale Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem pentru clarificarea unor aspecte la modul de calcul al prețului reglementat pentru furnizarea de STS - energia reactivă necesară pentru reglajul tensiunii în RET și la stabilirea costurilor estimate cu serviciile tehnologice de sistem.

Aprobarea tarifelor reglementate aferente rețelelor electrice de interes public în cursul anului 2020

Tarifele reglementate de rețea, pe care ANRE le aprobă în domeniul energiei electrice conform prevederilor legale, se percep de operatorii de rețea pe baza contractelor reglementate pentru racordarea la rețea, respectiv pentru utilizarea rețelei și anume pentru serviciul de transport și de sistem și pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice

Potrivit prevederilor Metodologiei de stabilire a tarifelor de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2019, cu modificările și completările ulterioare, în primul an al perioadei de reglementare (anul 2020) are loc reproiectarea tarifelor pentru perioada de reglementare în curs ca rezultat al reluării procedurii de liniarizare a veniturilor, urmare a actualizării venitului țintă inițial cu luarea în considerare a datelor aferente anului de referință, respectiv anul 2019.

Astfel, venitul țintă inițial pentru perioada a IV-a de reglementare s-a stabilit ca sumă între costurile și veniturile aferente serviciului de transport al energiei electrice, actualizate pe baza valorilor realizate în anul de referință și costurile și veniturile necesare OTS pentru realizarea serviciului funcțional de sistem.

Diferența de venituri pentru primul an al perioadei de reglementare reprezintă o corecție eşalonată pe perioada de reglementare în curs, prin includerea acestuia la stabilirea veniturilor liniarizate.

Totodată, pentru determinarea tarifelor de transport al energiei electrice pentru anul 2021 au fost calculate și aplicate corecțiile de închidere ale perioadei de tranziție (semestrul II 2019), corecția de inflație aferentă închiderii perioadei a treia de reglementare (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019) și au fost revizuite valorile mijloacelor fixe incluse în baza reglementată a activelor.

Astfel, prin Ordinul președintelui ANRE nr. 214/09.12.2020, au fost aprobate următoarele tarife aplicabile în anul 2021:

Specificație:	U.M.	Nivel aprobat
Tarif mediu transport	lei/MWh	20,55
Tarif transport- componenta de introducere a energiei electrice în rețea (T _G)	lei/MWh	1,30
Tarif transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețele (T _L)	lei/MWh	19,22

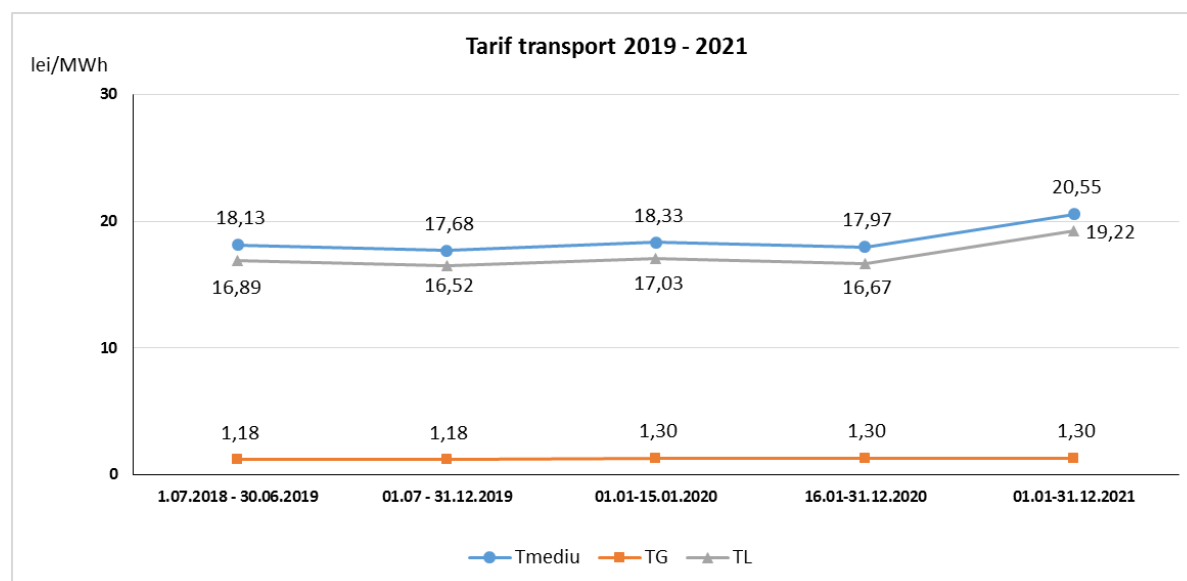
Față de tarifele în vigoare, tariful mediu de transport și tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețele prezintă o creștere de 0,44%, respectiv 0,33% față de tarifele aprobate anterior, iar tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea a fost menținut la nivelul aprobat prin Ordinul ANRE nr. 218/11.12.2019.

Precizăm că majorarea celor două tarife se datorează includerii de la 1 ianuarie 2021 în serviciul de transport a costurilor cu serviciul funcțional de sistem după cum se prezintă în tabelul următor:

Specificație	U.M.	Tarife 2020	Tarife 2021
Tarif mediu transport	lei/MWh	17,97	20,55
Tarif transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețele (T _L)	lei/MWh	16,67	19,22
Tarif serviciul funcțional de sistem	lei/MWh	2,49	-
Tarif mediu transport plus tarif serviciul funcțional de sistem	lei/MWh	20,46	20,55

Tarif transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețele plus tarif serviciul funcțional de sistem	lei/MWh	19,16	19,22
---	---------	-------	-------

- Întrucât tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețele se menține constantă pe toată perioada a IV-a de reglementare, costurile aferente serviciului funcțional de sistem au fost preluate în tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice în rețele.
- Evoluția tarifului mediu de transport, a tarifului de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețele și a tarifului de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețele în perioada 2019 – 2021, se prezintă în figura următoare:



Tarifele pentru serviciul de sistem și prețurile reglementate pentru furnizarea de către producători a serviciilor tehnologice de sistem

Tarifele pentru serviciul de sistem

Tarifele pentru serviciul de sistem se determină pe baza Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2017, cu modificările și completările ulterioare. Conform Metodologiei menționate, până la data de 1 ianuarie 2021, tariful pentru serviciul de sistem a avut două componente: tariful pentru serviciile funcționale de sistem (SFS) și tariful pentru serviciile tehnologice de sistem (STS).

Acestea se revizuiuau începând cu data de 1 iulie a fiecărui an. Prin urmare, în perioada aprilie – iunie 2020, ANRE a analizat propunerea de fundamentare transmisă de OTS, a stabilit și a aprobat prin Ordinul ANRE nr. 142/29.06.2020 tarifele pentru perioada 1 iulie 2020 – 30 iunie 2021, după cum urmează:

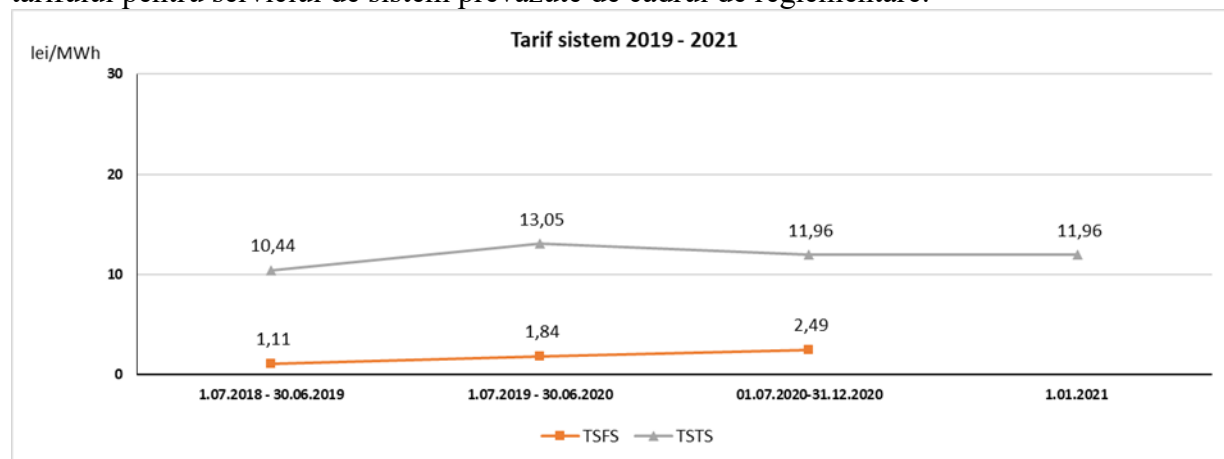
Specificație	U.M	Nivel aprobat
Tarif pentru serviciul de sistem, din care:	lei/MWh	14,45
tarif pentru serviciile tehnologice de sistem	lei/MWh	11,96
tarif pentru serviciul funcțional de sistem	lei/MWh	2,49

Precizăm că prin tariful pentru serviciile tehnologice de sistem se acoperă costurile de achiziție a rezervelor de putere de la producători, iar prin serviciul funcțional de sistem costurile proprii ale OTS cu acest serviciu.

Față de tariful aprobat anterior pentru perioada 2019-2020, suma celor două tarife propuse pentru serviciul de sistem (SFS+STS) a avut o ușoară scădere față de tarifele anterioare, determinată de reducerea tarifului pentru STS, ca urmare a reducerii prețurilor de achiziție a rezervelor necesare în vederea asigurării siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național, dar și a cantităților de rezerve.

Prin Ordinul ANRE nr. 214/09.12.2020, s-a aprobat tariful pentru serviciul de sistem care a rezultat la nivelul anterior, aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 142/29.06.2020.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifului pentru serviciul de sistem în perioada 2019-2021, exprimat în termeni nominali ai fiecărui an, care reflectă modificările componentelor tarifului pentru serviciul de sistem prevăzute de cadrul de reglementare:



Prețurile pentru furnizarea serviciilor tehnologice de sistem

În conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 45/2017, cu modificările și completările ulterioare, serviciile tehnologice de sistem se achiziționează în regim concurențial, cu excepția celor furnizate în conformitate cu prevederile stabilite prin acte normative specifice, precum și de către producătorii selecționați de OTS astfel încât să fie evitată transformarea poziției dominante pe piața concurențială de energie electrică în abuz de poziție dominantă pe segmentul respectiv.

Prin Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 26/2018 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică s-a stabilit că pentru menținerea nivelului de siguranță a Sistemului Electroenergetic Național, Societatea Complexul Energetic Hunedoara S.A. are obligația de a furniza servicii tehnologice de sistem către Operatorul de transport și sistem la o valoare a puterii electrice de cel puțin 400 MW.

Prin Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 103/2020, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 565/29.06.2020, termenul de aplicare a măsurilor prevăzute de Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 26/2018 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică s-au prorogată până la data de 31 decembrie 2020.

Astfel, prin punerea în aplicare a prevederilor legale menționate mai sus, în anul 2020 ANRE a aprobat achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat, cu precizarea volumelor și a prețurilor reglementate, după cum urmează:

- prin Decizia ANRE nr. 1078/29.06.2020 privind prețul reglementat pentru achiziția serviciilor tehnologice de sistem-energie reactivă, furnizate de Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale "Hidroelectrica" S.A.;
- prin Decizia ANRE nr. 1211/08.07.2020 privind prețul reglementat de achiziție a serviciului tehnologic- rezervă terțiară lentă furnizat de Societatea Complexul Energetic Hunedoara S.A, pentru perioada iulie –decembrie 2020.

Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii de distribuție a energiei electrice aplicate în perioada 2019-2021 clienților finali, în funcție de nivelurile de tensiune la care locurile de consum ale acestora sunt racordate la rețelele electrice de distribuție, exprimate în termeni nominali:

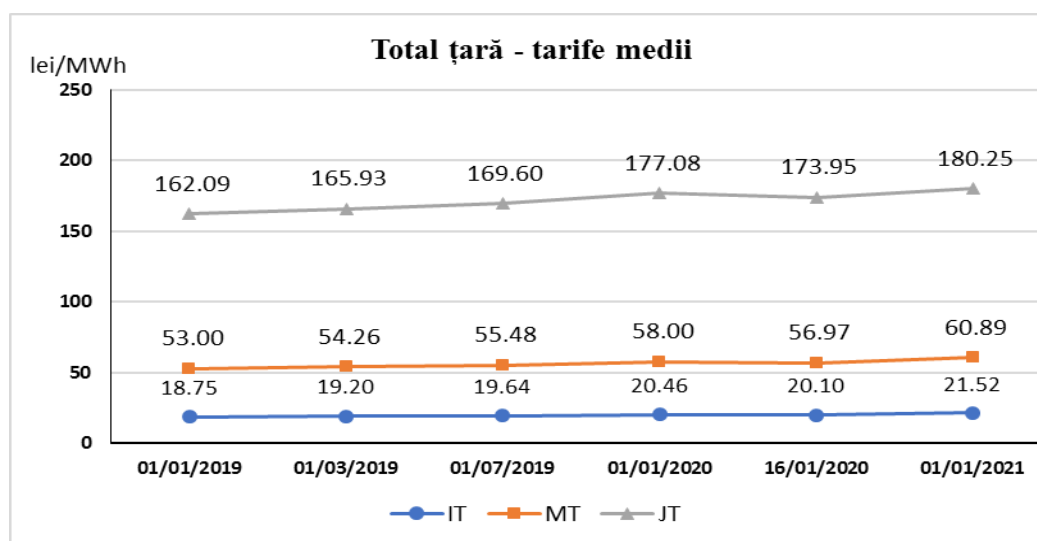
În trimestrul IV al anului 2020 ANRE a analizat solicitările fundamentate ale operatorilor și a aprobat, prin Ordinele ANRE nr. 215 până la 222 din 9 decembrie 2020, tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aplicate de către operatorii de distribuție concesionari începând cu data de 01 ianuarie 2021.

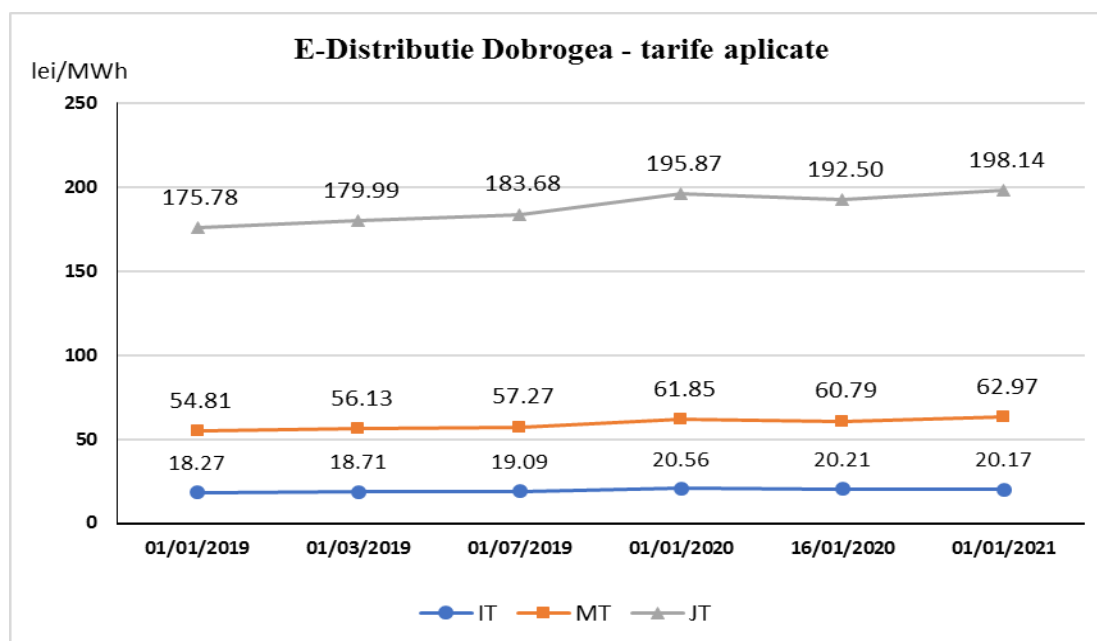
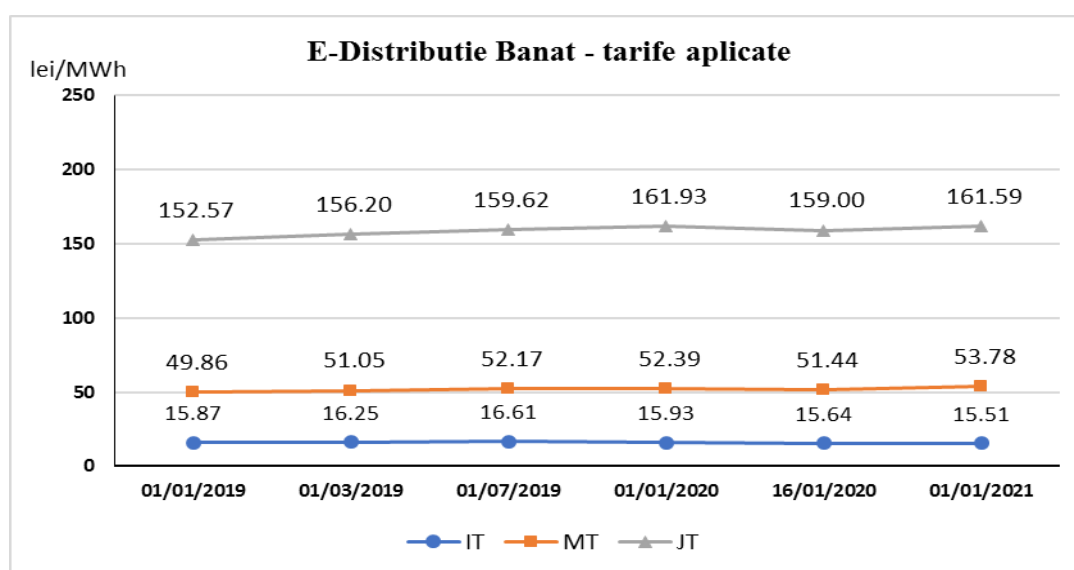
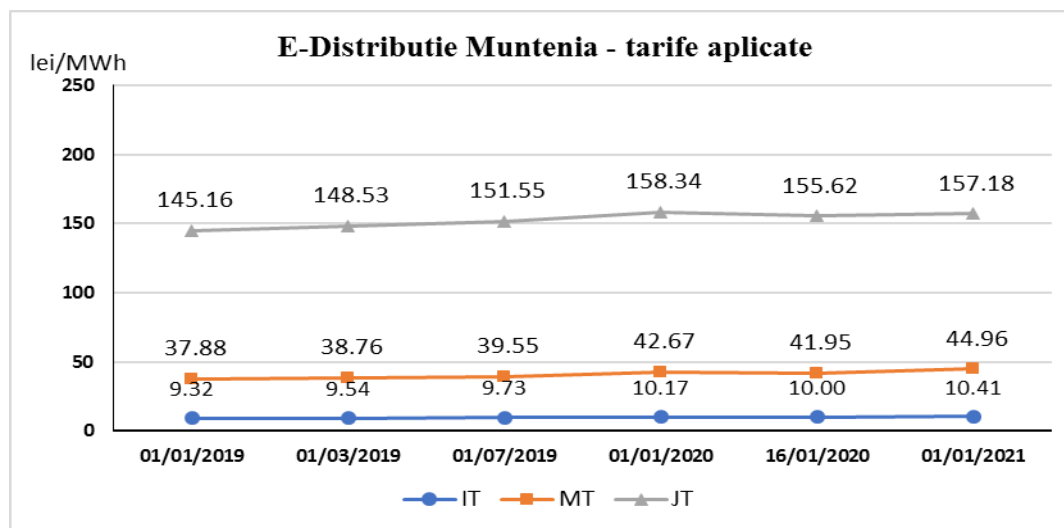
Astfel, tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, calculate ca medie ponderată a tarifelor specifice aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari aplicabile de la 01 ianuarie 2021 cu cantitățile distribuite de energie electrică sunt următoarele:

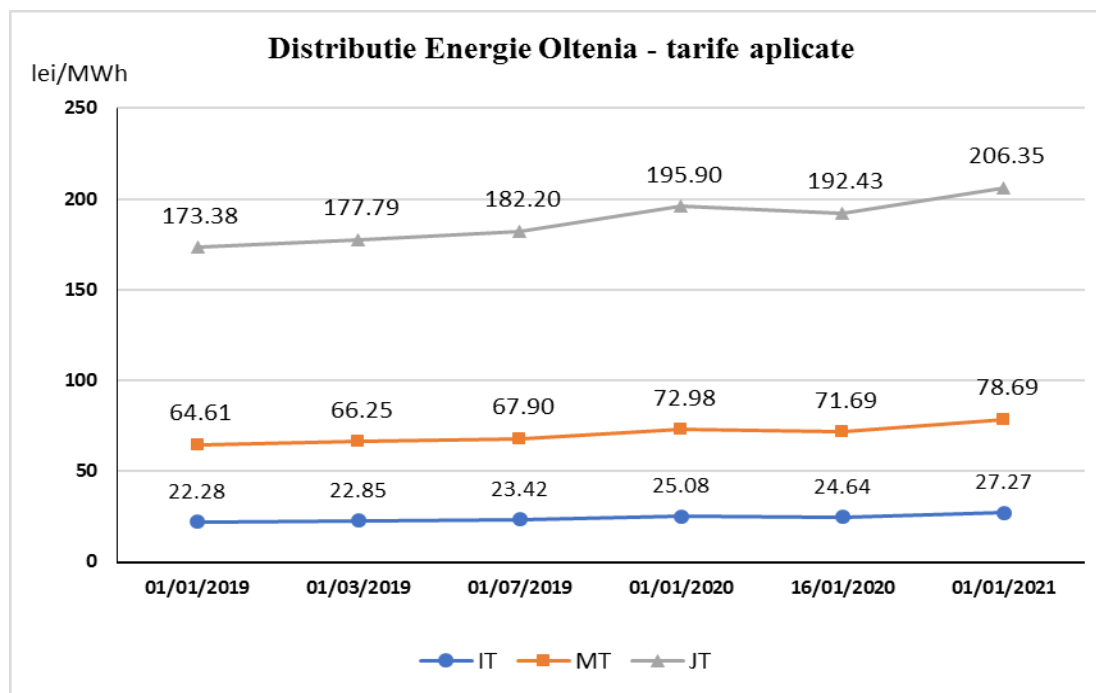
tariful specific mediu pentru înaltă tensiune – 21,52 lei/MWh,
tariful specific mediu pentru medie tensiune – 39,37 lei/MWh,
tariful specific mediu pentru joasă tensiune – 119,36 lei/MWh.

Față de valorile tarifelor medii specifice aplicabile de la 16 ianuarie 2020, tarifele medii au înregistrat o creștere de 7,07 % la înaltă tensiune, 6,77 % la medie tensiune și 2,04 % la joasă tensiune, care se aplică inclusiv pentru clienții casnici. Astfel, tarifele de distribuție aprobate se situează la un nivel comparabil cu cel al tarifelor aplicate în anul 2016, în termeni nominali.

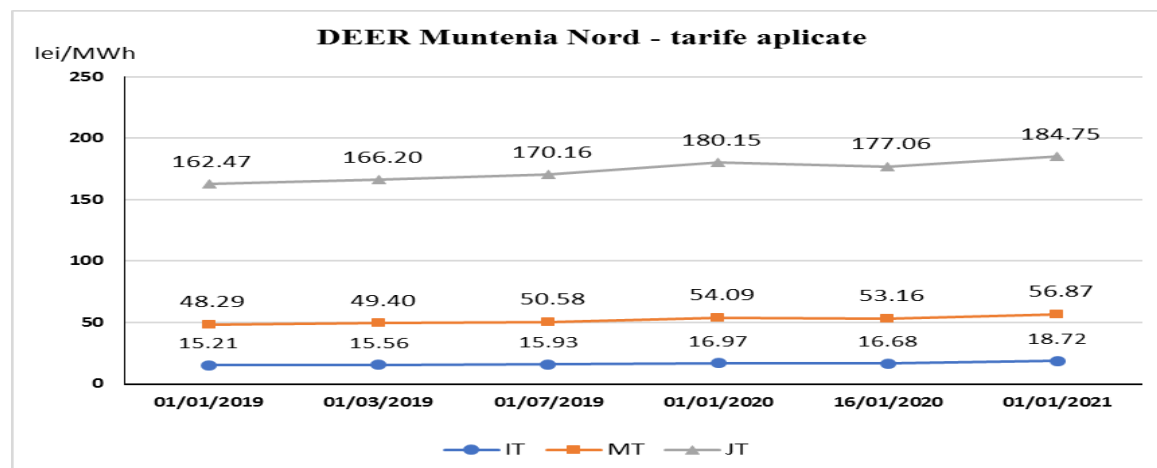
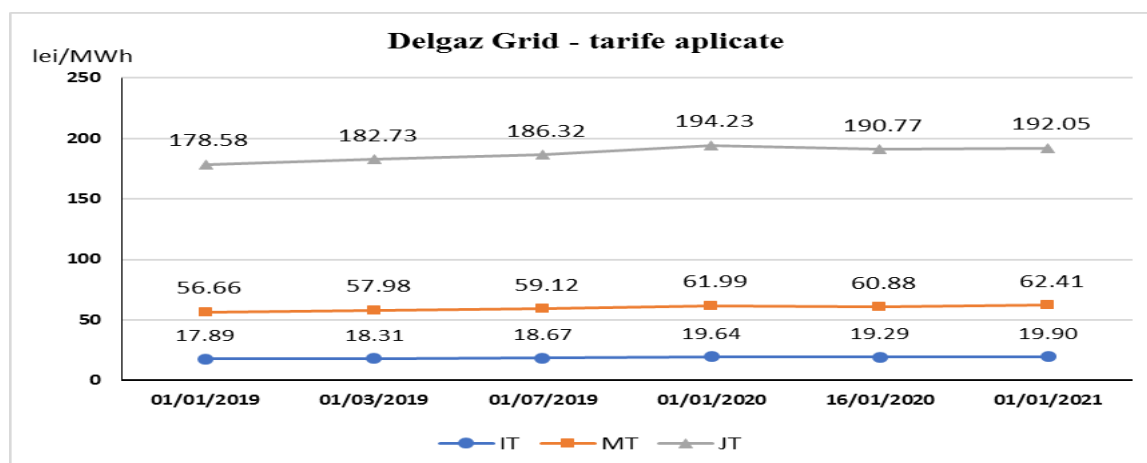
În figurile următoare se prezintă evoluția tarifelor de distribuție aplicate de fiecare operator de distribuție concesionar în perioada 2019-2020, în care valorile sunt exprimate în termeni nominali și rezultă prin însumarea tarifelor specifice aprobate de ANRE, reprezentând tarifele pe care le plătesc clienții finali în funcție de nivelul de tensiune la care sunt racordate instalațiile pe care le dețin.

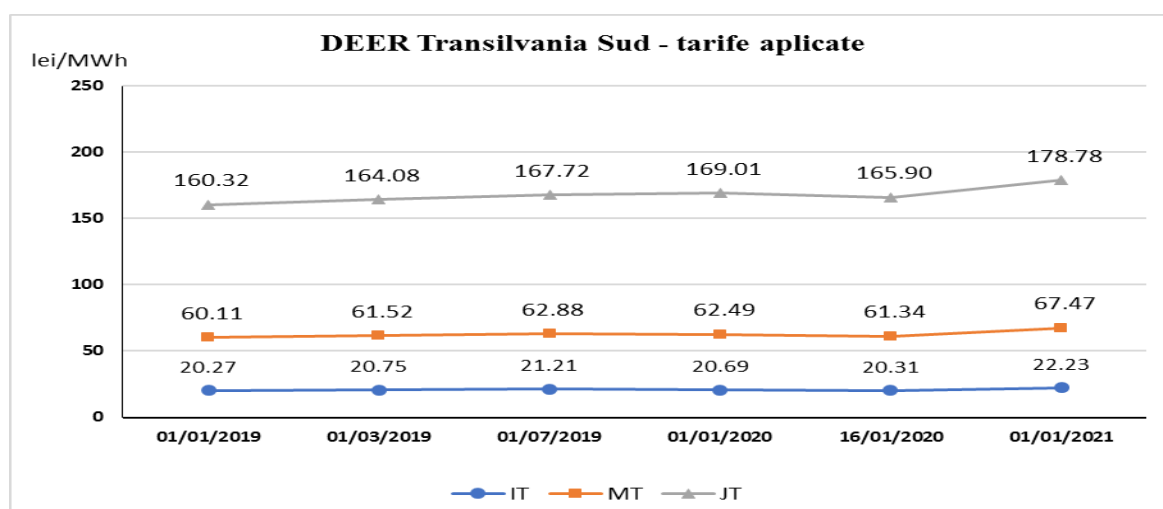
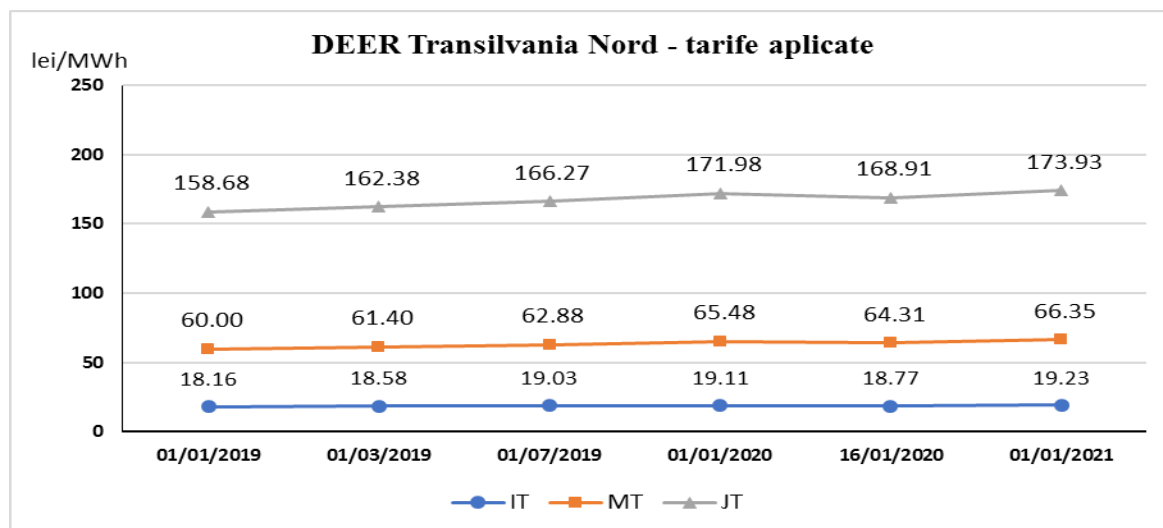






Comparația tarifelor specifice de distribuție aprobate de ANRE cu aplicabilitate de la 01.01.2021, pentru cei opt operatori de distribuție a energiei electrice concesiionari, se prezintă în figura următoare, în care valorile sunt exprimate în termenii nominali ai anului 2021.



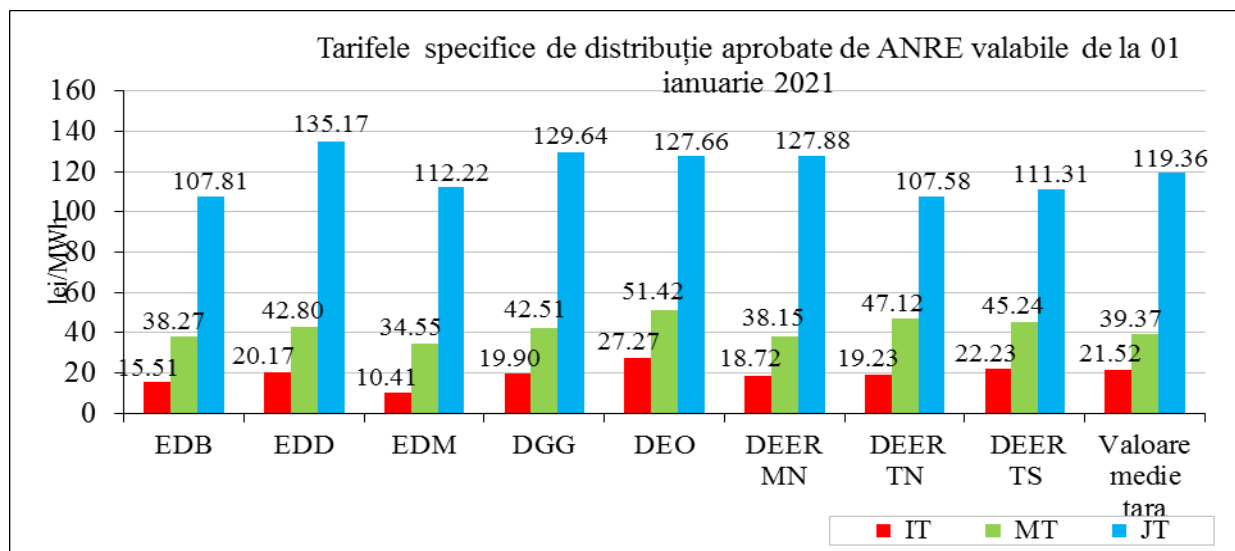


Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție, alții decât operatorii concesionari

Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție alții decât operatorii concesionari sunt aprobate de ANRE la solicitarea operatorilor de distribuție care dețin, operează, întrețin și dezvoltă rețele de distribuție în cadrul parcurilor și platformelor industriale sau al unor zone delimitate patrimonial și care au racordați utilizatori – beneficiari ai serviciului de distribuție.

Tarifele sunt determinate pe baza Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 102/2016, cu modificările și completările ulterioare.

În cursul anului 2020, au fost aprobate patru decizii privind aprobarea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatori de distribuție, alții decât operatorii concesionari și două decizii de încetare a aplicabilității deciziilor privind aprobarea unor astfel de tarife.



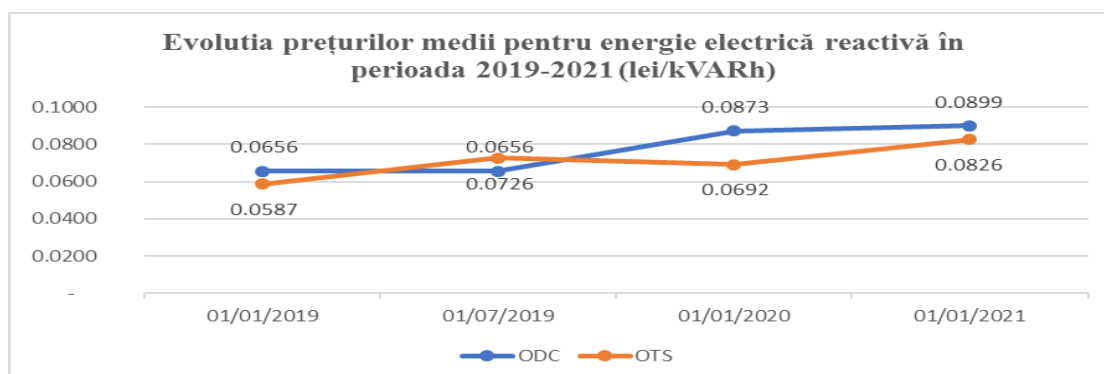
Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă

Prin Ordinul ANRE nr. 33/2014, cu modificările și completările ulterioare a fost aprobată Metodologia privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, care a intrat în vigoare la data de 1 ianuarie 2015. În conformitate cu prevederile metodologiei, prețul reglementat al energiei electrice reactive se stabilește la nivelul de 30 % din prețul reglementat de achiziție a energiei electrice active pentru acoperirea pierderilor proprii tehnologice ale rețelelor electrice deținute de operatorul de transport și de sistem, respectiv de operatorii de distribuție concesionari.

Prețul reglementat pentru energia electrică reactivă aplicat în anul 2021 de către operatorul de transport și de sistem a fost aprobat Ordinul ANRE nr. 214 din 09 decembrie 2020.

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă aplicate de operatorii rețelelor electrice de distribuție în anul 2021 au fost aprobate prin Ordinele președintelui ANRE nr. 215 până la nr. 222 din 09 decembrie 2020.

În figura următoare se prezintă evoluția prețurilor medii pentru energia electrică reactivă aprobate pentru operatorii de distribuție concesionari (ODC) și pentru operatorul de transport și sistem (OTS) în perioada 2019-2021.



Congestion management

Alocarea capacităților pe liniile de interconexiune

Alocarea capacităților pe liniile de interconexiune ale SEN cu sistemele energetice vecine se desfășoară în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică. Pe granițele României cu Ungaria, Bulgaria și Serbia alocarea capacităților se realizează prin mecanisme de piață, bilateral coordonat pe ambele direcții, pentru 100% din capacitatea de alocare, prin licitații pe termen lung, zilnice și intrazilnice.

Pe granițele cu Ungaria și Bulgaria, licitațiile pentru alocarea pe termen lung (anuale și lunare) sunt organizate explicit de Joint Allocation Office (JAO), platforma de alocare unică dedicată operatorilor de transport și sistem din statele membre UE care operează în concordanță cu legislația europeană în domeniu și care este deținută de 25 operatori de transport și sistem din 22 țări europene, printre care și România. Rezultatele licitațiilor sunt disponibile pe site-ul www.jao.eu.

Licitațiile de alocare a capacității pe orizontul de timp zilnic pe granița cu Ungaria se desfășoară prin mecanismul de cuplare prin preț 4M MC și sunt implicite, în timp ce pe granița cu Bulgaria sunt explicite, organizate de OTS-ul român.

Pe aceleași granițe, licitațiile pe orizontul de timp intrazilnic sunt implicite și se desfășoară prin intermediul soluției SIDC (Single Intra-Day Coupling), de introducere a tranzacționării tranzonale, în scopul creșterii eficienței tranzacționării pe acest orizont de timp la nivel pan-european.

Pe granița României cu Serbia alocarea de capacitate este de tip explicit pe toate orizonturile de timp. În timp ce licitațiile pe termen lung și intra-zilnic sunt realizate de CNTEE TRANSELECTRICA SA, licitațiile zilnice sunt organizate de EMS (OTS-ul sârb).

Pe granița cu Ucraina, alocarea capacităților de interconexiune se desfășoară prin licitații explicite doar pe termen lung, utilizarea acestor capacități fiind condiționată de acordul scris al Ukrenergo (OTS-ul din Ucraina). Pe granița cu Republica Moldova, exportul de energie electrică se poate realiza doar în insulă de consum, utilizarea capacității obținute prin licitații fiind posibilă cu acordul distribuitorului din zonă.

Granița	Licitații termen lung	Licitații zilnice	Licitații intrazilnice
RO - HU	JAO	4M MC (licitatii implicite)	SIDC (licitatii implicite)
RO - RS	TEL*	EMS	TEL*
RO - BG	JAO	TEL	SIDC (licitatii implicite)
RO – UA	TEL	---	---

*CNTEE TRANSELECTRICA S.A.

Sursa: Date publicate de CNTEE Transelectrica S.A.

Pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia se utilizează principiul UIOSI („use it or sell it” – „ce nu folosești, vinzi”), în baza căruia capacitatea de interconexiune corespunzătoare

drepturilor fizice de transport nenominalizate pentru ziua următoare se returnează OTS în schimbul unei remunerări.

Licitațiile organizate de Transelectrica se realizează utilizând platforma DAMAS, moneda de tranzacționare fiind euro. De asemenea, pe aceste granițe, notificarea drepturilor fizice de transport se realizează în conformitate cu principiul de nominalizare de tipul $m:n$ pentru toate orizonturile de timp, iar la alocarea zilnică și intrazilnică se aplică principiul de “netting”.

În cazul granițelor cu Ungaria și Bulgaria, capacitatea oferită la licitațiile lunare organizate de JAO este calculată ținând cont de rezervarea unui procent din capacitatea transfrontalieră pentru licitațiile zilnice; astfel capacitatea pentru licitațiile lunare este calculată ca 80% din minimul capacităților disponibile ale subperioadelor din fiecare lună.

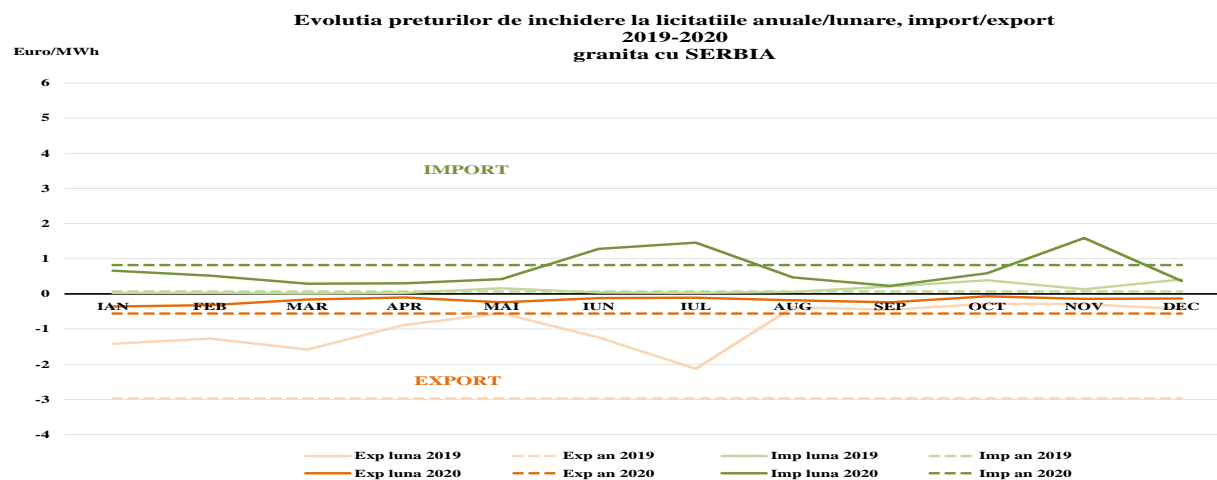
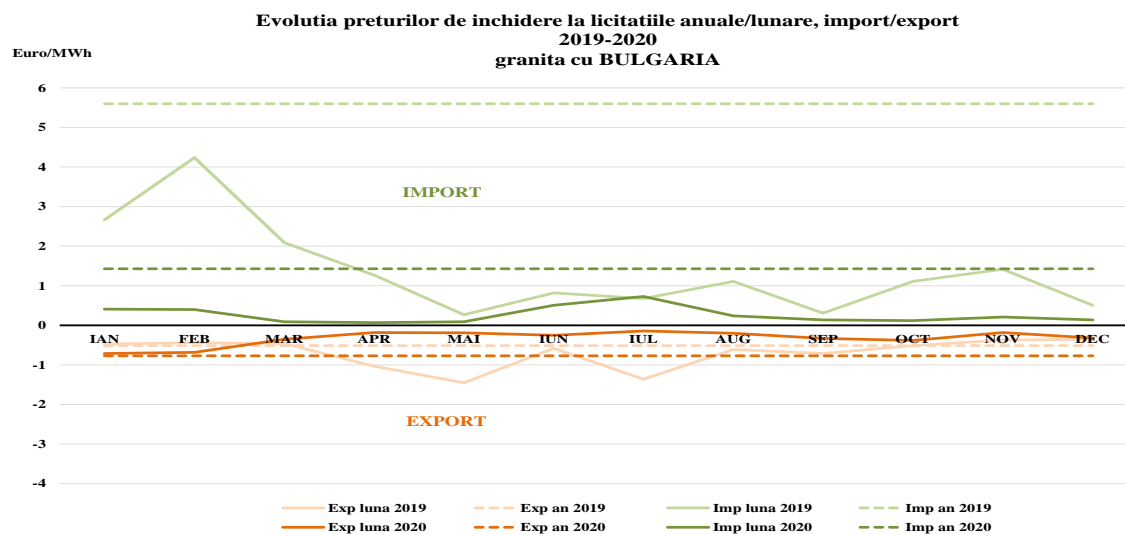
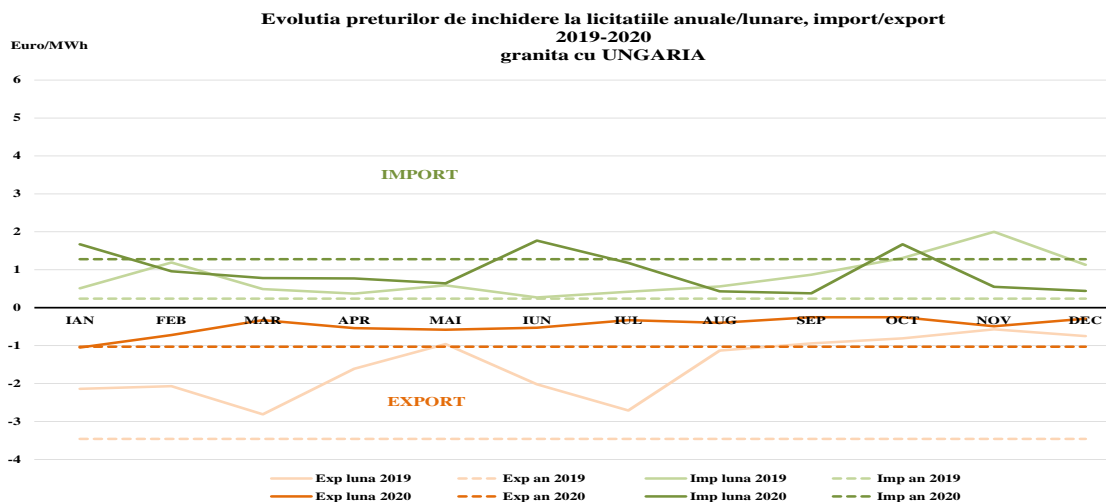
În timp ce capacitatea scoasă la licitația anuală pe granița cu Ungaria (ambele direcții) a rămas la nivelul oferit la licitațiile din anii 2018-2019 (350 MW), pe granița cu Bulgaria a crescut cu 100 MW față de anul 2019, ajungând la 250 MW în ambele direcții, aceeași valoare atingând și capacitatea pe granița cu Serbia în ambele direcții (250 MW).

Capacitatea solicitată de participanți la licitația anuală pentru 2020 a crescut față de valorile solicitate în anul 2019 indiferent de graniță sau direcție, cu excepția direcției import din Ungaria pentru care cererea de capacitate a fost cu 27 MW mai mică. Cea mai mare creștere a cererii s-a înregistrat pe granița cu Bulgaria, unde participanții au solicitat de 2,4-2,6 ori mai multă capacitate pentru alocare comparativ cu cererea din anul anterior. Astfel, capacitatea solicitată pe granița cu Bulgaria a ajuns la 2218 MW pentru export și la 2275 MW pentru import, fiind de aprox. 9 ori mai mare decât capacitățile alocate pe direcțiile respective. Pe granița cu Serbia interesul participanților pentru licitația anuală a fost, de asemenea, în creștere, nedepășind însă 1000 MW pe direcție.

Gradul de utilizare a drepturilor totale de capacitate, indicator exprimat prin raportul dintre energia aferentă schimburilor comerciale notificate și energia corespunzătoare drepturilor totale de capacitate câștigate a fost calculat la nivelul fiecărei luni pentru fiecare graniță și direcție. Cea mai mare valoare medie anuală, exprimată procentual și calculată ca medie a valorilor lunare pe graniță și direcție, a fost pe granița cu Ungaria la import (38,64%), valorile lunare fiind situate în intervalul 31-52%.

Deși situația s-a îmbunătățit față de anul anterior pe unele granițe și direcții (Ungaria import și export, Bulgaria export, Serbia import), per ansamblu gradul de utilizare a fost destul de scăzut, ceea ce arată că mulți participanți au câștigat la licitații drepturi de capacitate pe diferite orizonturi de timp, dar nu au realizat schimburi comerciale pe măsura capacităților câștigate.

În graficele următoare sunt prezentate prețurile rezultate în 2020 la licitațiile pe termen lung (anuale și lunare) organizate pentru alocarea capacității în ambele direcții pe granițele României cu Ungaria, Bulgaria și Serbia comparativ cu valorile rezultate la licitațiile anilor 2018-2019.



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica SA
– prelucrare ANRE -

În urma desfășurării licitațiilor anuale pentru 2020, pe granițele cu Ungaria (organizator JAO), Bulgaria (organizator JAO) și Serbia (organizator Transelectrica) în ambele direcții au rezultat prețuri de valori reduse, sub 1,5 euro/MWh, spre deosebire de situația din anul precedent constatându-se o convergență între rezultatele obținute pe cele 3 granițe, cu toate că volumul capacității solicitate de participanți l-a depășit cu mult pe cel al capacității scoase la licitație.

Prețurile rezultate din licitațiile lunare (sau pentru perioade mai scurte din lună) au urmărit o curbă sezonieră, cu vârfuri pe direcția import, în lunile iunie-iulie 2020 și lunile octombrie-noiembrie 2020, care însă s-au menținut sub 2 euro/MWh.

Pe tot parcursul anului și pe toate cele 3 granițe analizate, interesul participanților a fost îndreptat spre direcția import, valorile de preț rezultate fiind superioare celor din licitațiile pentru direcția export.

Cu excepția vârfurilor sezoniere pe direcția import din Ungaria și Serbia, prețurile la licitațiile lunare s-au menținut sub nivelul celor rezultate din licitațiile anuale, evoluția înregistrată după declanșarea pandemiei indicând faptul că, în general, oportunitățile de comerț transfrontalier identificate de participanți la data desfășurării licitației anuale nu s-au concretizat pe parcursul anului, pe fondul scăderii producției și consumului în regiune.

Veniturile înregistrate în anul 2020 de CNTEE TRANSELECTRICA SA din alocarea capacităților pe liniile de interconexiune ale SEN cu sistemele energetice vecine, pe toate orizonturile de timp, au scăzut cu 30% față de aceeași valoare înregistrată în 2019, ajungând la 58,7 mil. lei.

Valorile înregistrate au rezultat după scăderea remunerării corespunzătoare returnărilor de capacitate de la licitațiile pe termen lung și a celei corespunzătoare aplicării principiului Use It Or Sell It (UIOSI) pentru capacitățile câștigate la licitațiile pe termen lung dar nenominalizate, în cazul realocării acestora pentru licitațiile zilnice. Din punct de vedere al granițelor, cele mai mari valori anuale ale veniturilor obținute din licitațiile pe toate orizonturile de timp au fost cele obținute pe granița cu Ungaria, în special pe direcția import.

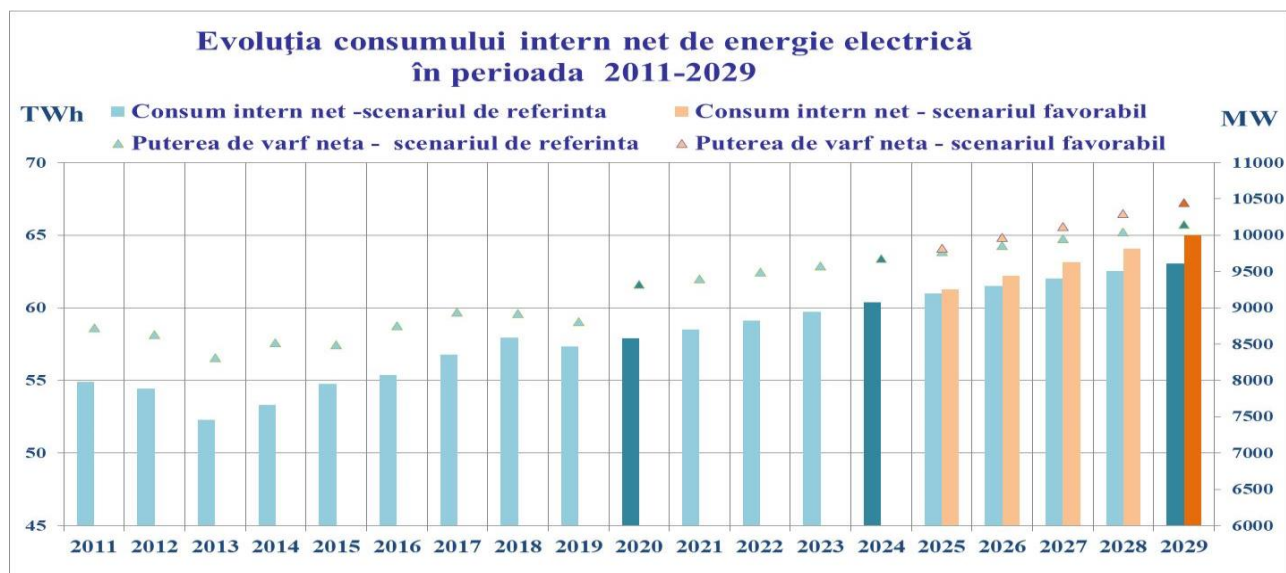
Monitoring balance of supply and demand

Aspecte privind funcționarea tehnică (managementul congestiilor de rețea, standarde de performanță, securitatea rețelei, racordarea la rețea, cooperarea tehnică a OTS cu terții, realizarea investițiilor în capacități de producere în raport cu siguranța în funcționare)

Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani

ANRE monitorizează prognoza balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani, implicit planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producere în baza informațiilor și analizelor prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET pe 10 ani și a planului de investiții în RET.

Prognoza balanței SEN dintre producție și consum pentru o perioadă de 10 ani:



Prognoza consum-producție de energie electrică pentru perioada 2020-2029:

	U.M.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
		realizari								estimari		prognoza									
SCENARIUL DE REFERINTA																					
Consum intern net de energie electrica	TWh	54.9	54.4	52.3	53.3	54.8	55.4	56.8	57.9	57.3	57.9	58.5	59.1	59.7	60.4	61.0	61.5	62.0	62.5	63.0	
ritm anual de crestere	%	2.9	-0.9	-3.9	1.9	2.7	1.1	2.5	2.1	-1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	
Puterea de varf neta - consum	MW	8724	8627	8312	8522	8488	8752	8940	8920	8813	9325	9400	9490	9580	9680	9770	9860	9950	10050	10150	
SCENARIUL FAVORABIL																					
Consum intern net de energie electrica	TWh	54.9	54.4	52.3	53.3	54.8	55.4	56.8	57.9	57.3	57.9	58.5	59.1	59.7	60.4	61.3	62.2	63.1	64.1	65.0	
ritm anual de crestere	%	2.9	-0.9	-3.9	1.9	2.7	1.1	2.5	2.1	-1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	
Puterea de varf neta - consum	MW	8724	8627	8312	8522	8488	8752	8940	8920	8813	9325	9400	9490	9580	9680	9820	9970	10125	10300	10450	

Analiza adecvanței parcului de producție din SEN în perioada 2020-2024-2029

Adecvanța sistemului urmărește măsura în care capacitățile de producere din sistemul electroenergetic național (SEN) pot acoperi cererea de energie electrică în toate regimurile staționare în care se poate afla sistemul.

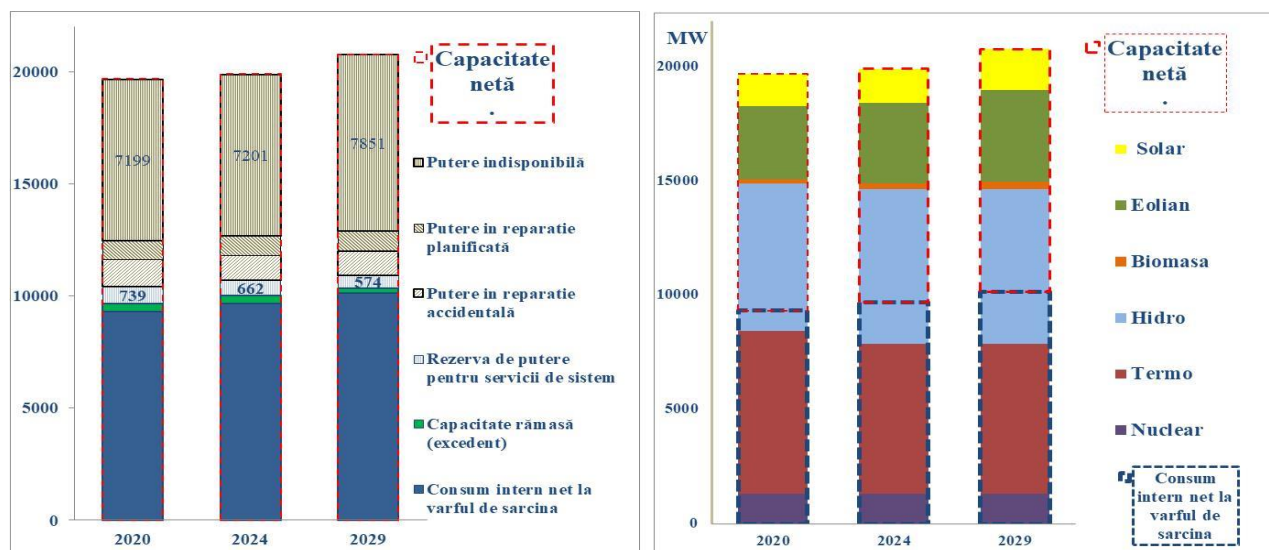
S-a verificat această condiție pentru momentul din an când se atinge valoarea maximă a consumului în SEN și anume la vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european în cadrul ENTSO-E, pentru studiile sezoniere de adecvanță.

Metodologia stabilește măsura în care capacitatea de producere netă efectiv disponibilă în SEN poate acoperi consumul intern net la palierul de vârf de sarcină de iarnă pornind de la capacitatea netă instalată în SEN, din care s-au scăzut capacitățile aflate în reparații planificate și accidentale, capacitățile care au restricții tehnice, de mediu și legale, respectiv indisponibilități ale sursei primare de energie, inclusiv rezervele pentru servicii tehnologice de sistem.

Tabelul de mai jos prezintă estimarea adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile analizate, 2020-2024-2029, în *Scenariul de Referință* privind variația consumului și a capacităților de producere:

		MW		
	Putere netă in SEN	2020	2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325	1325
2	centrale termoelectrice conventionale	7101	6544	6544
	• pe lignit	3112	3112	3112
	• pe huila	1050	430	430
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2939	3002	3002
3	resurse energetice regenerabile	4779	5249	6119
	• eoliene	3200	3500	4000
	• fotovoltaice	1400	1500	1800
	• biomasa	180	250	320
4	centrale hidroelectrice	6471	6778	6778
	• CHEAP	0	0	0
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	19676	19896	20766
6	Putere indisponibilă totală (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)	9992	9850	10393
7	Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]	9684	10046	10373
8	Consum intern net la varful de sarcina	9325	9680	10150
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	359	366	223
10	Capacitate simultana de import	1800	3000	3600
11	Capacitate simultana de export	2000	3200	3900

Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul de Referință:



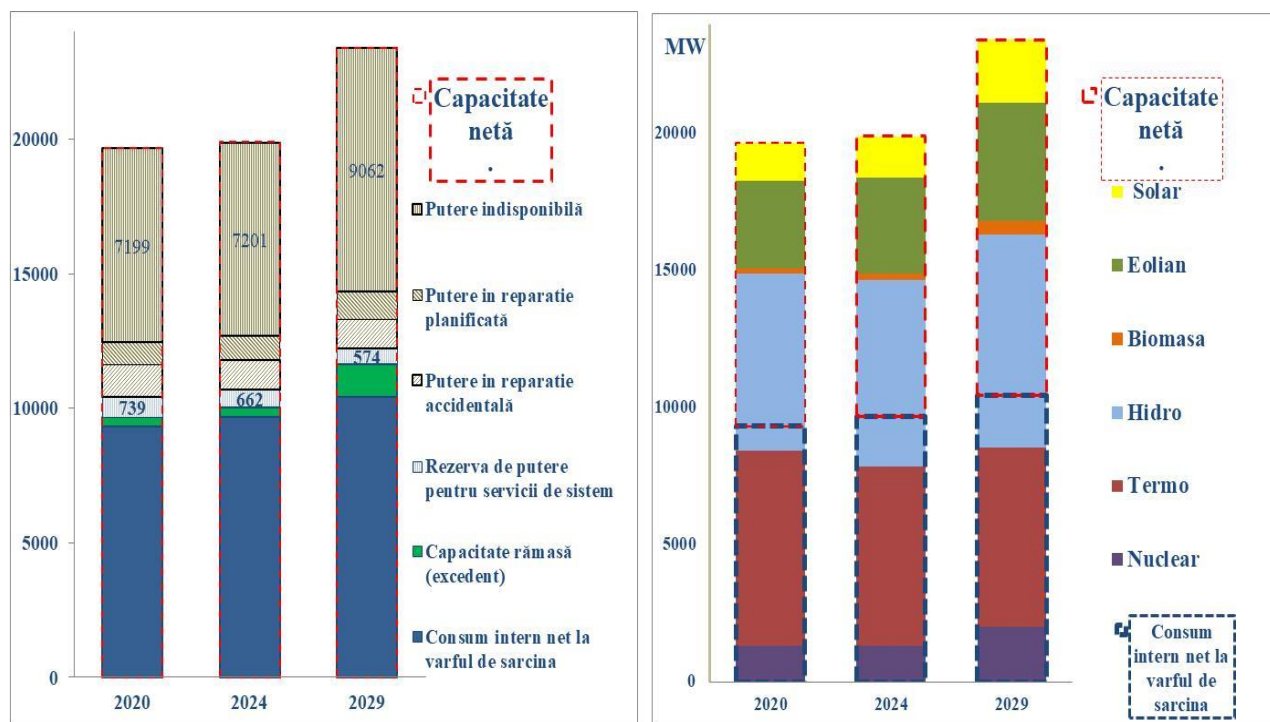
Balanțe de putere - Scenariul de Referință

În acest scenariu excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 2% din capacitatea netă de producere în 2020, valoare ce se menține cvasiconstantă.

Tabelul de mai jos include estimarea adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile 2020-2024-2029, în *Scenariul favorabil* de variație a consumului și *Scenariul „verde”* de evoluție a capacităților de producere.

Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul Favorabil consum/Scenariul „verde”

		MW		
Putere netă in SEN		2020	2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325	1990
2	centrale termoelectrice conventionale	7101	6544	6544
	• pe lignit	3112	3112	3112
	• pe huila	1050	430	430
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2939	3002	3002
3	resurse energetice regenerabile	4779	5249	7100
	• eoliene	3200	3500	4300
	• fotovoltaice	1400	1500	2300
	• biomasa	180	250	500
4	centrale hidroelectrice	6471	6778	7778
	• CHEAP	0	0	1000
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	19676	19896	23412
6	Putere indisponibilă totala (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)	9992	9850	11747
7	Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]	9684	10046	11664
8	Consum intern net la varful de sarcina	9325	9680	10450
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	359	366	1214
10	Capacitate simultana de import	1800	3000	3600
11	Capacitate simultana de export	2000	3200	3900



Balanțe de putere - Scenariul favorabil

În acest scenariu, excedentul de putere netă disponibilă în sistem crește de la circa 2% în 2020 și 2024, la circa 5% în 2029, din capacitatea netă de producere, datorită ipotezei de punere în funcțiune a unității 3 de la Cernavodă și a centralei cu acumulare prin pompaj Tarnița. Creșterea de putere neutilizabilă se datorează componentei imprevizibile asociată producției crescute din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice.

Prognoza adecvanței a avut în vedere faptul că instalarea de centrale eoliene și solare are drept consecință creșterea ponderii puterii indisponibile, ca o consecință a specificului funcționării intermitente a acestor centrale, caracterizate printr-un număr mic de ore de utilizare a puterii maxime.

Integrarea CEE și CEF în SEN impune ca centralele convenționale să asigure funcția de reglaj de frecvență pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor energiei primare. Este, deci, necesară instalarea în sistem de centrale de vârf, deoarece acest mod de funcționare are implicații negative asupra costurilor de producție și a duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în regim de bază.

Adecvanța sistemului la vârful de sarcină – analiză de sensibilitate în raport cu disponibilitatea unităților de producere care funcționează pe bază de combustibili fosili și în raport cu probabilitatea de nerealizare a capacităților noi de producere prognozate

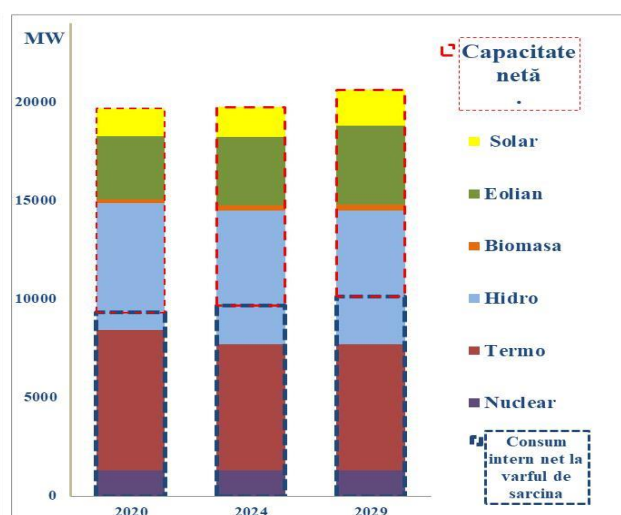
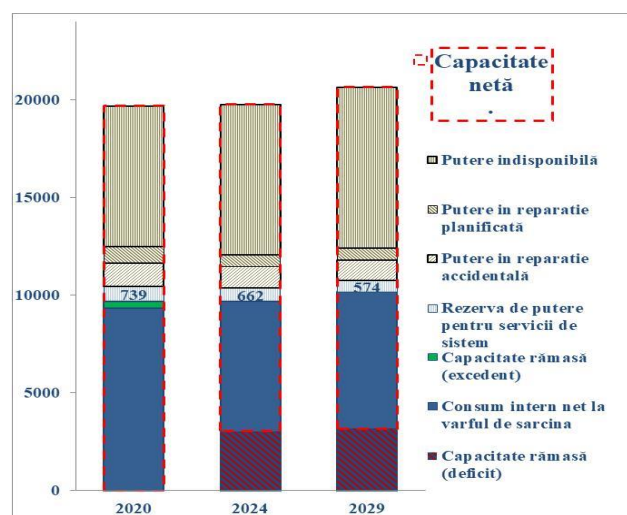
În cadrul evaluării adecvanței sistemului la vârful de sarcină OTS a realizat o analiză de sensibilitate în raport cu nerealizarea unor capacități de producere noi prognozate. În cazul în care nu se vor putea realiza până în 2024 proiectele de grupuri noi pe gaz natural incluse în scenariul de referință, cu o puterea totală netă disponibilă de **145 MW** (63 MW la Oradea, 44 MW la Govora și 38 MW la Palas Constanța) și de asemenea, ar putea fi închise în avans capacități existente totalizând **3579 MW**, respectiv:

- 2906 MW pe lignit la Complexul Energetic Oltenia S.A (4 grupuri la Turceni = 1196 MW, 3 grupuri la Rovinari = 888 MW, 2 grupuri la Ișalnița = 582 MW, 2 grupuri la Craiova = 240 MW), ca o consecință a evoluției prețului certificatelor de CO₂ asupra situației financiare a acestuia,
- 190,7 MW pe lignit la CET Govora, din considerente financiare, dar și datorită faptului că centrala este dependentă de resursa primară provenită de la CE Oltenia,
- 130 MW pe ulei la Complexul Energetic Hunedoara (grupul 4 Paroșeni), care, din cauza dificultăților financiare și restricțiilor impuse de conformarea la cerințele de mediu, poate rămâne cu un singur grup disponibil (la Deva),
- 352 MW pe gaze la CET Galați, datorită situației de insolvență cu care se confruntă centrala, cu riscul de a intra în faliment.

Rezultatele modelării acestui scenariu arată că, în lipsa unor măsuri cum ar fi piața de capacitate, **capacitatea lipsă la vârful de sarcină estimată ajunge la 3 GW în 2024 și respectiv 3,2 GW în 2029**, la limita capacității de import a RET, ce va crește în timp, pe măsură ce se finalizează proiectele de investiții de interconexiune ale CNTEE Transelectrica SA, de la o valoare NTC de 3 GW în 2024, la 3,6 GW în 2029.

Adecvanța parcului de producție din SEN - Analiza de sensibilitate (scenariul critic)

		MW	
Putere netă in SEN		2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325
2	centrale termoelectrice conventionale	6399	6399
	• pe lignit	3112	3112
	• pe huila	430	430
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2857	2857
3	resurse energetice regenerabile	5249	6119
	• eoliene	3500	4000
	• fotovoltaice	1500	1800
	• biomasa	250	320
4	centrale hidroelectrice	6778	6778
5	Capacitate netă de producere [5=1+2+3+4]	19751	20621
6	Putere indisponibilă totala (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)	13089	13633
7	Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]	6662	6988
8	Consum intern net la varful de sarcină	9680	10150
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	-3018	-3162
10	Capacitate simultana de import	3000	3600
11	Capacitate simultana de export	3200	3900



Balanțe de putere - Analiza de sensibilitate (scenariul critic)

Acoperirea unei părți importante a consumului intern net prin import implică riscuri majore legate de potențiala lipsă de resurse regionale în ceea ce privește capacitățile de producere a energiei electrice, ținând cont de soldul anual al țărilor din regiune, care, cu excepția Bulgariei și Cehiei, sunt net importatoare (Ungaria, Polonia, Croația, Serbia).

În concluzie, închiderea unor grupuri existente (în special pe cărbune) nerentabile la nivelul anilor 2024 – 2029, corelată cu nerealizarea unor grupuri noi care să înlocuiască această capacitate, are impact negativ asupra adecvănței sistemului și securității energetice la nivel național și chiar regional, efect multiplicat în ipotezele unor condiții meteorologice severe care ar conduce la o creștere a consumului intern net și de lipsa resursei primare pentru centralele electrice (vânt/apă) și eventuale indisponibilități în rețeaua de transport gaze naturale. Într-o astfel de situație capacitatea lipsă la vârful de sarcină depășește capacitatea de import a RET.

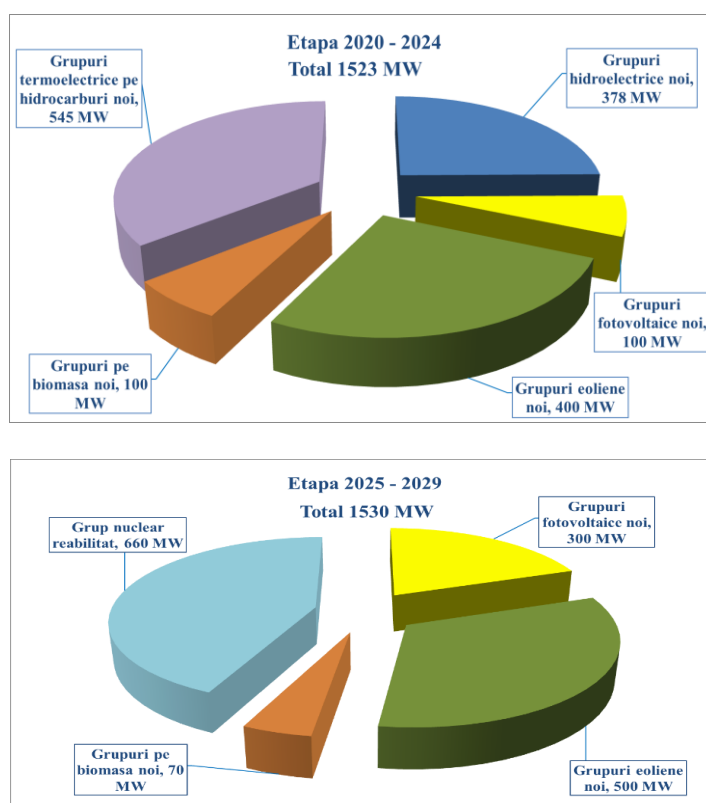
Scenarii privind evoluția parcului de producție

Scenariile referitoare la evoluția parcului de centrale electrice, analizate, sunt corelate cu scenariile corespunzătoare orizonturilor 2025 și 2030 utilizate în cadrul ENTSO-E pentru studiile de modelare a pieței de energie electrică la nivelul pan-european din *Planul de dezvoltarea a rețelei electrice de transport europene* (TYNDP 2020) și Studiul de adecvanță pe termen mediu (MAF2019).

Astfel, pentru perioada 2020-2029, s-a considerat un *Scenariu de Referință* de evoluție a capacităților de producere, ce include un program de **retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice**, la atingerea duratei de viață sau cauzate de neîncadrarea în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, **totalizând 1094 MW** putere netă disponibilă.

Conform acestui scenariu, în aceeași perioadă va fi repus în funcțiune, după reabilitare, grupul 1 nuclearelectric la Cernavodă (oprit în rețehnologizare pentru prelungirea duratei de viață), cu o putere netă disponibilă de 660 MW.

În figura de mai jos sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru etapele 2020-2024, respectiv 2025-2029, corespunzătoare scenariului de referință de evoluție a parcului de producere.

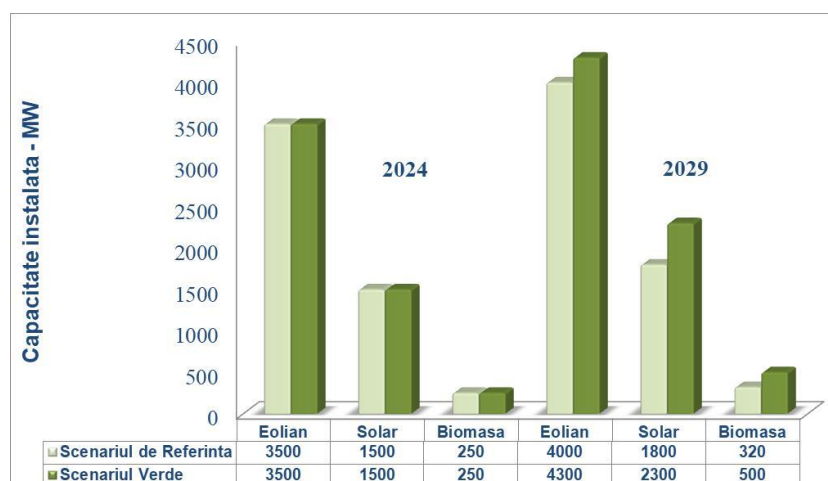


Proiecte de reabilitare și grupuri noi

În ceea ce privește intențiile de **instalare de grupuri noi**, conform informațiilor primite de OTS de la producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă de **circa 545 MW**, exclusiv proiectele bazate pe surse regenerabile. **Proiectele de grupuri noi includ ocentrală pe gaze naturale cu ciclu combinat la Iernut, centrale de cogenerare la Oradea, Govora, Palas, centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție, CEF și CEE, precum și grupuri noi RES pe biomasă.**

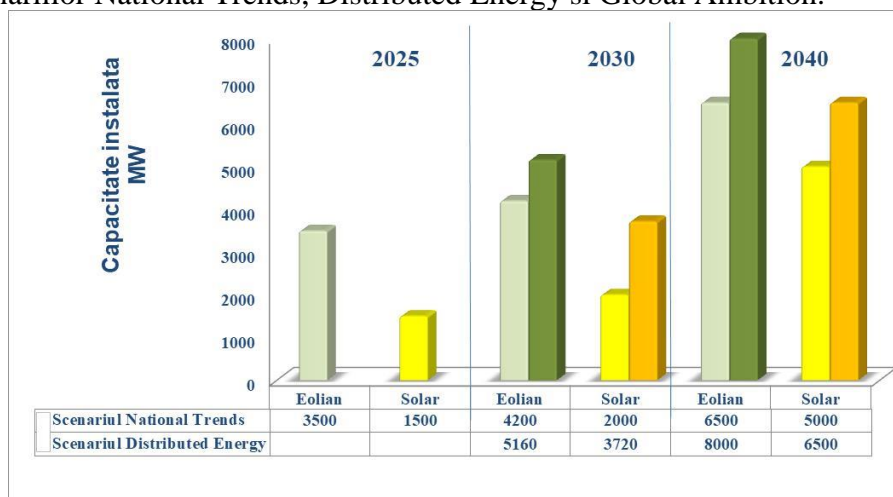
Suplimentar față de *Scenariul de Referință* de evoluție a capacităților, s-a analizat și un *Scenariu alternativ*, („verde”), ce corespunde *Scenariului Favorabil* de evoluție a consumului, caracterizat prin condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE.

În acest scenariu, la nivelul anului 2029 se consideră pus în funcțiune grupul 3 nuclear la Cernavodă și o capacitate de stocare de 1000 MW (centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Tarnița), capacitatea totală din surse regenerabile (exclusiv hidro), ajungând la 7100 MW.



Evoluția capacităților de producere din surse regenerabile (exclusiv hidro)

Pentru orizontul de timp 2029, s-au avut în vedere următoarele capacități din surse regenerabile conform scenariilor National Trends, Distributed Energy și Global Ambition.



Evoluția capacității din surse regenerabile intermitente în scenariile ENTSO-E

Cross-border issues

În anul 2020a fost demarat proiectul de cuplare a piețelor zilnice de energie din statele membre UE România și Bulgaria, proiect care presupune cuplarea piețelor zilnice de energie din statele membre UE România și Bulgaria. În data de 22.09.2020, autoritățile naționale de reglementare din Austria, Germania, Polonia și țările 4M Market Coupling (4M MC), și anume Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au primit de la Comisia Europeană (DG ENER) îndrumarea pentru Operatorii Piețelor de Energie Electrică Desemnați (OPEED) și Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) care participă la Proiectul DE-AT-PL-4M MC (cunoscut și sub denumirea de “Interim Coupling Project” sau „ICP”) care stabilește prioritizarea implementării soluției ICP în timp util. Această îndrumare a fost solicitată de autoritățile naționale de

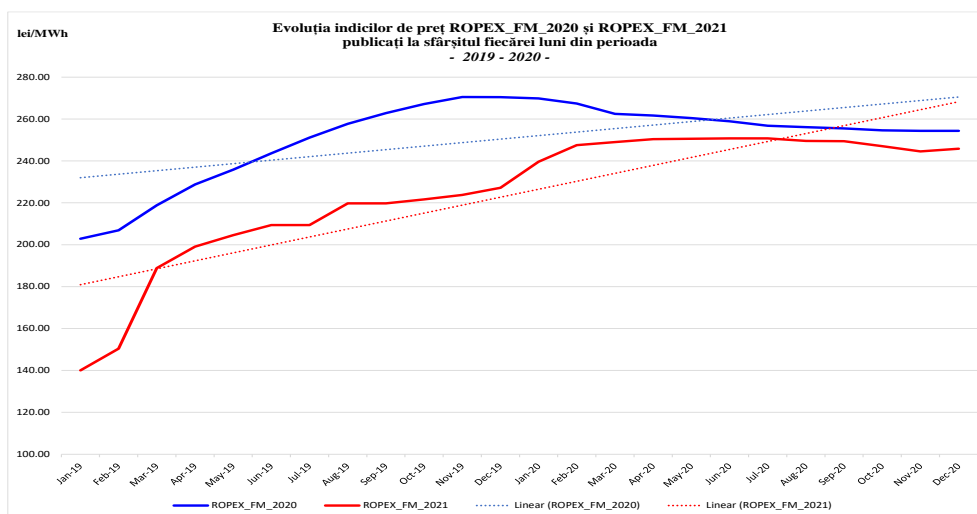
reglementare respective după câteva luni de discuții, deoarece în primul trimestru al anului 2020 au fost identificate de către mai multe părți implicate în proiect, blocaje în procesul de implementare locală. Aceste blocaje se datorează interdependențelor dintre proiectele aflate în paralel în desfășurare, cum ar fi CORE FB MC, Allegro, NorNed, Polish MNA, rezultând într-o întârziere a activităților de implementare a Interim Coupling. Proiect finalizat totuși la începutul anului 2021.

3.2. Competition and market functioning

3.2.1. Wholesale markets

În anul 2020, România a fost importator net de energie electrică, după ce, o lungă perioadă de timp a avut o capacitate de producție instalată mult superioară consumului mediu național și o structură de producție care i-a permis să fie exportator net de energie electrică.

În contextul de piață precizat, prețul mediu al cantităților de energie electrică tranzacționate pe **piețele la termen** pentru livrare în anul 2022 și 2021 și-a modificat trendul ascendent înregistrat în anul 2019, ajungând ca din luna martie 2020 să se situeze pe un trend descendent. În graficul următor este prezentată evoluția indicilor de preț calculați de Opcom pentru piețele la termen de energie electrică, ROPEX_FM_2020 și ROPEX_FM_2021 publicați la sfârșitul fiecărei luni de tranzacționare din perioada ianuarie 2019-decembrie 2020.



Evaluarea calitativă a nivelului de performanță și eficiență a activității desfășurate de participanții la piață a fost realizată prin estimarea marjei de trading pentru activitatea de comercializare a energiei electrice pe PAN, respectiv marjei de furnizare pentru activitatea de furnizare a energiei către clienții finali alimentați în regim concurențial pe PAM. Analiza comparativă pentru anii 2020/2019 a evidențiat creșterea valorilor medii ale celor doi indicatori. Creșterea marjelor medii a fost influențată de scăderea prețurilor medii de achiziție, creșterea prețurilor medii de vânzare și de obținerea unor rezultate favorabile din activitatea desfășurată pe piața de echilibrare. În plus, s-a constatat o scădere a numărului furnizorilor activi pe piață care au înregistrat marjă de trading/furnizare negativă în condițiile în care numărul furnizorilor activi nu a suferit variații semnificative.

În baza prevederilor REMIT, Regulamentului de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014, a Deciziei ACER nr. 1/2012 și Ordinului ANRE nr. 1/2015, direcția de specialitate a continuat verificarea și actualizarea informațiilor din Registrul național al participanților la piața angro de

energie. În anul 2020 s-au înregistrat 37 participanți noi pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale. La sfârșitul anului 2020, 703 participanți pe piața angro dețineau un cod ACER.

Din datele colectate lunar de la cei 123 producători activi de energie electrică monitorizați reiese faptul că în anul 2020, în unitățile dispecerizabile s-a produs o cantitate de 53,74 TWh de energie electrică, în scădere cu 5,8% față de cea produsă în anul 2019. De asemenea, energia electrică livrată în rețele a fost de cca. 50,79 TWh, mai mică cu aproape 2,89 TWh față de cea livrată în anul precedent de aceiași producători dispecerizabili, determinată în principal de scăderea cu peste 30% (cca. 3,8 TWh) comparativ cu 2019 a producției pe bază de cărbune.

Dintre factorii cu influență asupra cantității totale de energie electrică produsă și livrată în SEN putem enumera măsurile luate pentru prevenirea și combaterea efectelor pandemiei COVID 19 - declararea stării de urgență și stării de alertă pe parcursul anului 2020-, scăderea semnificativă a consumului industrial, condițiile meteo defavorabile producției din sursă hidroenergetică din prima parte a anului, creșterea accelerată a prețului certificatelor de CO₂ (emisii de gaze cu efect de seră), problemele financiare ale unor producători de energie din surse clasice de producere.

Energia electrică produsă pe bază de cărbune și livrată în SEN a fost lună de lună mai mică decât cea înregistrată în perioadele similare din anul 2019, determinată de dificultățile financiare generate de creșterea accelerată a prețului certificatelor de CO₂, peste care s-au suprapus efectele stării de urgență respectiv de alertă pe fondul declanșării pandemiei COVID 19 (reduceri drastice în perioada aprilie-iunie 2020).

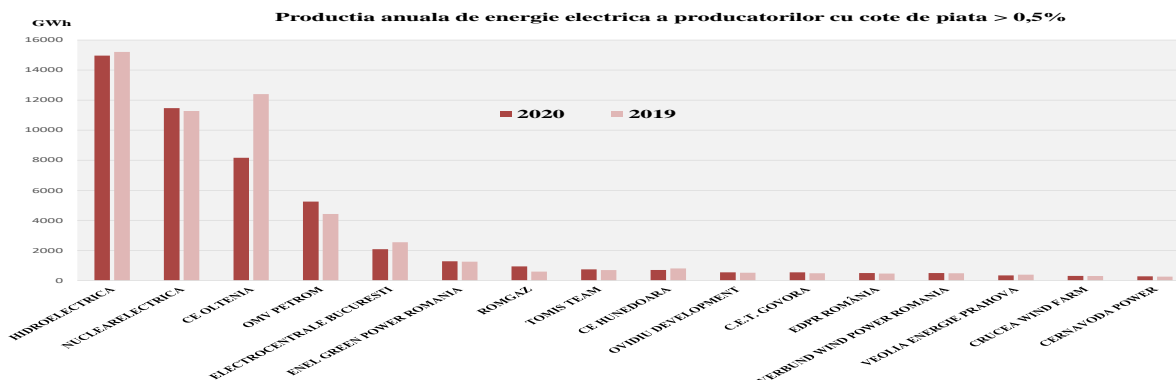
Tot scăderi față de anul anterior, dar de nivel mai redus, au înregistrat energia electrică livrată din sursă hidroenergetică (pe fondul hidraulității reduse din primul semestru) și solară, în timp ce energia electrică livrată pe bază de gaz, vânt și biomasă au fost în creștere.

Similar situației din anul precedent, scăderea producției din surse termo și hidro a fost accentuată și de efectele modificărilor stabilite de Legea nr. 184/2018 de modificare și completare a Legii nr. 220/2008, care au determinat în continuare injectarea în rețele a unei cantități de energie eolienă mai mare decât cea notificată, corelat cu regulile de prioritate în dispecerizare acordată producătorilor eolieni (cu dispoziții de reducere de putere pe PE aplicate producătorilor din surse hidro și termo).

La nivelul anului 2020, un procent de 44,4% din energia electrică injectată în rețele, reprezentând cca. 22,5 TWh, a fost energie verde, în creștere față de procentul de 42% înregistrat în anul precedent. În graficul următor este prezentată structura mixului de energie regenerabilă în perioada 2017-2020 și cota de piață a acesteia.

Comparația cu cotele lunare de energie regenerabilă din totalul energiei livrate la nivelul țărilor membre UE prezentate grafic de Comisia Europeană în Raportul trimestrial asupra piețelor de energie electrică (Quarterly Report on European Electricity Markets – Market Observatory for Energy, DG Energy volume 13 issue 4 fourth quarter of 2020, pagina 14) indică faptul că în România ponderea energiei regenerabile din totalul energiei livrate a fost în cele mai multe luni peste nivelul ponderilor medii lunare înregistrate la nivelul UE de energia din SRE din totalul energiei electrice produse.

Scăderea cu cca. 240 GWh a energiei electrice livrate din sursă hidro și a celei fotovoltaice cu 23 GWh a fost compensată în cea mai mare parte, pe fondul condițiilor meteo favorabile, de energia eoliană produsă în unitățile dispecerizabile, ajungând ca volumul de energie regenerabilă să înregistreze același nivel ca cel din 2019, în condițiile diminuării energiei totale livrate în SEN.



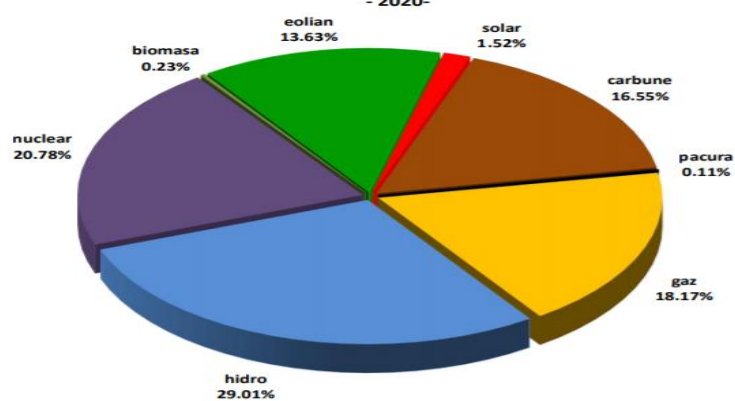
Monitoring the level of prices, the level of transparency, the level and effectiveness of market opening and competition

Consumul intern de energie electrică (calculat pe baza energiei livrate în rețele de producători dispecerizabili și a soldului comercial import-export) înregistrat la nivelul anului 2020 a fost cel mai mic din ultimii 4 ani, cu cca. 1,6 TWh mai mic decât cel din anul 2019 și cu peste 2 TWh mai redus față de cel din 2018, când s-a înregistrat cea mai mare valoare anuală a anilor comparați

Chiar dacă în 7 luni din 2020 valorile lunare ale consumului intern au fost mai mici decât în ceilalți ani, posibilitățile de acoperire cu energie la costuri competitive ale capacităților interne de producere, concomitent cu scăderea disponibilului real de capacități de producere au generat necesitatea acoperirii necesarului de consum prin import de energie electrică pe parcursul întregului an. Valorile lunare ale soldului net import-export arată că România s-a menținut în 2020 în poziția de importator net.

Din datele colectate lunar de la cei 123 producători activi de energie electrică monitorizați reiese faptul că în anul 2020, în unitățile dispecerizabile s-a produs o cantitate de 53,74 TWh de energie electrică, în scădere cu 5,8% față de cea produsă în anul 2019. De asemenea, energia electrică livrată în rețele a fost de cca. 50,79 TWh, mai mică cu aproape 2,89 TWh față de cea livrată în anul precedent de aceiași producători dispecerizabili, determinată în principal de scăderea cu peste 30% (cca. 3,8 TWh) comparativ cu 2019 a producției pe bază de cărbune.

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE
Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele
de producătorii cu unități dispecerizabile
- 2020-



Modificările de structură a pieței angro, intervenite o dată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale (Legea), cu modificările și completările ulterioare au continuat. Începând cu luna aprilie 2020, se remarcă introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică - modalitatea de tranzacționare a contractelor prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării (PCCB-LE-flex), concomitent cu abrogarea capitolului referitor la modalitatea de tranzacționare a contractelor prin licitație extinsă (PCCB-LE) din Regulamentul privind modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și negociere continuă și prin contracte de procesare, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 78/2014. Tot în anul 2020, începând cu luna septembrie, a devenit funcțională piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare (PCTL), până la sfârșitul anului 2020 nefiind depusă, însă, nicio ofertă inițiatore. Piața pentru ziua următoare (PZU) funcționează în regim cuplat în proiectul 4M MC, iar piața intrazilnică (PI) funcționează în regim cuplat cu piețele din alte 20 de state membre UE.

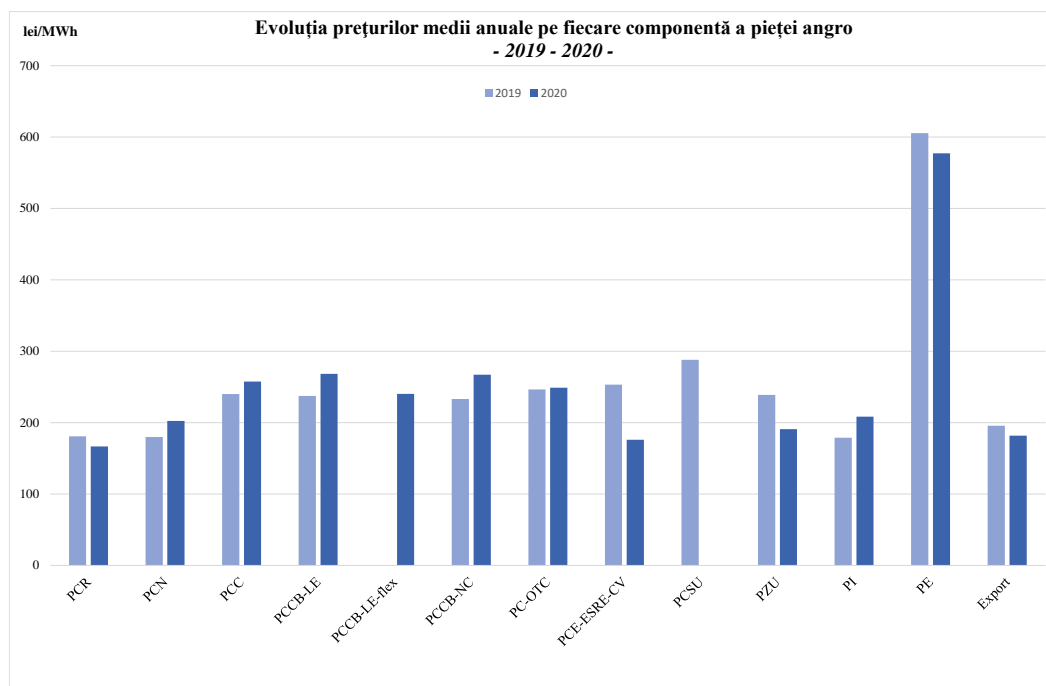
Prezentăm, în continuare, volumele anuale livrate pe fiecare dintre componentele pieței angro în perioada 2016 – 2020 și evoluția acestora față de valorile anului precedent. Evoluția lunară a acestor volume, ponderea lor din consumul intern, precum și prețurile medii realizate pe respectivele componente ale pieței angro pot fi accesate pe site-ul ANRE, în cadrul *Rapoartelor lunare privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică*.

Componentele pieței angro	2016 (GWh)	2017 (GWh)	2018 (GWh)	2019 (GWh)	2020 (GWh)	Evoluție față de anul 2019 - % -	Pondere din consum intern 2020 - % -
<i>Piața contractelor reglementate (PCR)</i>	4.152	1.741	-	4.317	7.018	▲62,6	13,1
<i>Piața contractelor negociate direct (PCN)</i>	1.283	616	438	268	279	▲4,0	0,5
<i>Piețe centralizate de contracte bilaterale (PCC), din care:</i>	65.337	59.829	67.005	59.799	48.616	▼18,7	90,7
<i>PCCB-LE</i>	21.729	22.821	22.736	18.907	13.898	▼26,5	25,9
<i>PCCB-LE-flex</i>	-	-	-	-	438	-	0,8
<i>PCCB-NC</i>	12.718	11.474	15.273	15.832	8.917	▼43,7	16,6
<i>PC-OTC</i>	30.890	25.534	28.996	25.060	25.209	▲0,6	47,0
<i>PCE-ESRE-CV</i>	-	-	-	0,8	153	▲185,1	0,3
<i>Piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU)</i>	8.046	5.601	2.208	612	-	▼100,0	-
<i>PZU</i>	25.810	24.716	23.541	23.133	24.924	▲7,7	46,5
<i>PI</i>	131	152	159	375	583	▲55,4	1,1
<i>PE</i>	4.001	4.497	3.305	3.280	3.223	▼1,7	6,0
<i>Export</i>	8.587	6.548	5.479	3.550	4.584	▲29,1	8,6

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, Opcom SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE -

Notă: Cantitatea aferentă contractelor de export include atât cantitățile exportate de furnizori/traderi, cât și exportul realizat prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitatea sa de agent de transfer pentru PZU și PI cuplat

Pentru o analiză comparativă cu valorile anului anterior, în graficul următor sunt prezentate prețurile medii anuale pe fiecare componentă a pieței angro:



Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, Opcom SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE –

Notă: cu excepția PZU și PE (preț de deficit), prețurile medii anuale sunt determinate ca medii ponderate, iar prețul mediu de export a luat în considerare și exportul realizat prin intermediul CNTEE Transelectrica SA, în calitatea sa de agent de transfer pentru PZU/PI cuplat; toate prețurile includ componenta TG a tarifului de transport și nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Din analiza activității comerciale transfrontaliere cu energie electrică, prezentate în tabelul următor, se constată o intensificare în anul 2020, comparativ cu anul anterior, atât pe partea de export (cu cca. 29%), cât și pe cea de import (cu cca. 45,6%).

Tranzacții export/import	2017	2018	2019	2020
Export				
Volum (GWh)	6.548	5.479	3.550	4.584
Preț mediu (lei/MWh)	189,7	193,66	195,62	181,80
<i>din care, prin PZU cuplat</i>				
Volum (GWh)	804	1.399	990	1.194
Preț mediu (lei/MWh)	178,25	180,19	179,13	178,30
<i>din care, prin PI cuplat</i>				
Volum (GWh)	-	-	10,34	200
Preț mediu (lei/MWh)	-	-	203,47	219,03
Import				
Volum (GWh)	3.654	2.934	5.068	7.377
Preț mediu (lei/MWh)	242,53	248,66	273,07	223,01
<i>din care, prin PZU cuplat</i>				
Volum (GWh)	2.031	1.123	1.733	1.399
Preț mediu (lei/MWh)	252,70	253,40	285,58	199,13
<i>din care, prin PI cuplat</i>				
Volum (GWh)	-	-	19,84	240
Preț mediu (lei/MWh)	-	-	196,09	212,30

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA

– prelucrare ANRE -

Pe ansamblu, se poate constata faptul că, începând cu anul 2019, România și-a schimbat poziția de exportator net în regiune, devenind importator net, cu o evoluție ascendentă semnificativă a soldului export – import (o creștere cu cca. 84% în 2020 comparativ cu anul precedent), așa cum rezultă din analiza valorilor prezentate în continuare:

SOLD (Export Import)	–	2017	2018	2019	2020
Volum (GWh)		2.894	2.545	-1.518	-2.792

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA

– prelucrare ANRE –

Caracterizarea activității pe piața angro a principalelor categorii de participanți

În 2020, volumul livrărilor de energie electrică aferente contractelor derulate pe piața concurențială a scăzut cu 7% comparativ cu anul 2019.

Se remarcă menținerea ponderii majoritare a livrărilor pe contracte tranzacționate pe PC-OTC, în paralel cu diminuarea ponderii PCCB-LE și cu reducerea semnificativă a ponderii PCCB-NC.

Pe ansamblu, livrările aferente vânzărilor producătorilor dispecerizabili pe piața concurențială au reprezentat o cantitate de aproape 53 TWh, tranzacționată la prețul mediu anual de 223,32 lei/MWh; comparativ cu valorile anului 2019, se remarcă o reducere cu 8,1% a cantităților de energie electrică vândute și scăderea cu 0,8% a prețului mediu anual. Cea mai mare parte din respectiva cantitate a fost vândută pe piețele centralizate de contracte bilaterale (cca. 28,1 TWh), iar din aceasta, preponderentă a fost vânzarea către furnizorii de energie electrică (25,1 TWh la prețul mediu de 253,99 lei/MWh). Cantități mari au fost vândute și prin intermediul piețelor pe termen scurt (PZU și PI) - cca. 17,6 TWh (creștere de 5,1% comparativ cu 2019), la prețul mediu anual de 195,48 lei/MWh (scădere de cca. 14% comparativ cu 2019). Față de anul precedent, structura de vânzare a producătorilor dispecerizabili a continuat să se modifice, prin creșterea cantităților livrate pe piața reglementată reintrodusă în 2019 (unde au fost vânduți cca. 7 TWh la prețul mediu de 166,55 lei/MWh) și prin creșterea cantității tranzacționate pe piețele cu livrare pe termen scurt PZU și PI în detrimentul PCSU (pe care nu s-au mai realizat livrări de energie electrică după doi ani consecutivi de reduceri consistente) și al piețelor centralizate cu livrare la termen, cu o scădere de 22%.

Cel mai mic preț mediu anual realizat de furnizori la vânzare este înregistrat pentru livrările de energie aferente contractelor tranzacționate pe PCCB-LE-flex (238,85 lei/MWh), iar cel mai mare - pentru contractele tranzacționate pe PCCB-LE (281,33 lei/MWh).

În 2020, prețul mediu anual la care furnizorii de ultimă instanță obligați au achiziționat energia electrică de pe piețele de tip PCC (254,76 lei/MWh) este mai mare decât cel la care au achiziționat energia electrică de pe PZU (201,30 lei/MWh), ambele achiziții fiind realizate la prețuri semnificativ mai mari decât prețul mediu anual la care au achiziționat energia electrică pe contracte reglementate (166,55 lei/MWh).

În calitate de participant la piața angro de energie electrică, CNTEE Transelectrica a achiziționat în anul 2020 cantitățile necesare acoperirii pierderilor de energie electrică în rețelele electrice proprii atât de pe piețele centralizate de contracte bilaterale, prin tranzacții încheiate cu furnizori și producători (PCCB-LE/PCCB-LE-flex și PCCB-NC), cât și de pe PZU, PI și PE.

Ponderea cea mai mare din achiziția de energie electrică pentru acoperirea pierderilor în rețea a reprezentat-o energia cumpărată pe PZU (cca. 450 GWh reprezentând 48,8% din totalul achiziționat), la un preț mediu anual de 210,66 lei/MWh. Achiziția pe contracte încheiate pe PCCB-LE/PCCB-LE-flex a reprezentat cca. 33% din totalul energiei cumpărate (aproape 305 GWh), iar cea de pe PCCB-NC, a fost de cca. 16,7% (peste 153 GWh). Din datele analizate se

poate deduce că în 2020, OTS a achiziționat energie electrică pe piețele forward de contracte și de pe PZU în proporții aproape egale.

Dacă achiziția de pe piețele de contracte s-a realizat la prețuri care au variat în intervalul 242,50-291,62 lei/MWh (în cazul PCCB-LE/PCCB-LE-flex) sau în intervalul 268,75-291,12 lei/MWh (pe PCCB-NC), achiziția pe PZU s-a realizat la un preț mediu anual de doar 210,66 lei/MWh, depinzând de intervalele orare în care a fost achiziționată energia. Ajustarea înainte de momentul livrării a cantităților de energie necesare acoperirii pierderilor în rețea a fost realizată prin intermediul PI, piață pe care OTS a participat atât la cumpărare, cât și la vânzare. Soldul dezechilibrului înregistrat de operatorul de transport și sistem materializat prin achiziție de energie electrică din PE a scăzut cu 27,8% față de anul anterior.

Operatorii de distribuție au achiziționat 5,3 TWh energie electrică numai prin intermediul pieței concurențiale, în principal prin intermediul produselor existente pe PCCB-NC (35,9%) și PZU (23,2%), urmate de PCCB-LE (21,9%), PC-OTC (17,4%) și PCCB-LE-flex (1,5%).

Evoluția piețelor centralizate de contracte bilaterale

Prezentăm, în continuare, volumele anuale tranzacționate pe fiecare dintre componentele pieței centralizate de contracte bilaterale, prețurile medii ponderate de tranzacționare, numărul de contracte tranzacționate și evoluția acestora față de valorile anului precedent.

Tip piață	Volum tranzacționat		Preț mediu ponderat		Număr contracte tranzacționate	
	GWh	Evoluție față de 2019 (%)	Lei/MWh	Evoluție față de 2019 (%)	Număr	Evoluție față de 2019 (%)
PCCB-LE	4.213	▼ 67	261,48	▼ 9,7	108	▼ 75,6
PCCB-LE-flex	15.421	▲ 100,0	254,72	▲ 100,0	450	▲ 100,0
PCCB-NC	8.963	▲ 14,5	249,69	▼ 10,8	35.387	▲ 0,4
PC-OTC	35.611	▲ 58,0	236,05	▼ 12,4	4.756	▲ 22,5
PCE-SRE-CV	987	▲ 722,3	201,61	▼ 22,8	200	▲ 525,0

În tabelele următoare sunt prezentate valorile minime și maxime lunare ale indicatorilor de concentrare a pieței calculați de Opcom SA pe baza volumelor tranzacționate lunar de participanți pe PCC la vânzare și la cumpărare:

Tip piață /Indicatori vânzare	HHI		C1 (%)		C3 (%)	
	min	max	min	max	min	max
PCCB-LE	3.181	6.160	47,24	76,01	85,88	100,00
PCCB-LE- flex	2.949	8.210	44,83	90,37	80,17	99,60
PCCB-NC	888	3.560	15,32	55,18	40,12	82,06
PC-OTC	662	1.628	15,31	34,61	35,4	63,78
PCE-SRE- CV	909	4.300	17,05	59,13	42,46	100,00

Tip piață /Indicatori cumpărare	HHI		C1 (%)		C3 (%)	
	min	max	min	max	min	max
PCCB-LE	1.908	4.534	31,87	55,78	70,54	100,00
PCCB-LE- flex	1.051	2.410	16,22	39,42	44,29	79,83
PCCB-NC	765	2.193	11,68	40,56	34,29	68,47
PC-OTC	526	1.129	9,65	25,03	26,7	49,98
PCE-SRE- CV	2.362	9.547	29,07	97,68	73,69	100,00

Evoluția tranzacțiilor realizate în anul 2020 comparativ cu anul precedent, pe piețele la termen a fost următoarea:

- pe PC-OTC, volumul tranzacționat a crescut cu 58%, iar prețul mediu ponderat de tranzacționare a scăzut cu cca. 11,4%, respectiv de la 269,41 lei/MWh în 2019 la 236,05 lei/MWh în 2020;
- pe PCCB-LE operațională până pe data de 8 mai 2020, volumul tranzacționat a scăzut cu 65,1%, iar prețul mediu ponderat de tranzacționare a scăzut cu cca. 9,7%, respectiv de la 289,54 lei/MWh în 2019 la 261,48 lei/MWh în 2020;
- pe PCCB-LE-flex, operațională începând cu data de 8 mai 2020, s-a tranzacționat un volum de 15421 GWh, la prețul mediu ponderat de 254,72 lei/MWh;
- pe PCCB-NC, volumul tranzacționat a crescut cu cca. 14,5%, iar prețul mediu ponderat de tranzacționare a înregistrat o scădere de cca. 10,1%, de la 277,69 lei/MWh în 2019, la 249,69 lei/MWh în 2020;
- pe PCE-ESRE-CV, volumul tranzacționat a crescut cu cca. 722,3%, iar prețul mediu ponderat de tranzacționare a înregistrat o scădere de cca. 22,8%, de la 261,29 lei/MWh în 2019, la 201,61 lei/MWh în 2020.

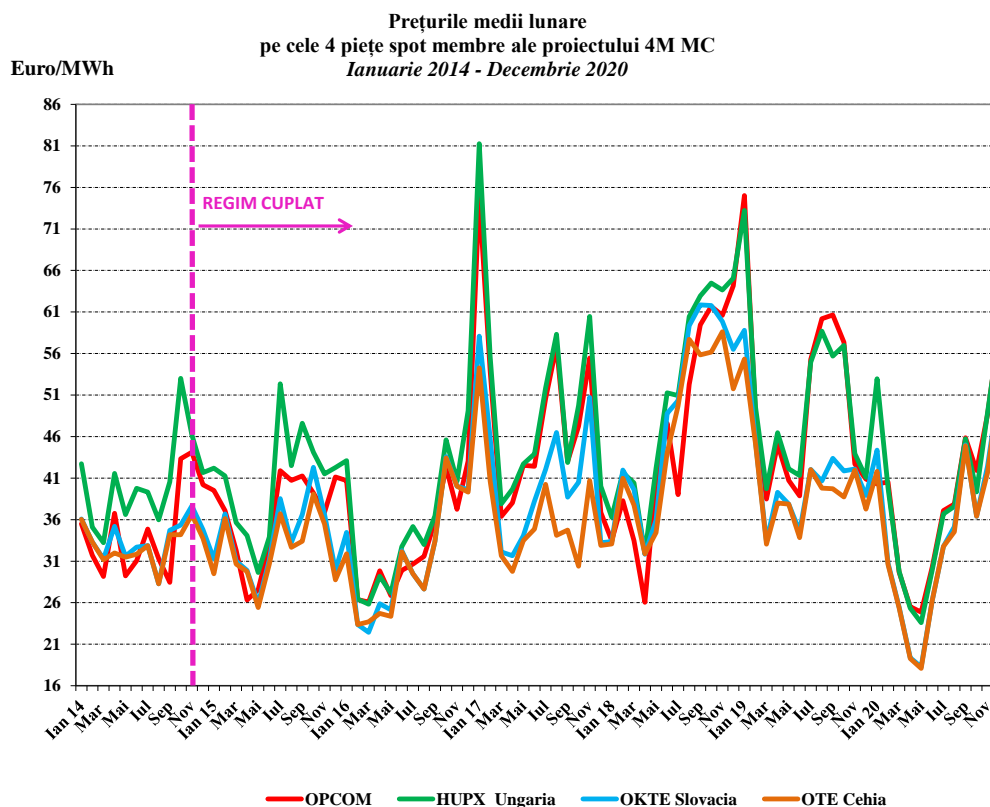
Evoluția Pieței pentru ziua următoare – PZU

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2020 a crescut cu cca. 7,7% față de anul anterior. Ponderea lunară a tranzacțiilor derulate pe PZU din consumul intern a variat între 37,1% (noiembrie 2020) și 55,6% (ianuarie 2020), la nivel de an înregistrându-se o creștere sensibilă față de anul 2019 (46,5% comparativ cu 41,9%).

Prețul mediu de închidere a PZU, de 190,92 lei/MWh, (calculat ca medie aritmetică a prețurilor zilnice de închidere a pieței) a scăzut cu cca. 20,1% față de media anului 2019.

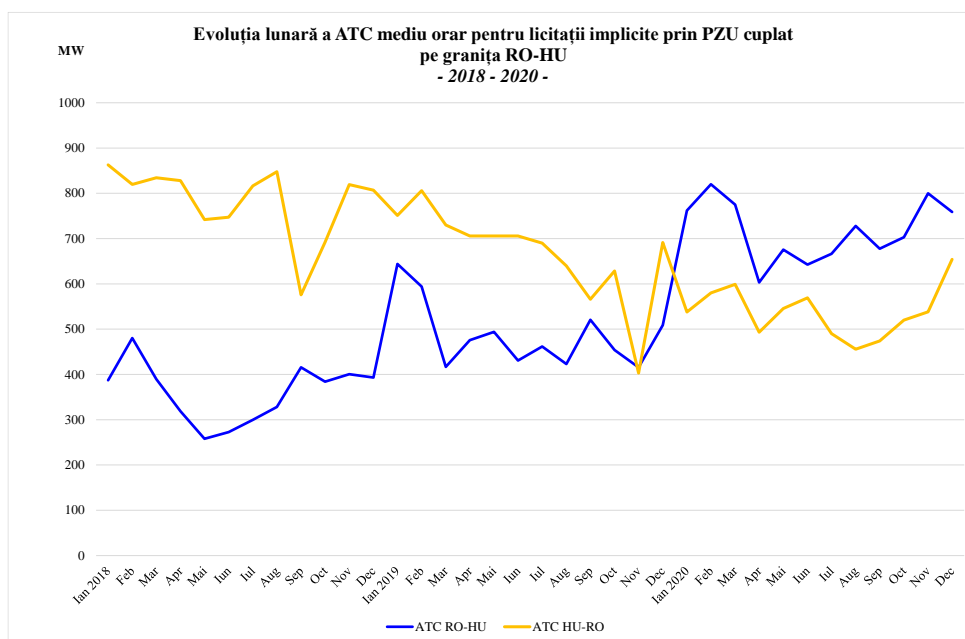
Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernarea operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

În graficul următor sunt prezentate prețurile spot medii lunare ale celor 4 piețe pentru ziua următoare implicate în mecanismul de cuplare 4M MC începând cu 1 ianuarie 2014, înainte și după debutul funcționării în regim cuplat.

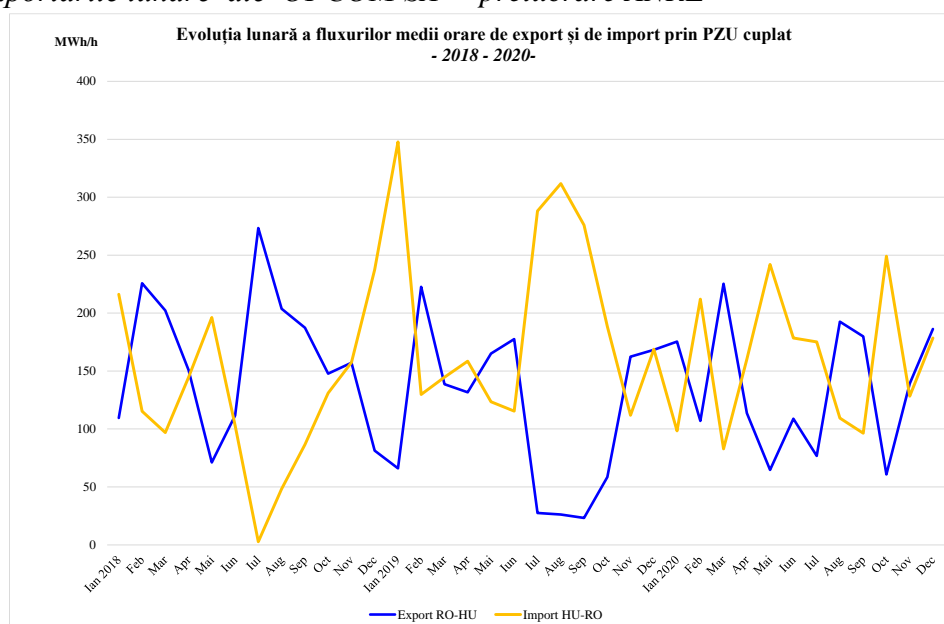


Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE -

În graficele următoare sunt prezentate valorile medii lunare ale capacității de transport disponibile orar pentru export și import pe PZU (primul grafic) și ale fluxurilor de export și import de energie electrică, determinate ca medii aritmetice ale fluxurilor orare realizate prin PZU cuplat (al doilea grafic), în anul 2020.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE –



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE –

În perioada 2016 – 2020, în fiecare an s-au înregistrat creșteri ale ATC lunar pentru export pe PZU.

În anul 2020, comparativ cu anul precedent, au crescut atât ATC alocat pentru export pe PZU, cât și fluxul de energie electrică exportată pe granița RO-HU prin mecanismul de cuplare: primul cu cca. 48%, iar cel din urmă cu cca. 20,7%.

În ceea ce privește alocarea ATC pentru licitațiile implicite pe direcția import pe granița cu Ungaria, după aplicarea principiului de ”netting”, pentru anul 2020 au rezultat valori mai mici ale ATC pentru PZU cuplat. ATC alocat pentru import pe PZU s-a redus cu cca. 19,3% comparativ cu anul 2019, iar fluxul de energie electrică importată prin PZU cuplat a scăzut cu cca. 19,4%.

Similar anului precedent, și în anul 2020 au predominat fluxurile de import care au înregistrat o valoare anuală mai mare decât a celor de export. Gradul mediu de utilizare a capacității de interconexiune la nivelul anului 2020 a înregistrat o valoare de 29,6%, pe direcția de import, mai mare față de cea înregistrată pe direcția de export, de 19%.

În pofida gradului mediu de utilizare relativ redus a capacității de interconexiune, au existat și intervale orare în care valorile ATC stabilite pentru export/import nu au permis realizarea unor schimburi transfrontaliere la nivelul necesarului. În tabelul următor este prezentată situația numărului de intervale orare aferent anilor 2019 – 2020 în care schimburile realizate nu au putut anula diferența de preț dintre cele două zone (fluxul schimbat a fost egal cu ATC orar alocat, iar diferența dintre PIP PZU din România și PIP PZU Ungaria a fost diferită de zero).

Anul	Nr. intervale ATC insuficient export PZU (RO - HU)	Nr. intervale ATC insuficient import PZU (HU - RO)
2019	980	494
2020	392	929

Sursa: Date zilnice publicate de Opcom SA – prelucrare ANRE –

Evoluția la nivel orar a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe aria România și respectiv aria Ungaria, corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții, pentru anul 2020 este prezentată în *Raportul lunar privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică*, publicat pe site-ul ANRE.

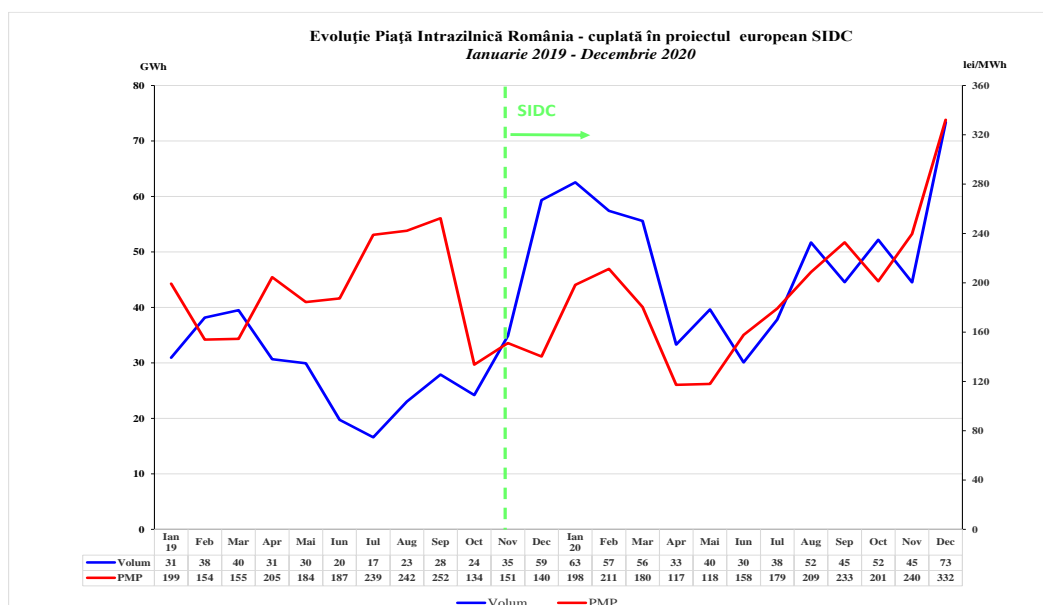
Prețul stabilit pe PZU în anul 2020 încorporează cu suficientă acuratețe informațiile disponibile privind nivelul resurselor și al necesarului de energie electrică corespunzătoare momentului, modificările cadrului legal și evenimentele cu caracter special cu impact asupra sectorului energetic, prezentând, totodată, volatilitatea ridicată specifică.

Piața intrazilnică – PI

PI este o piață voluntară care oferă participanților instrumente standard de tranzacționare, menite să faciliteze ajustarea portofoliului de contracte cât mai aproape de momentul livrării energiei electrice și o mai bună gestionare a posibilelor dezechilibre, contribuind astfel la menținerea în echilibru a producției și consumului.

PI a fost folosită insuficient de participanții la piață, situație care nu ar trebui să caracterizeze funcționarea piețelor cu producție de energie electrică din surse regenerabile în creștere. Odată cu începerea funcționării în regim cuplat în proiectul SIDC, se remarcă o creștere a volumului tranzacțiilor, volumul de energie electrică tranzacționat în anul 2020 pe PI fiind de 582,8 GWh, în creștere cu cca. 55% față de cel din anul anterior.

În graficul următor sunt prezentate: volumul tranzacționat lunar și prețul mediu ponderat pe piața intrazilnică începând cu 1 ianuarie 2019, înainte și după aderarea României la proiectul european SIDC.

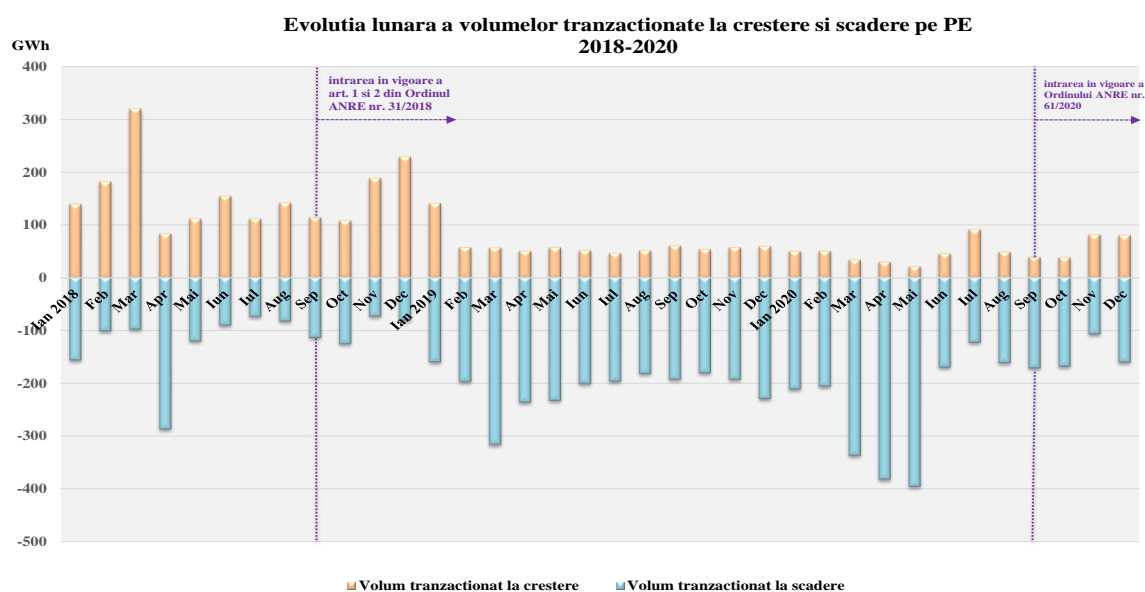


Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare ANRE

Piața de echilibrare

La sfârșitul anului 2020, pe piața de echilibrare (PE) erau înscriși 99 participanți, deținând 193 unități dispunerabile în exploatare comercială. Pe aceeași piață operau 65 de Părți Responsabile cu Echilibrarea (PRE) din care 5 aparținând operatorului de transport și sistem (pentru compensarea schimburilor neplanificate cu țările vecine, achiziționarea energiei pentru acoperirea pierderilor în RET, achiziționarea energiei pentru consumul stațiilor proprii, în calitate de agent de transfer pentru PZU și PI).

În graficul următor sunt prezentate la nivel lunar volumele de energie electrică tranzacționate la creștere și scădere de putere pentru perioada 2018-2020.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA
- prelucrare ANRE -

Pe ansamblu, dimensiunea PE în 2020 a fost în scădere cu cca. 1,7% față de cea din anul 2019 și cu 2,5% mai mică decât cea din 2018. La nivel lunar, volumele totale înregistrate (suma volumelor la creștere și scădere) au variat între un minim de 190 GWh în luna noiembrie 2020 și un maxim de 481 GWh înregistrat în luna mai 2020.

Similar lunilor din anul precedent, volumul la scădere a fost în fiecare lună mai mare decât cel la creștere, la nivel de an volumul tranzacționat la scădere ajungând să fie de 4 ori mai mare decât cel înregistrat la creștere de putere. Aceeași diferență între cele două tipuri de volume anuale a fost în 2019 de doar 3,3 ori.

Sunt de remarcat, de asemenea, volumele mari la scădere din perioada martie-mai 2020, variind între 300-400 GWh, cele mai mari la nivel lunar din perioada 2018-2020, concomitent cu volumele reduse la creștere (între 20-30 GWh lunar), cel mai probabil determinate de reducerile nenotifycate ale consumului din perioada declarării stării de urgență (încetinirea sau chiar oprirea activității în unele sectoare industriale).

Din analiza ponderilor lunare ale volumelor tranzacționate pe PZU din consumul intern, comparativ cu cele ale corespunzătoare PE, se constată că, în timp ce în cazul PZU, ponderile lunare au fost superioare celor din anul anterior, în cazul PE acestea s-au menținut la un nivel aproximativ egal; astfel, în 9 din 12 luni s-au situat la nivelul de 4-5% din consumul intern și doar în 3 luni (martie-mai) au depășit această valoare.

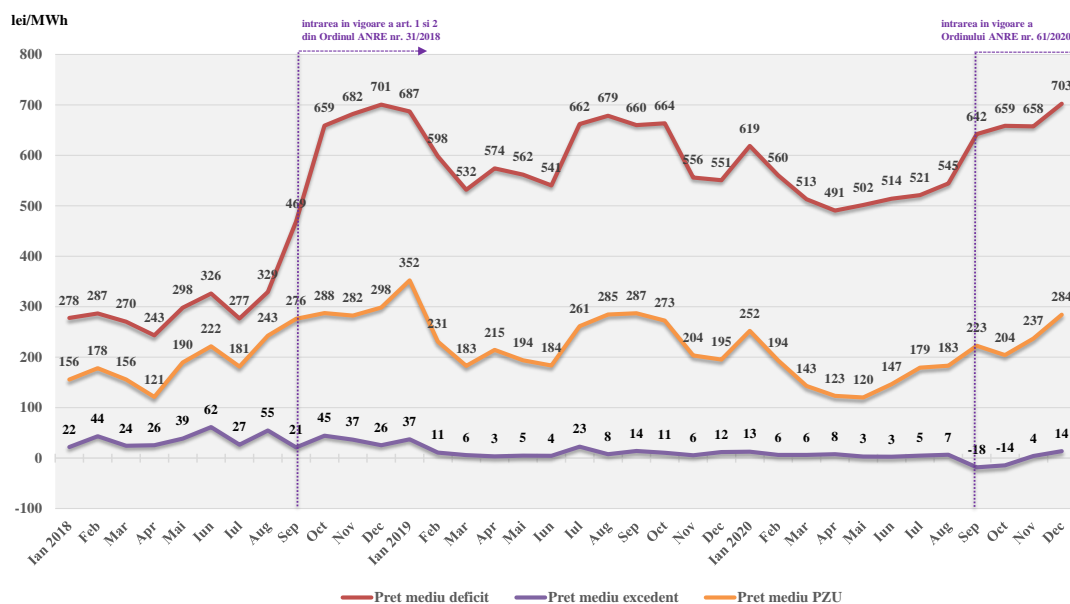
Valorile anuale ale indicatorilor de concentrare C1 și HHI în anul 2020 determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pentru fiecare tip de reglaj și sens, au rămas, ca și în anii anteriori, în plaja de valori specifică unei piețe cu concentrare ridicată.

Participanții la PE cu cote anuale de piață peste 20% au fost Hidroelectrică (la creștere și scădere pe reglaj secundar și terțiar rapid), Complexul Energetic Oltenia (la creștere și scădere pe toate tipurile de reglaje) și OMV Petrom (la creștere și scădere pe reglaj secundar și la scădere pe terțiar rapid).

Dintre aceștia, participanți dominanți (cota de piață >50%) au fost Hidroelectrică (pe *reglaj secundar* la creștere (56%) și scădere (57%) și pe *terțiar rapid* la scădere (51%)) și Complexul Energetic Oltenia (pe *terțiar lent* la creștere (99%) și scădere (84%)).

În graficul următor prezentăm evoluția celor două prețuri medii lunare de decontare a dezechilibrelor PRE în corelare cu prețul mediu lunar înregistrat pe PZU în perioada 2018-2020.

**Evoluția prețurilor medii lunare pe PE și PZU
2018-2020**



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA
- prelucrare ANRE -

Începând cu luna septembrie 2020, când au intrat în vigoare modificările introduse prin Ordinul ANRE nr. 61/2020 pentru aprobarea *Regulamentului de programare a unităților de producție dispeceerizabile, a consumatorilor dispeceerizabili și a instalațiilor de stocare dispeceerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, prețul mediu de deficit a înregistrat în fiecare lună valori peste 600 lei/MWh. În același timp, în urma eliminării limitării prețului și a introducerii permisiunii de ofertare la preț negativ, se contată că în lunile septembrie și octombrie 2020 s-au înregistrat valori negative ale prețului mediu de excedent la nivel lunar, un număr mare de participanți (în special producători din surse SRE) preferând să plătească decât să nu producă.

Prețul mediu anual de deficit (calculat ca medie aritmetică a valorilor lunare) a fost în 2020 de 577,17 lei/MWh, cu 4,6% mai mic decât cel din anul precedent, iar prețul mediu anual de excedent a atins o valoare minimă de 3 lei/MWh, ajungând la aproape un 1/4 din același preț înregistrat în 2019 (11,67 lei/MWh).

În perioadele caracterizate de condiții defavorabile din punct de vedere meteorologic sau hidrologic, care au determinat producții deficitare de energie electrică, producătorii au cerut prețuri mari pentru oferta disponibilă la creștere pe PE. O altă cauză care a determinat producătorii să introducă oferte la creștere cu prețuri mari au fost și disponibilitățile reduse pe fondul problemelor financiare cu care se confruntă producătorii de energie electrică în centrale termoelectrice.

Modificările cadrului de reglementare potrivit cărora certificatele verzi se acordă corespunzător producției realizate din surse regenerabile, fără a se mai limita la cantitatea de energie electrică orară notificată către CNTEE TRANSELECTRICA SA, au condus la o

creștere sistematică a energiei produse față de cea notificată, producătorii eolieni nemaifiind interesați să notifice cât mai aproape de realitate. Astfel, pe fondul modificărilor legislative anterior menționate, injectarea în rețele a unei cantități de energie din surse eoliene mai mare decât cea notificată, corelat cu regulile de prioritate în dispecerizare acordată producătorilor eolieni, a avut ca efect emiterea unor dispoziții de reducere de putere pe PE aplicate producătorilor din surse hidro și termo, care au dus la scăderea suplimentară a cantităților de energie electrică livrate de aceștia în rețea.

Similar situației din anul precedent, și în 2020 soldul dezechilibrelor PRE la nivelul SEN a înregistrat lună de lună valori pozitive, cele mai mari valori înregistrându-se în perioada martie-mai (peste 300 GWh lunar). În ultimul trimestru din an valorile lunare ale dezechilibrelor au scăzut, una din explicații fiind probabil și creșterea prețurilor de deficit pe PE în contextul modificărilor cadrului de reglementare (intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 61/2020). Valoarea mare a prețurilor de deficit, cu un puternic caracter penalizator, a fost unul din motivele pentru care participanții au căutat să se echilibreze pe cât posibil în piețele anterioare PE, inclusiv prin creșterea cantității de energie electrică achiziționată din import. Comportamentul respectiv a generat o scădere a volumului selecțiilor la scădere și creștere pe reglajul terțiar lent și o micșorare a numărului pornirilor de grupuri termoenergetice și implicit a costurilor generate de acestea.

Valoarea suplimentară rezultată din redistribuirea veniturilor/costurilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului a avut lună de lună valori pozitive cu semnificație de venit pentru OTS (drepturi de încasat), iar valoarea suplimentară cumulată la nivel de an a depășit 115,4 milioane lei. Veniturile/costurile suplimentare lunare provenite din echilibrarea sistemului se redistribuie fiecărei PRE în funcție de contribuția la reducerea sau agravarea dezechilibrului sistemului (cu excepția PRE-urilor Schimburi neplanificate și agent transfer PZU și PI aparținând CNTEE Transelectrica SA).

Piața serviciilor de sistem

Participanții la PE care în anul 2020 au furnizat cel puțin un tip de serviciu de sistem au fost producătorii calificați Bepco, CE Hunedoara, CE Oltenia, Electrocentrale București, Electrocentrale Galați, Electro Energy Sud, Hidroelectrică, Romgaz, OMV Petrom, Veolia Energie Iași și Veolia Energie Prahova.

În vederea acoperirii necesarului de rezerve stabilit de UNO-DEN în scopul menținerii nivelului de siguranță în funcționarea SEN, CNTEE Transelectrica a achiziționat în anul 2020 rezerva de reglaj secundar frecvență-putere (RS) și cea corespunzătoare reglajului terțiar rapid (RTR) prin licitații. Achiziția rezervei de reglaj terțiar lent s-a realizat în principal prin încheierea de contracte reglementate cu CE Hunedoara (pentru întregul an 2020, în baza deciziei ANRE nr. 2047/2018 și deciziei ANRE nr. 1211/08.07.2020) și cu Electrocentrale Galați (pentru perioada ianuarie-martie 2020 conform deciziei ANRE nr. 1851/30.10.2019 emisă în baza HG 593/2019). În plus, au fost achiziționate cantități rezultate din licitații pentru perioada ianuarie-martie și primele 8 zile din luna iulie 2020 (până la emiterea unei noi decizii ANRE pentru CE Hunedoara, ca urmare a aplicării prevederilor OUG nr.

103/29.06.2020 prin care termenul de aplicare a măsurilor prevăzute în OUG nr. 26/04.04.2018 și anume obligația producătorului de a furniza servicii de sistem la putere electrică de cel puțin 400 MW, în condițiile reglementărilor emise de ANRE, s-a prorogată până la 31.12.2020).

Având în vedere prevederile art. 6 alineatul (9) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața de energie electrică, începând cu luna februarie 2020, pentru achiziționarea serviciilor de sistem CNTEE Transelectrica a organizat licitații zilnice, din septembrie 2020 acestea desfășurându-se separat pe direcțiile de creștere și scădere de putere.

Necesarul de rezerve stabilit de UNO-DEN a fost acoperit integral în fiecare lună, cu 2 mici excepții (99,97% în mai și 99,88% în iulie),.

Începând din 1 martie 2020, pe fondul scăderii consumului intern la nivelul SEN din cauza declanșării pandemiei COVID-19 și a utilizării mai reduse a rezervelor la creștere concomitent cu folosirea cu preponderență a rezervelor la scădere în contextul notificărilor preponderent excedentare, CNTEE Transelectrica a evaluat tehnic posibilitatea funcționării sigure a SEN în condițiile diminuării cantității de rezerve necesare a fi achiziționate. Necesarul pentru RS a fost diminuat cu 50 hMW/h în fiecare interval orar. De asemenea, începând cu 25.03.2020, a fost diminuat și necesarul de RTR cu 150 hMW/h în intervalele 7–16, respectiv 200 hMW/h în intervalele 17–23, iar pentru RTL nu s-au mai organizat licitații, fiind achiziționată doar cantitatea reglementată de 400 hMW/h, cu o diminuare a cantității achiziționate de 300 hMW/h în toate intervalele orare.

În același context, începând cu 15.05.2020 cantitatea necesară a fi achiziționată pentru RTR a fost diminuată cu încă 100 hMW/h în intervalele orare 1 – 6 și 24. Din 25.11.2020, având în vedere tendința de creștere a consumului și utilizarea rezervelor la creștere, cantitățile necesare a fi achiziționate au crescut la nivelul celor utilizate înainte de 1 martie 2020.

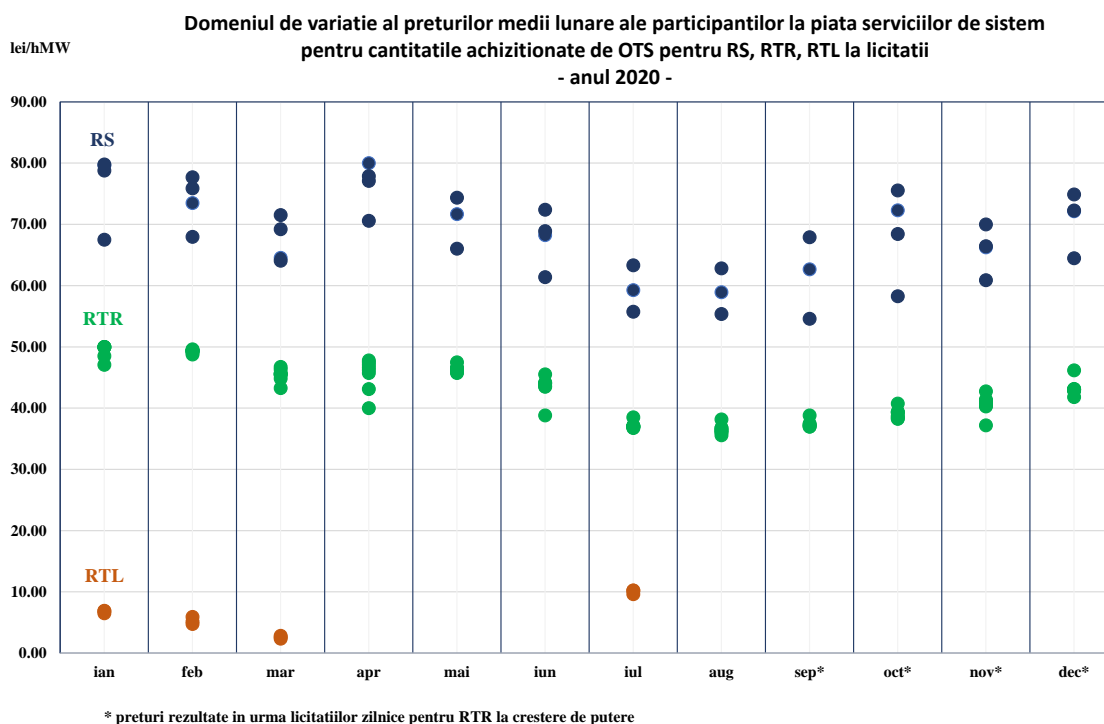
Din punct de vedere cantitativ, în 2020 achiziția de rezerve a fost aproximativ de același nivel comparativ cu 2019 pentru RS și cu 5% mai mare pentru RTR. În cazul RTL, achiziția anuală a scăzut până la 66% din nivelul celei din anul precedent, limitându-se în perioada aprilie-decembrie 2020 (cu excepția primelor 8 zile din iulie) la obligația stabilită prin OUG nr. 26/04.04.2018 a CE Hunedoara.

În a doua parte a anului au existat participanți care au cesionat o parte din cantitățile contractate pe RS sau RTR către Hidroelectrică.

Indicatorii de concentrare ce caracterizează piața de servicii de sistem în 2020, calculați pe baza datelor raportate lunar de CNTEE Transelectrica, referitoare la cantitățile contractate pe fiecare tip de rezervă, la nivelul întregii piețe și detaliat în regim reglementat și prin mecanisme de piață (cu luarea în considerare a cesionărilor de cantități), sunt prezentați în raportul de monitorizare a pieței de energie electrică pentru luna decembrie 2020. Din analiza acestora se constată, și în acest an, un grad ridicat de concentrare pe toate tipurile de rezerve de reglaj, în condițiile participării cu oferte a unui număr redus de producători calificați.

Ca și în anii precedenți, dominantă a fost achiziția de la Hidroelectrică pentru RS (56,7%) și RTR (71,4%) în timp ce în cazul rezervei de reglaj terțiar lent, producătorul cu cea mai mare cotă de piață (45,2%) a fost Electrocentrale Galați cea mai mare parte a cantității rezultând din licitațiile organizate în primele 3 luni, când avea și obligații conform deciziei ANRE nr. 1851/30.10.2019. Producătorii care au contribuit cu cele mai mari cantități de rezerve au fost Hidroelectrică (cu peste 4,28 TWh pe RTR și cca. 2,15 TWh pe RS) și CE Oltenia (peste 955 GWh pe RS și cca. 877 GWh pe RS).

Prezentăm în graficul următor plaja de variație a prețurilor medii la nivel lunar înregistrate de participanții care au câștigat licitațiile zilnice organizate de OTS pentru toate tipurile de rezerve la creștere de putere.



Cele mai mari prețuri medii la nivel lunar rezultate în urma participării la licitații le-au înregistrat producătorii pentru RS, acestea variind în intervalul 54,61 lei/hMW și 80 lei/hMW, în timp ce în urma participării la licitațiile pentru rezerva la creștere de RTR valorile prețului mediu lunar au fost între un minim de 35,57 lei/hMW și un maxim de 50 lei/hMW. În urma licitațiilor organizate pentru RTL la creștere, producătorii au obținut prețuri reduse, care nu au depășit la nivel de lună valoarea medie de 10,23 lei/hMW.

Prețurile medii înregistrate de producătorii care au câștigat licitațiile zilnice pentru RTR la scădere de putere, nereprezentate pe graficul de mai sus, au variat în intervalul 13,89-18,72 lei/MWh pentru perioada septembrie-decembrie 2020.

La nivel de an, Hidroelectrică a fost participantul care a determinat prețul de închidere la licitațiile zilnice (organizate începând cu luna februarie 2020) pentru rezerva de RS în aprox. 72% din intervalele orare, pentru RTR la creștere în aprox. 83% din intervalele orare, iar la

licitațiile zilnice pentru rezerva RTR la scădere (organizate începând cu luna septembrie 2020) în aproximativ 65% din intervalele orare.

3.2.2 Retail market

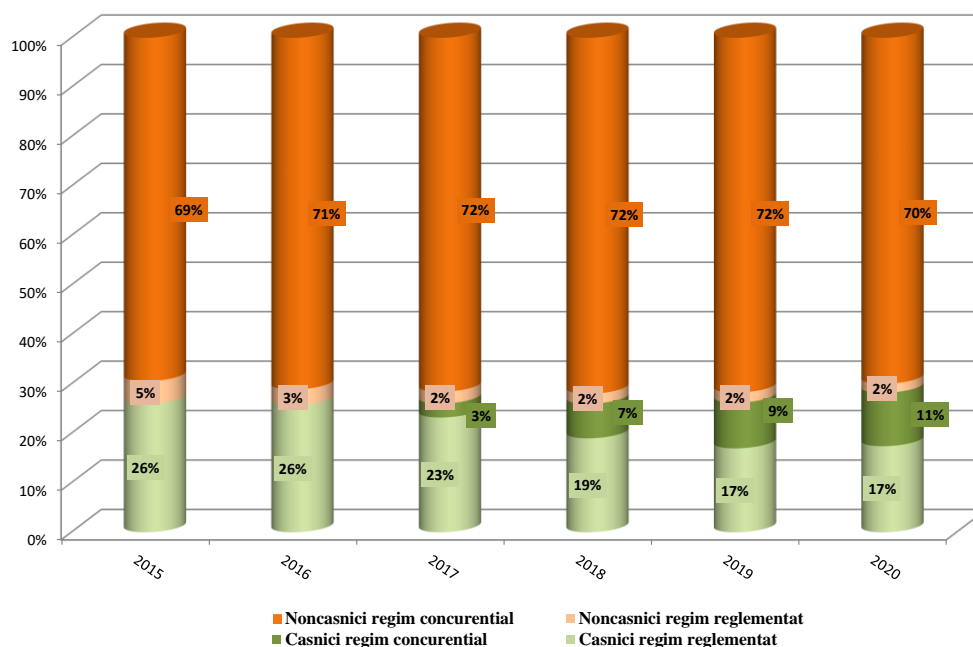
Monitoring the level of prices, the level of transparency, the level and effectiveness of market opening and competition

Pe parcursul anului 2020, pe piața cu amănuntul de energie electrică (PAM) au activat 89 titulari de licență pentru activitatea de furnizare a energiei electrice din care 22 sunt titulari ai unei licențe pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice cu unități dispecerizabile.

Din punct de vedere al cadrului de reglementare aplicabil, anul 2020 poate fi caracterizat drept ultimul an al funcționării sistemului de tarife/prețuri reglementate stabilit de ANRE și aplicat de FUI (obligat sau opțional) clienților proprii care nu doresc să beneficieze de condițiile pieței concurențiale. Din punct de vedere al consumului final de energie electrică, acest an a fost marcat de impactul fără precedent al restricțiilor impuse de contextul pandemic declanșat în primul trimestru al anului, care au generat o scădere puternică a energiei electrice furnizate categoriei de clienți finali noncasnici.

Structura pieței cu amănuntul de energie electrică din punct de vedere al consumului final de energie electrică pe categorii de clienți finali și regim de furnizare, este prezentată în evoluție pentru perioada 2015-2020. Calculul a fost realizat pe baza datelor colectate în baza cadrului de reglementare în vigoare de la furnizorii activi pe piața cu amănuntul de energie electrică.

Evoluția structurii consumului de energie electrică furnizată clienților finali casnici și noncasnici cu separarea pe regim de furnizare (reglementat sau concurențial) 2015-2020



Sursa:

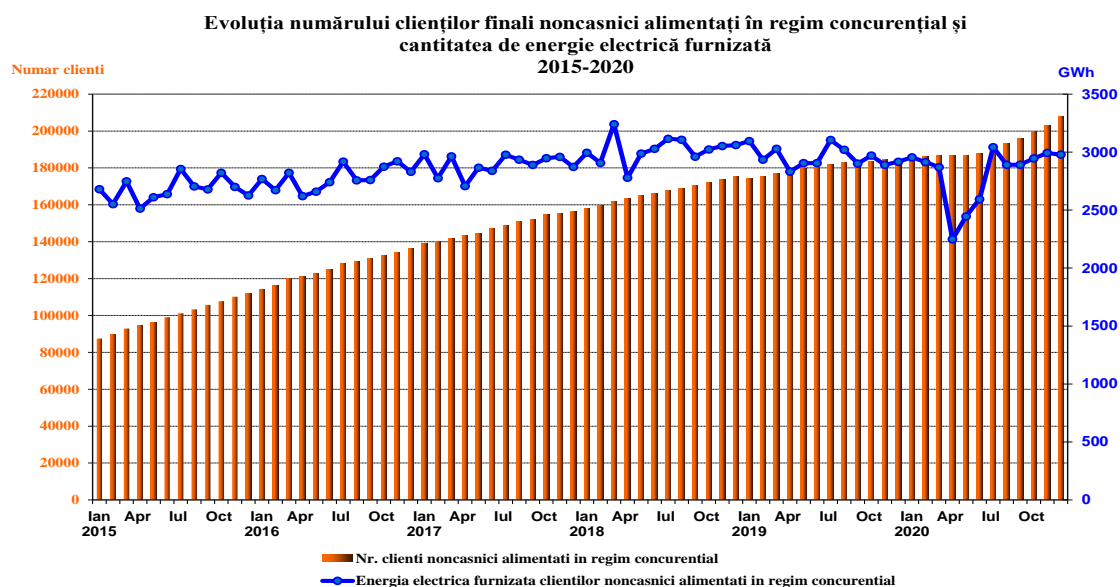
Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE –

Scăderea cu peste 1,2 TWh a consumului final față de anul precedent a fost determinată de reducerea cu mai mult de 1,8 TWh a energiei electrice furnizate clienților noncasnici, care nu a putut fi compensată de creșterea cantității de energie electrică destinată clienților casnici.

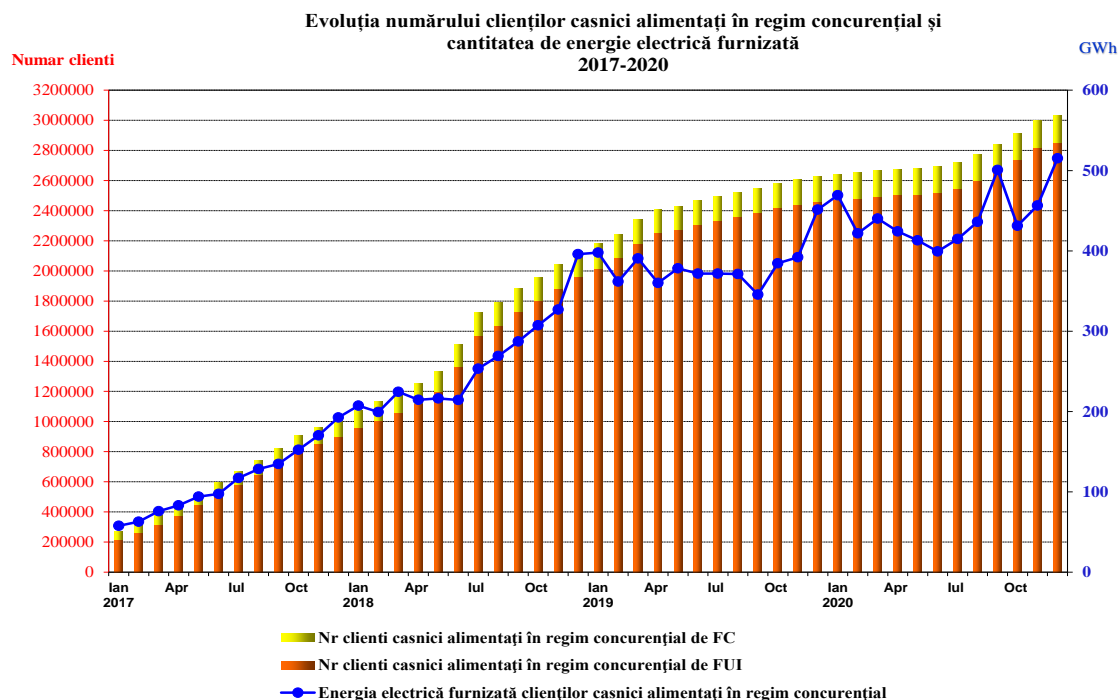
Față de același an de comparație, la nivelul segmentului concurențial este de remarcat o scădere a ponderii consumului noncasnic în favoarea celui casnic, în timp ce structura segmentului reglementat a rămas aproximativ aceeași.

Piața concurențială cu amănuntul de energie electrică

În graficele următoare este prezentată evoluția numărului de clienți noncasnici respectiv clienți casnici alimentați în regim concurențial și consumul final de energie electrică aferent fiecărei categorii. Pentru clienții noncasnici reprezentarea grafică este pentru perioada 2015-2020, în timp ce pentru clienții casnici, datele sunt disponibile începând cu ianuarie 2017, în perioada 2015-2016 această componentă având dimensiuni ne semnificative.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE -

Pe segmentul concurențial, 94% din totalul casnicilor sunt alimentați cu energie electrică tot de FUI obligați, alegând să migreze în piața concurențială fără schimbarea furnizorului, ci doar prin negocierea condițiilor contractuale cu același FUI. Numărul clienților casnici care au ales în 2020 să treacă la furnizarea la prețuri concurențiale a fost de peste 400 mii clienți.

În tabelele următoare sunt prezentați indicatorii specifici clienților finali noncasnici respectiv clienților casnici alimentați în regim concurențial, în funcție de tranșele de consum stabilite prin Regulamentul (UE) 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 octombrie 2016 privind statisticile europene referitoare la prețurile la gaze naturale și energie electrică și de abrogare a Directivei 2008/92/CE, comparativ cu anul 2019.

Tranșe consum clienți noncasnici	2020			2019		
	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienti	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienti
IA	1.196	486,74	155.136	1.808	453,85	136.243
IB	4.556	477,34	47.116	4.634	443,99	42.535
IC	3.277	417,62	3.828	3.764	396,67	3.449
ID	7.912	389,67	1.607	8.139	367,34	1.486
IE	4.429	355,24	136	4.814	345,86	135
IF	3.548	348,02	40	2.648	339,48	30
IG	8.873	279,57	25	9.779	279,07	27
Total	33.791	369,84	207.888	35.586	355,59	183.905

Tranșe consum clienți casnici	2020			2019		
	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienti	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienti
DA	1.084	585,22	1.578.715	1.572	484,61	1.434.246
DB	1.885	588,26	984.251	1.471	503,92	811.959
DC	1.296	566,27	325.066	808	500,76	264.996
DD	735	550,52	129.905	537	502,25	104.997
DE	227	529,84	16.973	188	490,69	12.543
Total	5.228	574,34	3.034.910	4.576	495,99	2.628.741

Sursa: Raportările semestriale ale furnizorilor colectate cfm. Regulamentului (UE) 2016/1952 – prelucrare ANRE –

Note: datele sunt cele raportate la EUROSTAT; prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe;

Tabelul următor detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei tranșe de consum în parte:

Tranșe de consum clienți noncasnici	Consum anual cuprins în intervalul (MWh):	
Tranșa - IA		<20
Tranșa - IB	>=20	<500
Tranșa - IC	>=500	<2000
Tranșa - ID	>=2000	<20000
Tranșa - IE	>=20000	<70000
Tranșa - IF	>=70000	<150000
Tranșa - IG	>=150000	
Tranșe de consum clienți casnici	Consum anual cuprins în intervalul (kWh):	
Tranșa - DA		<1000
Tranșa - DB	>=1000	<2500
Tranșa - DC	>=2500	<5000
Tranșa - DD	>=5000	<15000
Tranșa - DE	>=15000	

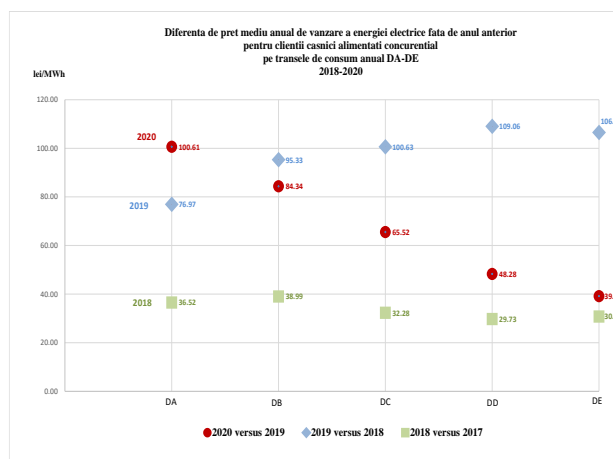
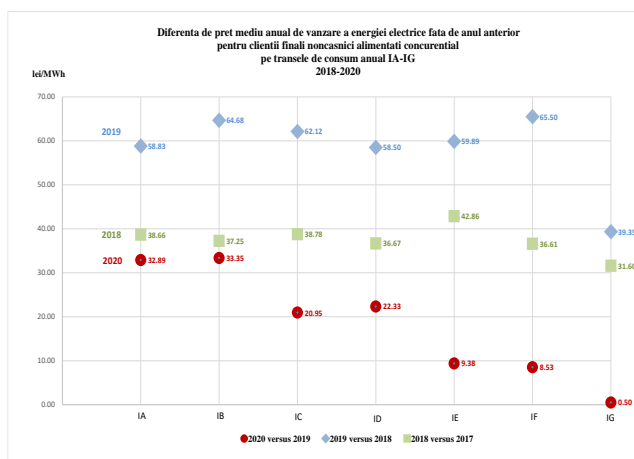
Energia electrică furnizată clienților noncasnici include și autofurnizarea producătorilor dispecerizabili la alte locuri de consum pentru care consumul anual depășește 200 GWh.

Determinat de restricțiile introduse pe fondul pandemiei cu COVID-19 (scăderea producției industriale, trecerea la regimul de telemuncă sau în șomaj tehnic) în 2020 s-a înregistrat o reducere a consumului anual concurențial al clienților noncasnici cu cca. 5% (mai mult de 1,7 TWh) față de anul anterior. Concomitent, cantitatea de energie electrică furnizată clienților casnici alimentați concurențial a fost în creștere cu cca. 14% față de aceeași perioadă.

Cu o singură excepție (categoria clienților noncasnici cu consum anual peste 150 GWh), numărul clienților finali alimentați concurențial a crescut în 2020 pe toate categoriile, în special pe categoria IA (cu aproape 24000). Aceeași tendință de creștere se menține și în cazul clienților casnici (cu peste 400.000 mai numeroși), aceștia provenind din racordări noi și trecerea din piața reglementată în cea concurențială.

În graficele următoare sunt prezentate creșterile în lei/MWh, de la an la an, ale prețului mediu de vânzare a energiei electrice în regim concurențial pe fiecare tranșă de consum pentru perioada 2018-2020.

Sursa: Raportările semestriale ale furnizorilor conform Ordinului ANRE 33/201



– prelucrare ANRE –

Pentru toate categoriile de clienți noncasnici, creșterile de preț mediu din 2020 față de anul anterior au fost reduse comparativ cu creșterile înregistrate în perioadele anterioare (în 2019 față de 2018 sau în 2018 față de 2017) în timp ce la clienții casnici, același tip de creșteri au fost substanțiale, în special pe categoria de clienți DA (consum anual sub 1000 kWh), unde prețul mediu de vânzare din 2020 a fost cu peste 100 lei/MWh față de valoarea medie din 2019.

Valorile indicatorilor anuali de concentrare calculați la nivelul segmentului concurențial indică menținerea și în anul 2020 a PAM în domeniul unei piețe neconcentrate, ca urmare a numărului mare de furnizori activi și de divizarea acestora ca putere de piață.

Cotele de piață individuale ale furnizorilor activi pe piața cu amănuntul de energie electrică, determinate în funcție de energia furnizată clienților finali, sunt prezentate pe site-ul ANRE în Rapoartele lunare privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică și cuprind cumulativ la nivel de perioadă, situația furnizorilor atât pe ansamblul pieței, cât și separat pe componenta reglementată respectiv concurențială.

În anul 2020, cote de piață peste nivelul de 5% din cantitatea totală de energie electrică furnizată clienților finali noncasnici și casnici pe segmentul concurențial au avut 7 furnizori activi (5 FUI, TINMAR ENERGY – FUI opțional și GETICA 95 COM – furnizor concurențial, iar pe primele 2 luni din an și FUI opțional). Primul loc în ierarhia stabilită în funcție de cota de piață a fost ocupat, ca și în anii precedenți, de ELECTRICA FURNIZARE (10,86%), urmată de ENEL ENERGIE (9,52%) și GETICA 95 COM (9,36%, în ascensiune față de anul anterior).

Piața de energie electrică pentru clienții finali deserviți de furnizorii de ultimă instanță (FUI)

Pe piața de energie electrică pentru clienții finali deserviți de furnizorii de ultimă instanță (FUI) au fost desemnați de ANRE și au activat un număr de 5 FUI obligat (FUJob) și de 11 FUI opțional (FUJob) pentru perioada 1 martie 2019 - 29 februarie 2020, respectiv 5 FUI obligat (FUJob) și 7 FUI opțional (FUJob) pentru perioada 1 martie 2020 - 28 februarie 2021. De la aceștia, în principal, sunt colectate informații privind numărul de locuri de consum deservite, prețurile medii de achiziție a energiei electrice de pe piața angro, cantitățile de energie electrică vândute clienților finali și prețul mediu de vânzare.

- Indicatorii specifici FUI obligat
- Numărul de locuri de consum deservite de FUI obligat

În luna decembrie 2020, în cazul FUI obligat s-a menținut tendința de scădere a numărului de locuri de consum deservite față de luna decembrie 2019, înregistrându-se cu 206.023 locuri de consum mai puțin, din care 95,95% reprezintă locuri de consum ale clienților casnici și 4,05% reprezintă locuri de consum ale clienților noncasnici. Această evoluție este consecința campaniilor inițiate de furnizorii activi pe piața concurențială în vederea atragerii clienților din piața reglementată, dar și faptului că la 31 decembrie 2020 a încetat aplicarea tarifelor reglementate pentru clienții casnici alimentați de FUI obligat.

Datele prezentate fac referire la numărul de locuri de consum aferente fiecărui tip de client, și sunt cele raportate de FUI obligat pentru luna decembrie 2020, respectiv decembrie 2019.

FUJob Tip Client	CEZ Vânzare	E.ON Energie România	Electrica Furnizare	ENEL Energie	ENEL Energie Munteni a	TOTAL FUJob 2020	TOTAL FUJob 2019
Casnici	895.086	1.078.898	3.144.256	368.894	414.792	5.901.926	6.099.602
% clienți casnici din total clienți finali	99,33%	98,75%	96,20%	94,42 %	97,43%	97,09%	97,06%
Noncasnici în	789	114	24.990	763	350	27.006	31.232

regim de SU							
Inactivi	5.239	13.492	99.269	20.955	10.529	149.484	153.253
Noncasnici preluati în regim UI	0	0	1	101	55	157	509
Noncasnici	6.028	13.606	124.260	21.819	10.934	176.647	184.994
% clienți noncasnici din total clienți finali	0,67%	1,25%	3,80%	5,58%	2,57%	2,91%	2,94%
Total clienți finali	901.114	1.092.504	3.268.516	390.713	425.726	6.078.573	6.284.596

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță obligați – prelucrare ANRE

Prețul mediu de achiziție a energiei electrice furnizate de FUI obligat

Cantitățile de energie electrică achiziționate pentru a fi livrate către clienții finali pe parcursul anului 2020, respectiv prețurile medii de achiziție pe tipuri de piețe/contracte și tipuri de clienți finali, pentru fiecare FUI obligat și total, sunt prezentate în tabelele următoare.

Tip tranzacție	Tip		Client casnici	Clienți noncasnici regim de SU	Clienți inactivi	Clienți noncasnici regim de UI	Total clienți noncasnici	TOTAL clienți
	Tip client	[UM]						
cumpărare contracte reglementate	cantitate	[GWh]	7.017,06	0,00	0,00	0,00	0,00	7.017,06
	valoare	[mii lei]	1.168.635,51	0,00	0,00	0,00	0,00	1.168.635,51
	Pmed	[lei/MWh]	166,54	0,00	0,00	0,00	0,00	166,54
cumpărare PCC (incl neg.)	cantitate	[GWh]	874,84	107,62	661,46	7,62	776,70	1.651,54
	valoare	[mii lei]	209.804,76	28.846,71	180.022,60	2.066,52	210.935,82	420.740,58
	Pmed	[lei/MWh]	239,82	268,03	272,16	271,34	271,58	254,76
cumpărare PCSU+prosum.	cantitate	[GWh]	0,70	0,01	0,08	0,00	0,09	0,79
	valoare	[mii lei]	176,60	2,58	20,22	0,00	22,80	199,39
	Pmed	[lei/MWh]	251,21	251,21	251,21	0,00	251,21	251,21
cumpărare PZU+PI	cantitate	[GWh]	768,02	22,02	150,19	4,57	176,78	944,80
	valoare	[mii lei]	152.113,16	4.535,71	32.759,34	922,87	38.217,93	190.331,09
	Pmed	[lei/MWh]	198,06	205,99	218,12	202,04	216,19	201,45
vânzare PZU+PI	cantitate	[GWh]	-156,63	-20,85	-76,48	-1,67	-99,00	-255,63
	valoare	[mii lei]	-30.388,51	-3.760,18	-12.588,75	-293,09	-16.642,02	-47.030,52
	Pmed	[lei/MWh]	194,01	180,37	164,60	175,31	168,10	183,98
activitate pe PE*	cantitate	[GWh]	-110,95	10,70	9,50	-1,82	18,39	-92,56
	valoare	[mii lei]	25.072,77	6.021,46	18.364,30	-160,39	24.225,36	49.298,13
Achiziție netă	cantitate	[GWh]	8.393,05	119,51	744,75	8,69	872,95	9.266,00
	valoare	[mii lei]	1.525.414,29	35.646,28	218.577,71	2.535,90	256.759,89	1.782.174,18
	Pmed	[lei/MWh]	181,75	298,28	293,49	291,67	294,13	192,33

*activitatea pe PE este reflectată de suma algebrică a cantităților respectiv valorilor corespunzătoare dezechilibrelor pozitive și negative alocate de FUIob pe diferitele categorii de clienți finali

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță obligați – prelucrare ANRE

Tip tranzacție	FUIob Tip Indic	[UM]	CEZ Vânzare	E.ON Energie România	Electric a Furnizarii	ENEL Energie	ENEL Energie Munteni a	TOTAL FUIob 2020	TOTAL FUIob 2019
cumpărare contracte reglementate	cantitate	[GWh]	959,10	1.096,67	3.719,90	524,89	716,49	7.017,06	4.316,70
	valoare	[mii lei]	169.014,56	170.470,37	629.187,91	87.122,65	112.840,01	1.168.635,51	780.647,75
	Pmed	[lei/MWh]	176,22	155,44	169,14	165,98	157,49	166,54	180,84
cumpărare PCC (incl neg.)	cantitate	[GWh]	138,06	201,40	884,37	168,71	259,00	1.651,54	3.755,80
	valoare	[mii lei]	31.220,73	51.603,10	232.842,74	41.084,33	63.989,69	420.740,58	973.410,80
	Pmed	[lei/MWh]	226,14	256,22	263,29	243,52	247,06	254,76	259,18
cumpărare PCSU+prosum.	cantitate	[GWh]	0,01	0,00	0,64	0,10	0,05	0,79	612,68
	valoare	[mii lei]	1,72	0,00	161,11	24,75	11,81	199,39	176.387,26
	Pmed	[lei/MWh]	251,21	0,00	251,21	251,21	251,21	251,21	287,89
cumpărare PZU+PI	cantitate	[GWh]	166,15	94,91	432,76	113,18	137,79	944,80	1.346,05
	valoare	[mii lei]	30.371,26	21.581,73	89.907,63	21.653,44	26.817,02	190.331,09	390.349,19
	Pmed	[lei/MWh]	182,80	227,38	207,75	191,32	194,62	201,45	290,00
vânzare PZU+PI	cantitate	[GWh]	-63,27	-29,29	-64,58	-40,19	-58,29	-255,63	-657,378
	valoare	[mii lei]	-13.436,05	-4.852,95	-10.818,44	-7.027,52	-10.895,57	-47.030,52	-138.854,54
	Pmed	[lei/MWh]	212,35	165,66	167,52	174,86	186,92	183,98	211,22
activitate pe PE*	cantitate	[GWh]	-16,52	19,84	82,92	-135,19	-43,62	-92,56	32,61
	valoare	[mii lei]	2.761,47	11.920,36	50.251,98	-20.829,90	5.194,21	49.298,13	84.159,25
Achiziție netă	cantitate	[GWh]	1.183,53	1.383,53	5.056,02	631,49	1.011,43	9.266,00	9.406,47
	valoare	[mii lei]	219.933,69	250.722,62	991.532,94	122.027,75	197.957,18	1.782.174,18	2.266.099,72
	Pmed	[lei/MWh]	185,83	181,22	196,11	193,24	195,72	192,33	240,91

• *activitatea pe PE este reflectată de suma algebrică a cantităților respectiv valorilor corespunzătoare dezechilibrelor pozitive și negative alocate de FUIob pe diferitele categorii de clienți finali

• Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță obligați – prelucrare ANRE

•

Analizând datele prezentate pentru anul 2020 comparativ cu anul 2019, se constată următoarele:

- achiziția netă de energie electrică a scăzut cu cca. 1,52% comparativ cu datele înregistrate pentru anul 2019;
- prețul mediu al energiei electrice achiziționate (achiziția netă) în anul 2020 a scăzut cu cca. 20,16% (48,58 lei/MWh) față de anul 2019;
- cantitatea de energie electrică achiziționată pe contracte reglementate a crescut în anul 2020 cu 62,56% față de anul 2019;
- prețul mediu al energiei electrice achiziționate în baza contractelor reglementate în anul 2020 a scăzut cu cca. 7,91% (14,30 lei/MWh) față de valorile înregistrate în anul 2019;
- o diminuare a cantității cumpărate pe PZU+PI de către FUIob cu cca. 30% și o scădere a prețului mediu de achiziție aferent, cu 88,55 lei/MWh (30,53%);
- o diminuare a cantității cumpărate pe PCC (inclusiv contracte negociate) cu cca. 56% și o scădere a prețului mediu de achiziție aferent, cu 4,42 lei/MWh;
- cantitatea de energie electrică furnizată în anul 2020 în regim de UI clienților finali noncasnici a scăzut cu cca. 314% comparativ cu valorile înregistrate în 2019, iar numărul locurilor de consum corespunzător a scăzut cu 69% în decembrie 2020 față de luna decembrie din anul 2019.

Vânzarea de energie electrică la clienții finali deserviți de FUI obligat

În tabelul următor sunt prezentate vânzările de energie electrică ale fiecărui FUI obligat aferente celor două categorii de clienți finali și total, cu precizarea cantităților vândute și a prețului mediu de revenire rezultat.

FUI Tip clienți	Tip indicator	[UM]	CEZ Vânzare	E.ON Energie Români a	Electrica Furnizare	ENEL Energie	ENEL Energie Munteni a	TOTAL FUIob 2020	TOTAL FUIob 2019
casnici	cantitate	[GWh]	1.142,72	1.344,43	4.554,00	529,60	822,30	8.393,05	8.403,43
	valoare	[mii lei]	550.784,75	653.713,21	2.098.940,66	240.174,20	338.689,44	3.882.302,27	3.907.175,59
	Pmed	[lei/MWh]	482,00	486,24	460,90	453,50	411,88	462,56	464,95
noncasnici	cantitate	[GWh]	40,81	39,10	502,01	101,89	189,13	872,95	1.003,05
	valoare	[mii lei]	21.895,89	22.726,22	296.095,04	82.570,77	120.260,07	543.548,00	497.333,16
	Pmed	[lei/MWh]	536,50	581,21	589,81	810,38	635,86	622,66	495,82
Total clienți	cantitate	[GWh]	1.183,53	1.383,53	5.056,02	631,49	1.011,43	9.266,00	9.406,48
	valoare	[mii lei]	572.680,64	676.439,43	2.395.035,70	322.744,98	458.949,52	4.425.850,27	4.404.508,75
	Pmed	[lei/MWh]	483,88	488,92	473,70	511,08	453,76	477,64	468,24

Notă: Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță obligați – prelucrare ANRE

Se remarcă scăderea consumului de energie electrică în anul 2020 față de anul 2019 în cazul clienților casnici cu 10,38 GWh, respectiv cu 130,10 GWh în cazul clienților noncasnici. Pentru clienții casnici prețul mediu de vânzare a energiei electrice a înregistrat o scădere cu 2,39 lei/MWh, respectiv o creștere cu 126,84 lei/MWh pentru clienții noncasnici.

Indicatorii specifici FUI opțional

În luna decembrie 2020, FUI opțional deserveau 401 de locuri de consum ale clienților casnici și nu aveau în portofoliu clienți noncasnici în regim de SU sau preluați în regim de UI.

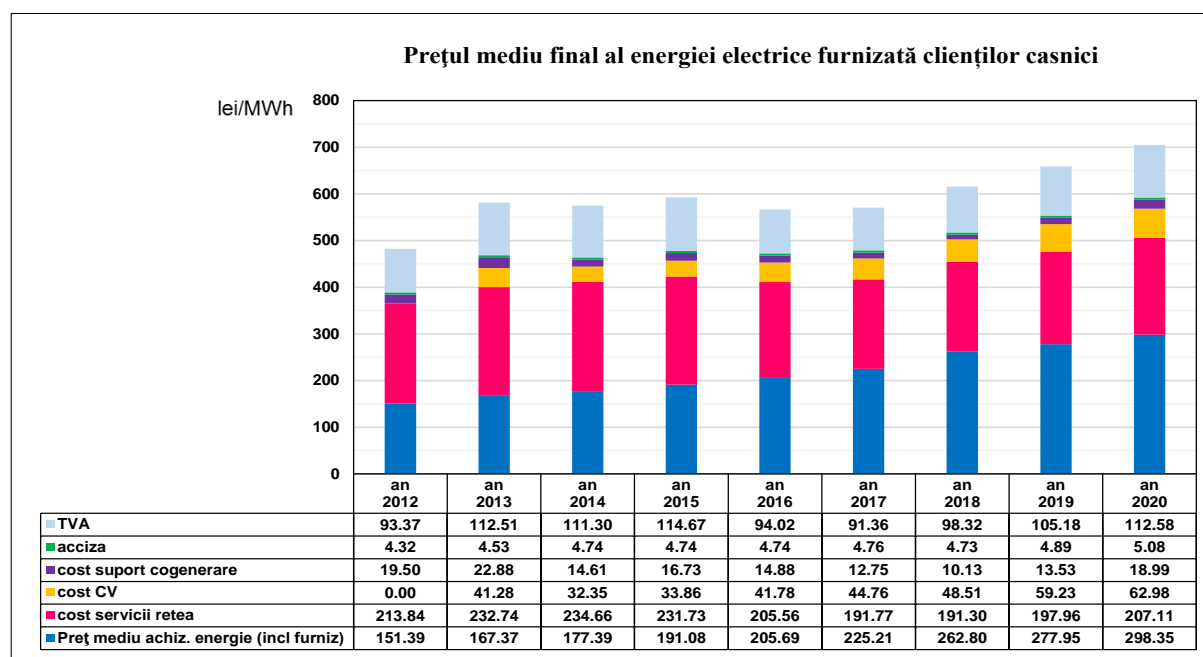
Achiziția netă de energie electrică destinată acoperirii consumului clienților finali deserviți de FUI opțional a fost de 0,90 GWh, cantitate nesemnificativă comparativ cu cea achiziționată de FUIob, datorită numărului mic de clienți casnici deserviți.

Prețul mediu de achiziție a fost de 218,27 lei/MWh. În anul 2020, FUI opțional au furnizat clienților casnici o cantitate de energie electrică de 0,90 GWh, la un preț mediu de 426,31 lei/MWh.

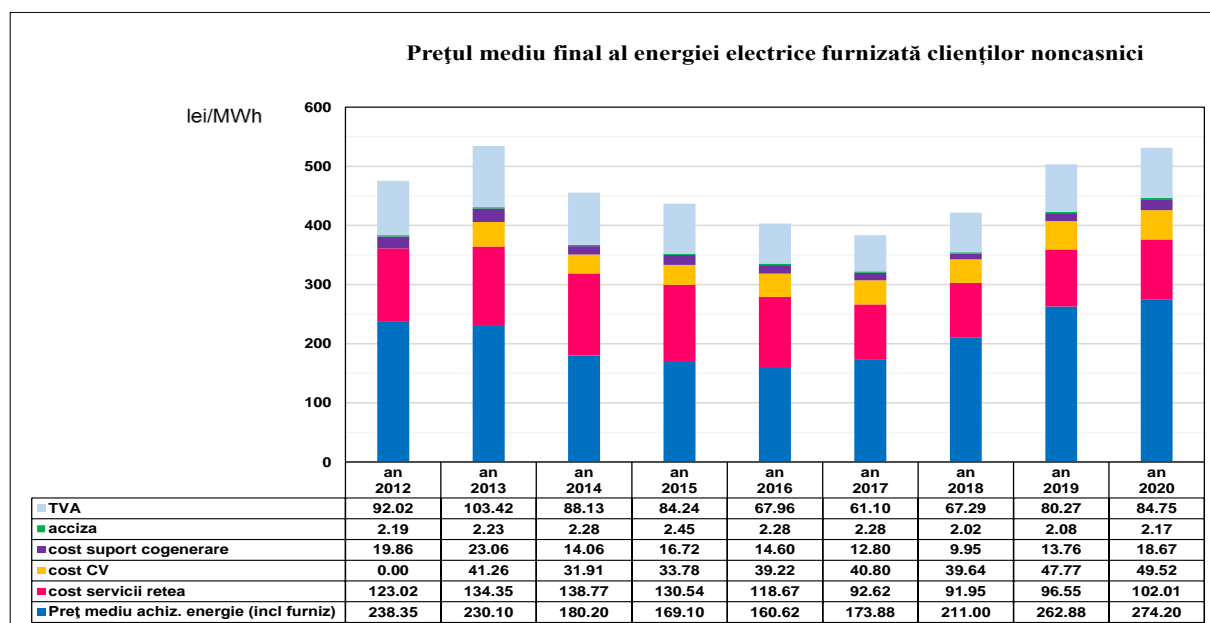
Evoluția prețului mediu de vânzare a energiei electrice la clienții finali

În această secțiune sunt prezentate prelucrări ale datelor colectate de ANRE în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 octombrie 2016 privind statisticile europene referitoare la prețurile la gaze naturale și energie electrică, date care sunt transmise agregat, semestrial și către EUROSTAT.

În următoarele grafice este prezentată evoluția componentelor prețului mediu de vânzare a energiei electrice furnizate clienților finali casnici și noncasnici, atât din piața reglementată cât și din piața concurențială, în perioada 2012 - 2020.



Sursa: Raportările semestriale ale furnizorilor - prelucrare ANRE



Sursa: Raportările semestriale ale furnizorilor - prelucrare ANRE

Prețul mediu de vânzare a energiei la clienții finali, exclusiv taxe și TVA, a înregistrat o creștere în anul 2020 față de anul anterior cu 5,83% (22,73 lei/MWh). În cazul clienților noncasnici, creșterea a fost de 4,67%, iar în cazul celor casnici, de 6,2%, așa cum se constată din tabelul următor. Această evoluție a fost determinată de prețurile la care s-au încheiat tranzacțiile pe piețele centralizate de contracte și pe PZU, dar și de creșterea valorii serviciilor de rețea și a contribuției la schema de cogenerare de înaltă eficiență.

Tip client	AN 2019			AN 2020		
	Pmed_ach & furn	Pmed (fara tax & TVA)	Pmed (cu tax & TVA)	Pmed_ach & furn	Pmed (fara tax & TVA)	Pmed (cu tax & TVA)
	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh
casnici – piața concurențială	301,10	495,99	682,99	369,31	574,34	786,61
casnici - piața reglementată	265,35	464,98	645,55	254,16	462,56	654,31
Casnici	277,95	475,91	658,74	298,35	505,46	705,09
noncasnici - piața concurențială	261,44	355,59	498,35	270,04	369,84	523,28
noncasnici - piața reglementată	314,12	495,84	680,30	435,19	622,67	842,20
Noncasnici	262,88	359,43	503,34	274,20	376,21	531,31
Total clienți - piața concurențială	265,96	371,58	519,39	283,34	397,24	558,56
Total clienți - piața reglementată	270,55	468,27	549,25	271,21	477,64	672,01
Total clienți	266,83	389,94	544,04	281,01	412,67	580,34

Pentru clienții casnici, se constată o creștere foarte mică a ponderii prețului mediu de achiziție inclusiv serviciul de furnizare, în prețul mediu total de vânzare, de la 42,2% cât era în 2019 la 42,3% în anul 2020. În cazul clienților noncasnici, ponderea prețului mediu de achiziție inclusiv serviciul de furnizare în prețul mediu final de vânzare a scăzut în anul 2020 la 51,6% față de 52,2% cât era în anul 2019.

Totodată, în anul 2020, s-a înregistrat o creștere a prețului mediu final de vânzare (cu taxe & TVA) a energiei electrice facturate clienților casnici, ca și celor noncasnici, ca urmare a schimbărilor survenite pe piața de energie precum: creșterea prețului de achiziție al energiei electrice, a tarifelor serviciilor de rețea, modificarea în anii anteriori a cadrului de reglementare specific tranzacționării certificatelor verzi (CV amânate la tranzacționare).

4. Principalele evoluții pe piața de gaze naturale în anul 2020

Date generale

Consumul anual de gaze naturale a înregistrat o ușoară creștere, în comparație cu anul 2019, atingând nivelul de aproximativ 127,14 TWh, cu o creștere de 5,02% în 2020 față de 2019.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România s-a modificat constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2020:

- un operator al Sistemului Național de Transport – Transgaz;
- 9 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Foraj Sonde, Hunt Oil Company Of România, Mazarine Energy România, Raffles Energy, Serinus Energy România, Stratum Energy România;
- furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în România: AIK Energy Austria GmbH, AIK Energy Hungary Kft, Axpo Solutions AG, Axpo Bulgaria EAD, Dexia Bulgaria, ERU Management Services, Engie Franța, Gazprom Schweiz AG, Gazprom Export LLC, Imex Oil Limited, MET Austria Energy Trade GmbH, MET Energy Trading Bulgaria EAD, Kolmar NL BV, MET International AG, MOL Commodity Trading Kft, Mytilineos, OMV Gas Marketing&Trading GmbH, RWE Supply&Trading GmbH, Uniper Global Commodities SE, Vitol Gas and Power B.V. și Wierze Hungary Kft.
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz – Filiala de Înmagazinare de Gaze Naturale Depogaz Ploiești S.R.L. și Depomureș;
- 30 de operatori de distribuție - cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid;
- 90 de furnizori activi pe piața de gaze naturale.

Piața angro de gaze naturale

Producția internă de gaze naturale în anul 2020, producție curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat aproximativ 81,21% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună aproximativ 94,41% din această sursă.

Tipul surselor de gaze naturale intrate în consum în anul 2020



Producția extrasă din perimetrele de producție în cursul anului 2020 și cea injectată în depozitele de înmagazinare subterană sunt prezentate în tabelul de mai jos:

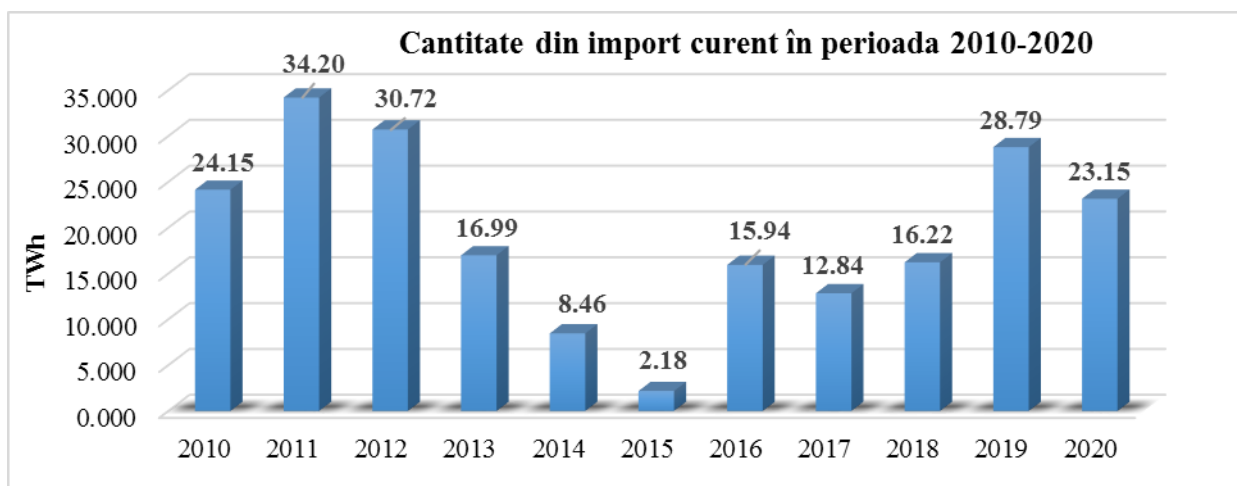
Luna	Producția curentă (MWh)	Cantitate injectată din producție internă (MWh)
Ianuarie	9.435.118,711	-
Februarie	8.646.266,842	-
Martie	9.196.630,761	336.355,761
Aprilie	8.174.036,966	1.627.371,797
Mai	7.041.205,032	1.995.784,370
Iunie	6.717.238,737	2.075.381,585
Iulie	6.920.988,504	1.698.017,298
August	7.138.641,259	1.938.736,698
Septembrie	7.861.301,224	1.868.656,004
Octombrie	8.562.136,911	1.077.120,869
Noiembrie	8.529.931,366	23.839,902
Decembrie	8.787.361,665	24.440,412
Total 2020	97.010.857,978	12.665.704,696

Cantitatea de gaze naturale produsă în anul 2020 a fost de 97,011 TWh, după cum urmează:

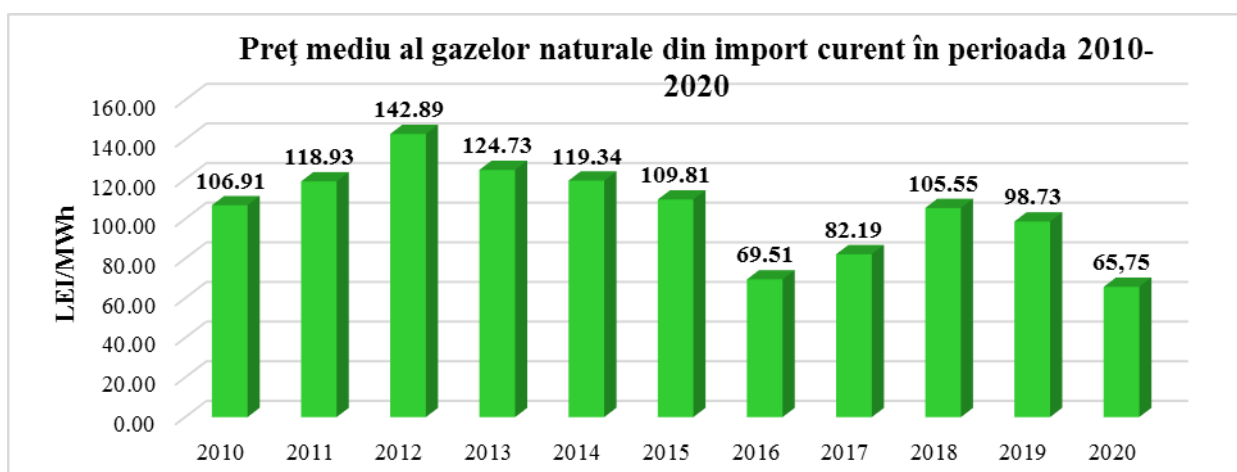
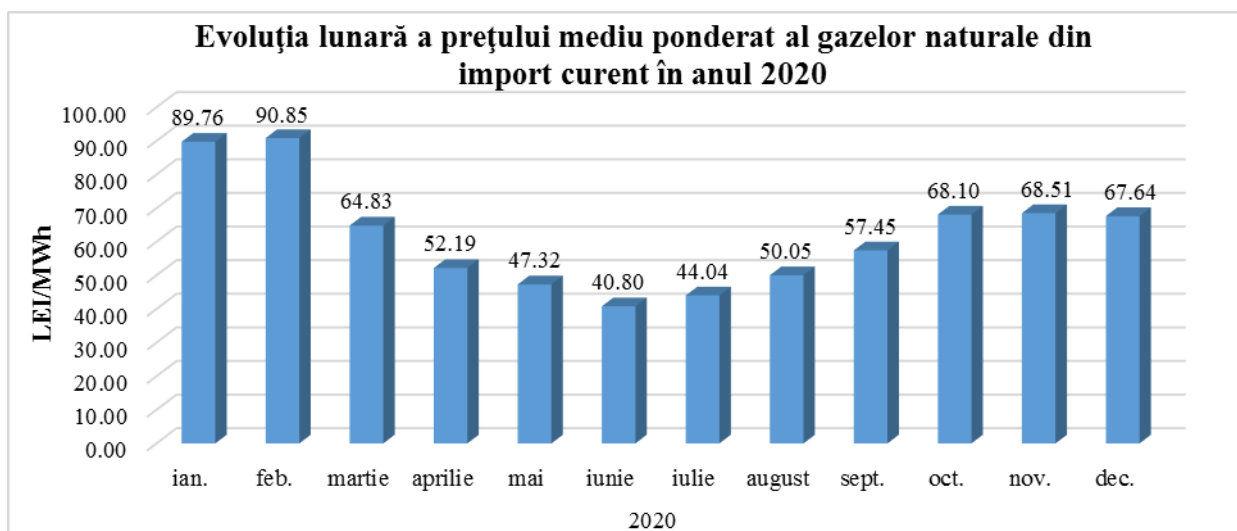
Amromco Energy	Foraj Sonde	Hunt Oil Company	Mazarine Energy Romania	OMV Petrom	Raffles Energy	Romgaz	Stratum Energy Romania	Serinus Energy	Total (TWh)
2,168	0,095	0,842	0,258	43,768	0,043	47,537	1,230	1,070	97,011

Importul curent ce a intrat în consum în 2020 a reprezentat 18,79% din totalul surselor. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună aproximativ 64,38% din aceste cantități.

Luna	Import curent (MWh)
Ianuarie	3.397.402,070
Februarie	2.937.524,894
Martie	2.209.332,124
Aprilie	1.653.139,846
Mai	1.617.548,008
Iunie	1.844.852,562
Iulie	1.588.459,042
August	1.527.138,263
Septembrie	1.056.878,945
Octombrie	861.476,028
Noiembrie	1.994.207,724
Decembrie	2.460.768,371
Total 2020	23.148.727,878



În anul 2020, în pofida scăderii cantităților importate față de anul precedent, are loc o revigorare a importului curent, față de ultimii șase ani (așa cum se poate observa din grafic), rezultată pe fondul scăderii prețului gazelor naturale din import, comparativ cu prețul gazelor naturale din producție internă.



Referitor la prețurile gazelor naturale din import curent, facem precizarea că acestea sunt determinate prin ponderarea prețurilor cu cantitățile livrate lunar corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare a gazelor naturale provenite din import, raportate de către participanții din piață, și nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Cantitățile exportate din producție internă în cursul anului 2020 au fost următoarele:

Luna	Cantitate exportată (MWh)
Ianuarie	22.025,218
Februarie	35.011,394
Martie	16.654,557
Aprilie	5.447,743
Mai	27.549,165
Iunie	78.196,563
Iulie	56.072,938
August	58.567,001
Septembrie	243.262,571
Octombrie	716.119,942
Noiembrie	333.626,792
Decembrie	42.009,574
Total 2020	1.634.543,408

4.1. Network regulation

Evoluția cadrului de reglementare privind metodologiile de stabilire a tarifelor reglementate în domeniul gazelor naturale în cursul anului 2020

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare și a Legii petrolului nr. 238/2004, sistemele de prețuri și tarife pe piața reglementată a gazelor naturale se stabilesc de către ANRE.

Activitățile reglementate aferente sistemelor de gaze naturale pentru care ANRE a emis acte normative și/sau a stabilit tarife reglementate în anul 2020 sunt următoarele: transportul gazelor naturale, înmagazinarea subterană a gazelor naturale, distribuția gazelor naturale.

În vederea implementării prevederilor Legii nr. 155/2020, care a adus modificări și completări semnificative Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, în cadrul metodologiilor de tarifare din sectorul gazelor naturale, ANRE a aprobat Ordinul nr. 202/2020 pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale aprobată prin Ordinul ANRE nr. 217/2018 și Ordinul nr. 203/2020 privind modificarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 41/2019, prin care au fost introduse prevederi referitoare la:

- recunoașterea costurilor cu racordarea solicitanților la sistemele de distribuție, respectiv de transport al gazelor naturale, în cadrul tarifelor reglementate corespunzătoare celor două activități;
- eliminarea din categoria costurilor recunoscute în cadrul tarifelor reglementate de distribuție, și respectiv,
- transportul gazelor naturale, a costurilor cu redevențele prevăzute în contractele de concesiune a serviciilor de distribuție, respectiv de transport al gazelor naturale și/sau a bunurilor aferente aflate în proprietatea publică a statului sau a unei unități administrativ-teritoriale, începând cu data intrării în vigoare a prevederilor Legii nr. 155/2020.

Activitatea de transport a gazelor naturale

Tarifele pentru serviciile de transport al gazelor naturale prin Sistemul Național de Transport al gazelor naturale (SNT)

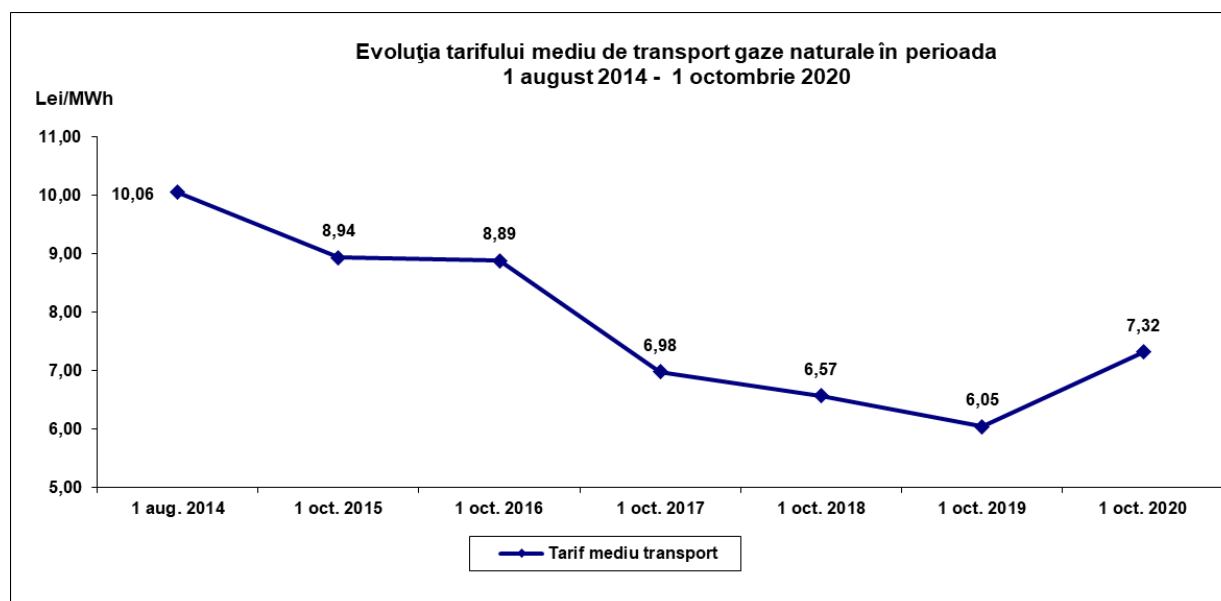
Aceste tarife se stabilesc conform prevederilor Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de transport al gazelor naturale, aprobate prin Ordinul ANRE 41/2019 și cuprind un set de tarife de tipul "intrare/ieșire" stabilite pentru grupul punctelor de intrare, respectiv pentru grupul punctelor de ieșire în/din SNT în care se rezervă capacitatea, precum și un tarif volumetric pentru utilizarea SNT determinat ca un tarif de tip timbru poștal. Prin acest sistem de tarife se asigură realizarea venitului permis de ANRE operatorului de transport și de sistem, în vederea acoperirii costurilor justificate ca fiind necesare desfășurării activității de transport al gazelor naturale într-un an al perioadei de reglementare.

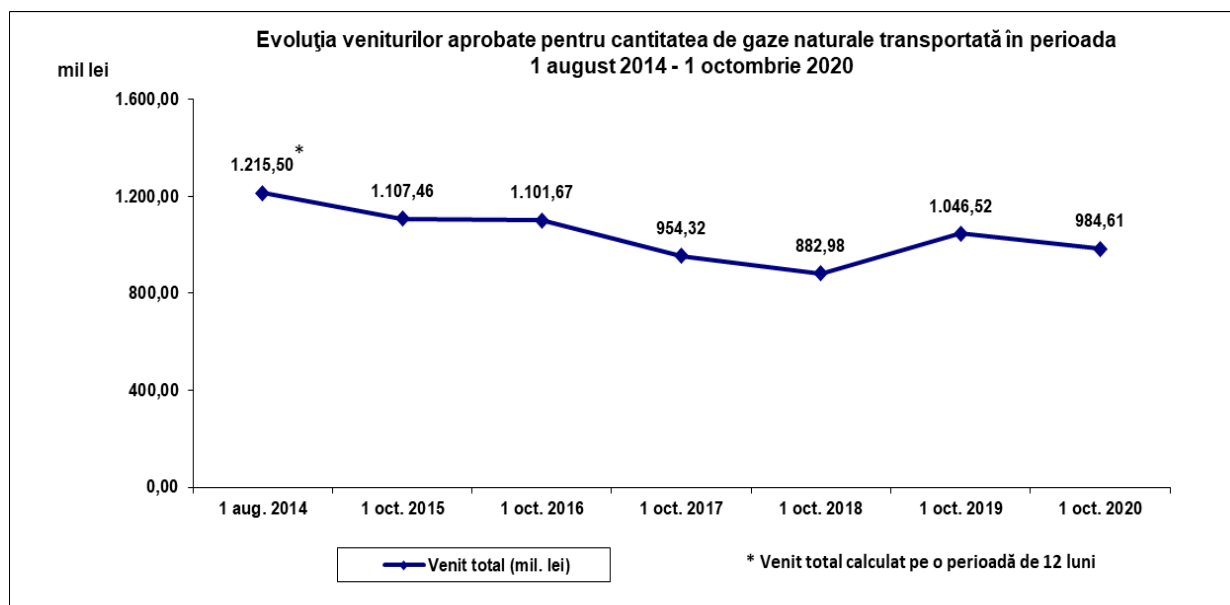
Tarifele pentru serviciile de transport al gazelor naturale prin SNT (cu excepția conductelor de transport Isaccea – Negru Vodă, pentru care se aplică tarife distincte) practicate în perioada 1 octombrie 2020 – 30 septembrie 2021 de către SNTGN Transgaz S.A., au fost calculate pe baza prevederilor metodologice și aprobate prin Ordinul ANRE nr. 83/27.05.2020, fiind valabile până la data de 30 septembrie 2021.

Astfel, au fost aprobate următoarele tarife:

- tarifele de rezervare de capacitate aferente serviciilor de transport, ferme și întreruptibile, pe termen lung și scurt, defalcate pe grupul punctelor de intrare și grupul punctelor de ieșire, inclusiv pentru punctele de intrare/ieșire în/din sistemele de înmagazinare, însoțite de coeficienții de multiplicare, pentru cel de-al doilea an de reglementare, respectiv 1 octombrie 2020 – 30 septembrie 2021, al celei de-a patra perioade de reglementare;
- tariful volumetric pentru utilizarea SNT, la valoarea de 1,46 lei/MWh transportat.

În tabelele următoare este prezentată evoluția anuală a tarifului mediu de transport și a venitului reglementat pentru serviciul de transport al gazelor naturale aprobate în perioada 1 august 2014 - 1 octombrie 2020:





Tarife pentru serviciul de transport al gazelor naturale prin conducta de transport al gazelor naturale Isaccea 2 - Negru Vodă 2

ANRE a aprobat prin Ordinul ANRE nr. 149/2020 venitul total și tarifele de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin conducta de transport al gazelor naturale Isaccea 2 - Negru Vodă 2, pentru SNTGN Transgaz S.A.

Aplicarea acestor tarife a fost condiționată de respectarea prevederilor art. 3 din Ordinul președintelui ANRE nr. 34/2016 privind aprobarea Metodologiei de rezervare a capacității de transport și de stabilire a tarifelor pentru activitatea de prestare a serviciilor de transport al gazelor naturale prin conductele de transport Isaccea-Negru Vodă, respectiv de încheierea acordurilor de interconectare cu operatorii sistemelor de transport adiacente.

Tarifele de transport pentru rezervarea capacității de transport în punctele de intrare/ieșire în/din conducta de transport gaze naturale Isaccea 2 - Negru Vodă 2, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 149/2020, sunt tarife de rezervare de capacitate aferente serviciilor de transport, ferme și întreruptibile, pe termen lung și scurt, defalcate pe grupul punctelor virtuale de intrare Isaccea 2 și 3 și grupul punctelor virtuale de ieșire Negru Vodă 2 și 3, însoțite de coeficienții de multiplicare, pentru cel de-al doilea an, respectiv 1 octombrie 2020 – 30 septembrie 2021, al celei de-a patra perioade de reglementare.

Tarife de racordare la sistemul de transport al gazelor naturale

Până la data de 29 iulie 2020, tarifele de racordare la sistemul de transport al gazelor naturale au fost calculate de către operatorul sistemului de transport al gazelor naturale conform prevederilor Metodologiei de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 71/2018, cu modificările și completările ulterioare.

Începând cu data de 30 iulie 2020, racordarea la SNT este gratuită, costurile aferente fiind incluse în tarifele reglementate de transport, conform prevederilor Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, astfel cum au fost modificate și completate de Legea nr. 155/2020.

Activitatea de înmagazinare

Evoluția tarifelor de înmagazinare

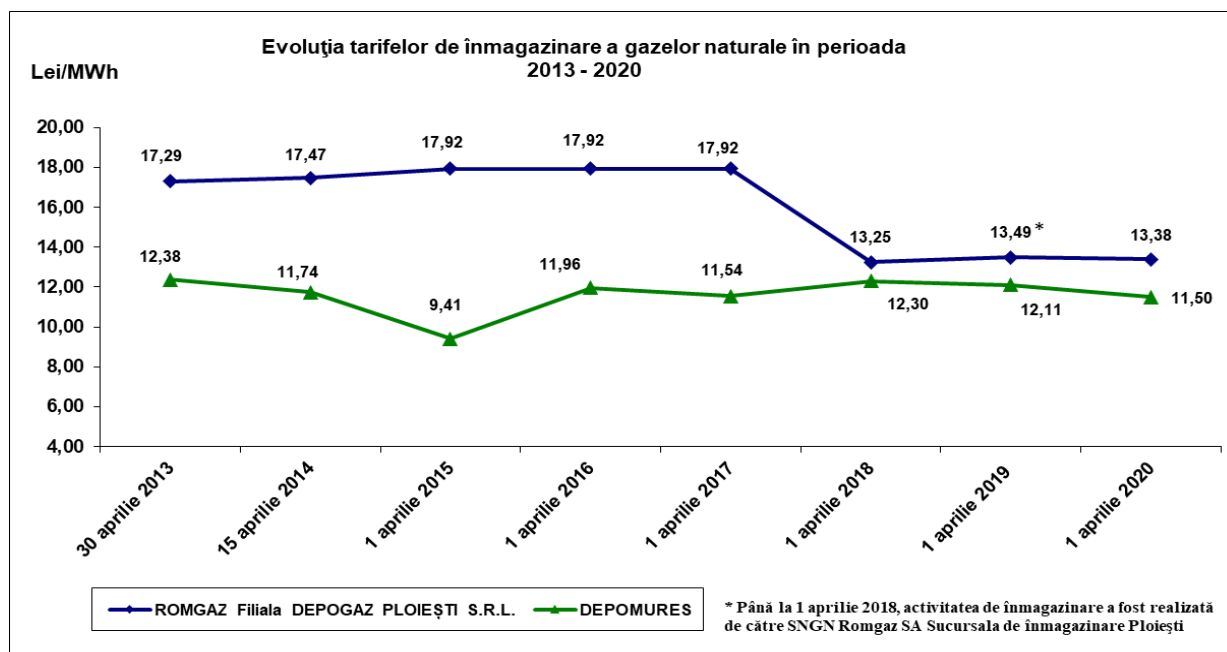
Pentru ciclul de înmagazinare 1 aprilie 2020 – 30 martie 2021, tarifele de înmagazinare subterană a gazelor naturale au fost stabilite conform prevederilor Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de înmagazinare subterană a gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 14/2019.

În aplicarea prevederilor metodologice, ANRE a aprobat prin Ordinul ANRE nr. 24/2020 tarifele de înmagazinare subterană aferente activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale desfășurate de către Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. – Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ PLOIEȘTI S.R.L. și prin Ordinul ANRE nr. 25/2020 tarifele de înmagazinare subterană aferente activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale desfășurate de către Societatea DEPOMUREȘ S.A. Târgu Mureș.

Astfel, tarifele pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană în ciclul complet de înmagazinare subterană cuprins în intervalul de timp 1 aprilie 2020 – 31 martie 2021, sunt următoarele:

Componenta de tarif	U.M.	S.N.G.N. Romgaz S.A. – Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ PLOIEȘTI S.R.L.	Societatea DEPOMUREȘ - S.A. Târgu Mureș
Tarif de rezervare de capacitate aferent serviciilor de înmagazinare subterană a gazelor naturale	lei / MWh / ciclu anual de înmagazinare subterană	7,58	4,29
Tarif de injecție a gazelor naturale	lei / MWh	3,67	6,92
Tarif de extracție a gazelor naturale	lei / MWh	2,03	0,29

În figura următoare se prezintă evoluția tarifului mediu de înmagazinare în perioada 2013-2020 pentru cei doi operatori menționați:



Activitatea de distribuție a gazelor naturale

Sistemul tarifar pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale cuprinde tarife diferențiate pe categorii de clienți, pentru fiecare dintre operatorii licențiați de distribuție, stabilite în baza Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 217/2018.

În anul 2020, categoriile de clienți pentru care s-au stabilit diferențiat tarifele de distribuție, tariful de tranzit și tariful de distribuție de proximitate au fost următoarele:
Clienți diferențiați în funcție de consumul anual de gaze naturale:

Categorie de clienți	Consum anual de gaze naturale (MWh)	
	Minim	Maxim
C.1		≤ 280
C.2	> 280	≤ 2.800
C.3	> 2.800	≤ 28.000
C.4	> 28.000	≤ 280.000
C.5	> 280.000	

Clienți care beneficiază de tarif de distribuție de proximitate – C.6;
Clienți care beneficiază de tarif de distribuție de tranzit – C.7.

Evoluția tarifelor de distribuție a gazelor naturale

În conformitate cu prevederile metodologiei în vigoare, un număr de 31 de operatori au înaintat ANRE documentele conținând datele de ajustare a veniturilor reglementate, precum și

propunerile de tarife reglementate pentru anul 2020, în vederea analizării acestora și aprobării tarifelor pentru perioada 1 iulie 2020 - 30 iunie 2021.

Astfel, au fost stabilite tarife reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție reglementată a gazelor naturale pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale prin emiterea ordinelor ANRE de la 96 la 127/24.06.2020.

Pentru cei doi operatori mari de distribuție a gazelor naturale, Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L. și Societatea DELGAZ GRID S.A., au intrat în vigoare, începând cu data de 1 iulie 2020, tarifele de distribuție aprobate prin:

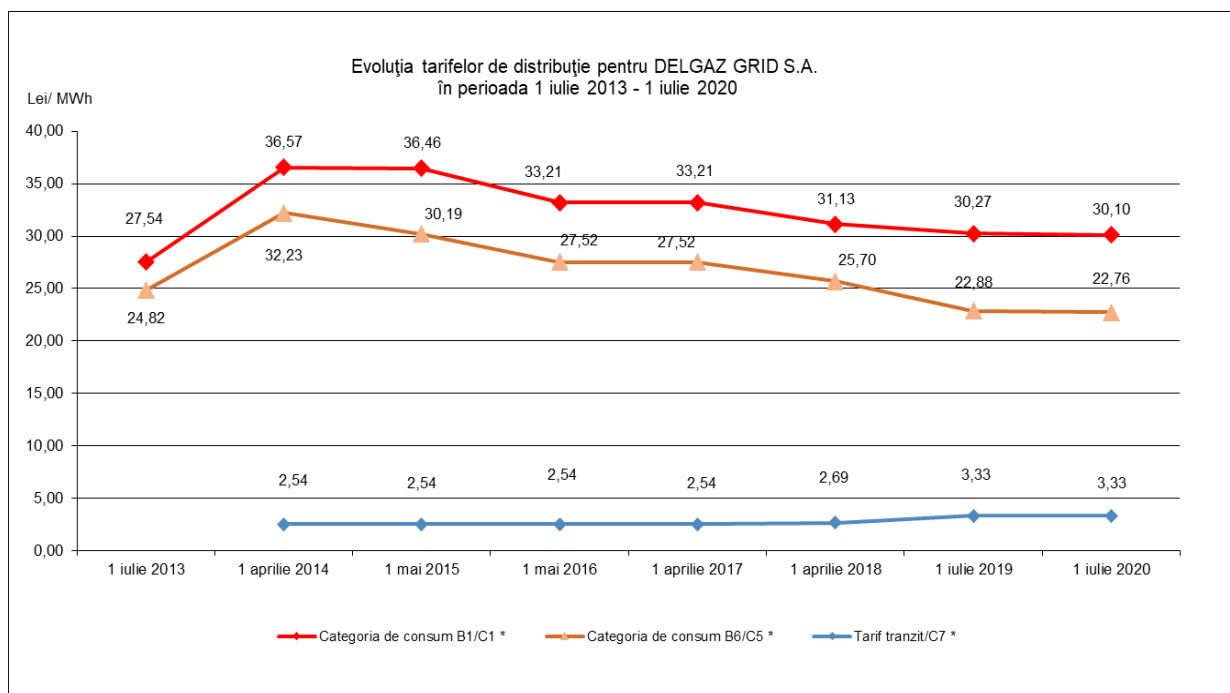
- Ordinul ANRE nr. 125/2020 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L., după cum umrează:

Categoria de clienți	Consum minim anual MWh	Consum maxim anual MWh	Tarife de distribuție lei/ MWh
C.1.		≤ 280	30,24
C.2.	> 280	≤ 2.800	28,49
C.3.	> 2.800	≤ 28.000	27,16
C.4.	> 28.000	≤ 280.000	20,94
C.5.	> 280.000		14,18
C 6.	Clienți care beneficiază de tarif de distribuție de proximitate		4,00

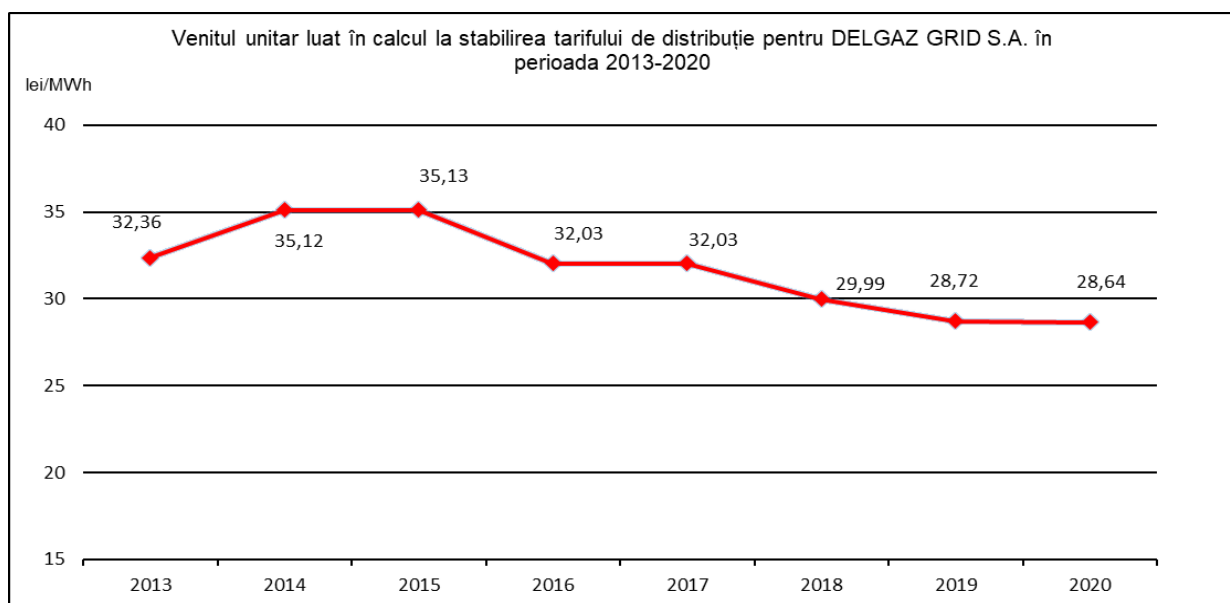
- Ordinul ANRE nr. 124/2020 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea DELGAZ GRID S.A., după cum urmează:

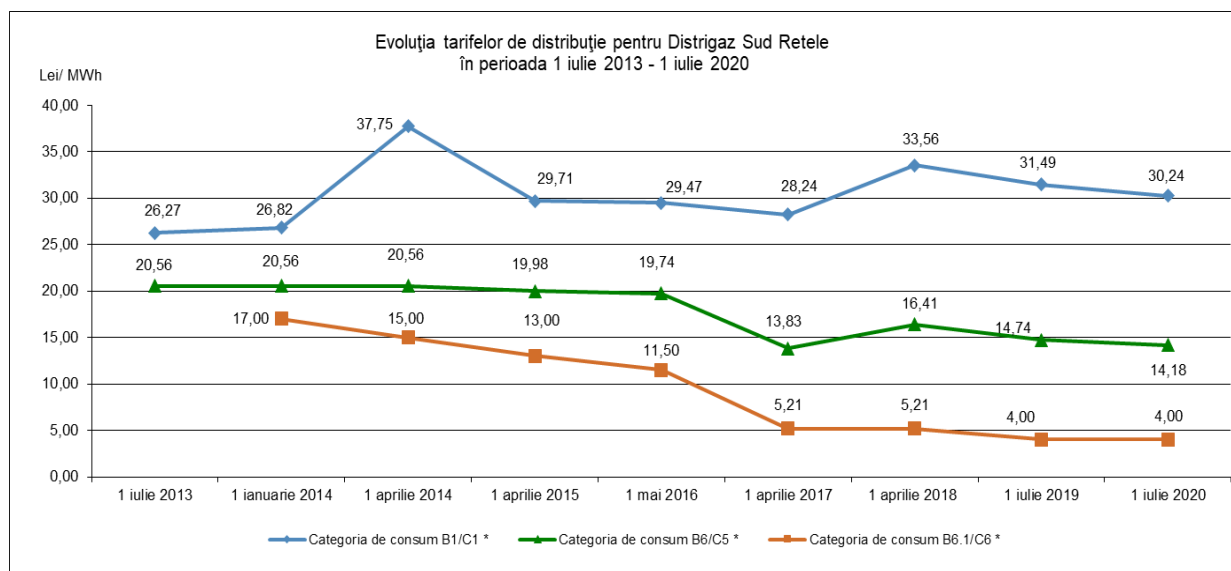
Categoria de clienți	Consum minim anual MWh	Consum maxim anual MWh	Tarife de distribuție lei/ MWh
C.1.		≤ 280	30,10
C.2.	> 280	≤ 2.800	28,44
C.3.	> 2.800	≤ 28.000	26,07
C.4.	> 28.000	≤ 280.000	24,10
C.5.	> 280.000		22,76
C.7.	Clienți care beneficiază de tarif de distribuție de tranzit		3,33

Graficele de mai jos prezintă evoluția anuală a tarifelor de distribuție a gazelor naturale și a veniturilor reglementate pentru cei doi operatori licențiați care distribuie gaze naturale pentru mai mult de 100.000 de clienți, în perioada 1 iulie 2013 până în prezent.

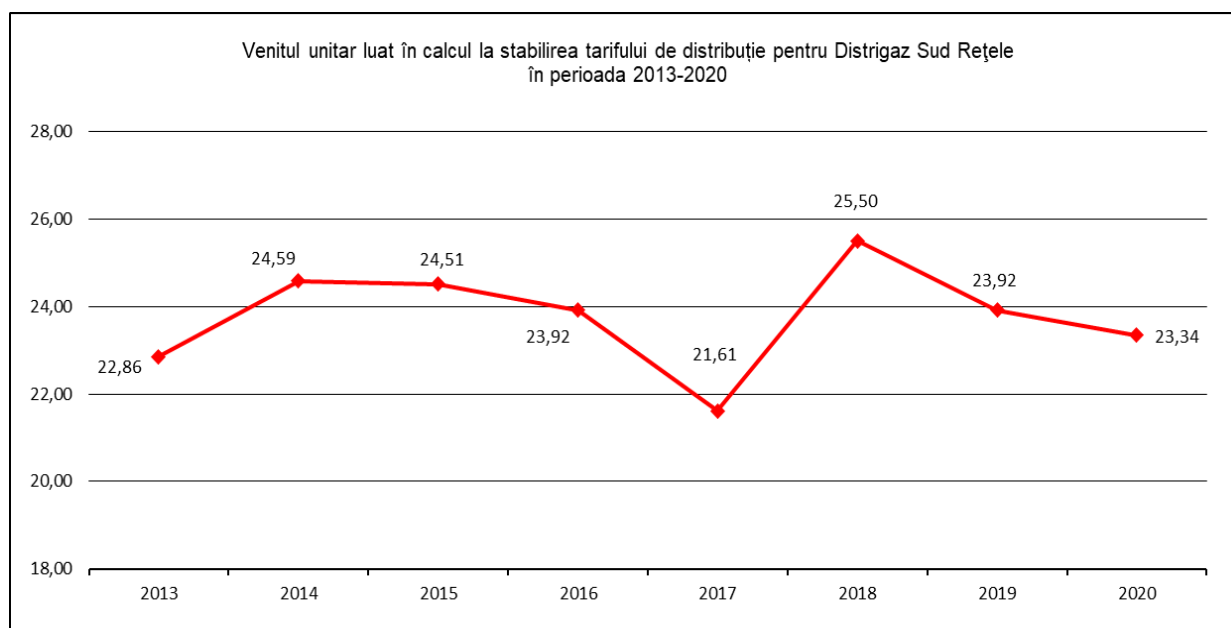


* Începând cu 1 iulie 2019 au fost modificate categoriile de clienți pentru care se aprobă tarife de distribuție, astfel încât acestea să se apropie de tranșele de consum prevăzute în Regulamentul (UE) 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 octombrie 2016 privind statisticile europene referitoare la prețurile la gazele naturale.





* Începând cu 1 iulie 2019 au fost modificate categoriile de clienți pentru care se aprobă tarife de distribuție, astfel încât acestea să se apropie de tranșele de consum prevăzute în Regulamentul (UE) 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 octombrie 2016 privind statisticile europene referitoare la prețurile la gaze naturale.



Activitatea de racordare la sistemele de distribuție

Tarifele de racordare la sistemul de distribuție a gaze naturale aprobate prin ordinul ANRE 165/2018, stabilite în baza Metodologiei de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 71/2018 au fost aplicate până la data de 29 iulie 2020.

Începând cu data de 30 iulie 2020, odată cu intrarea în vigoare a prevederilor Legii nr. 155/2020 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și privind modificarea și completarea altor acte normative, racordarea solicitanților la sistemele de distribuție a gazelor naturale este gratuită, cu excepția racordării clientului

final noncasnic, de pe teritoriul unității administrativ-teritoriale pentru care OD are concesiunea de serviciu public de distribuție, a cărui lungime a instalației de extindere și branșare depășește 2.500 metri.

În situațiile în care racordarea este gratuită, costurile aferente lucrărilor pentru realizarea obiectivelor/ conductelor necesare racordării consumatorilor aflați în perimetrul unității administrativ-teritoriale pentru care a fost concesionat serviciul public de distribuție sunt finanțate de operatorii de distribuție și se includ în tarifele de distribuție reglementate.

Monitorizarea investițiilor în rețelele de gaze naturale (extinderi de rețea, planuri investiții, corelarea între planurile pe 10 ani, PCI-uri și planuri naționale)

Evoluția cadrului de reglementare în cursul anului 2020

În cursul anului 2020 Parlamentul României a emis Legea nr. 155, care a adus modificări și completări semnificative Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012. În ceea ce privește activitatea investițională a operatorilor sistemelor de gaze naturale, prin legea menționată au fost incluse obligații suplimentare referitoare la investițiile pe care aceștia trebuie să le realizeze. Astfel, operatorii nu pot refuza racordarea la sistem și sunt obligați să finanțeze lucrările de extindere a conductelor și racordurile necesare racordării consumatorilor aflați în perimetrul unității administrativ-teritoriale pentru care a fost concesionat serviciul.

Autoritățile publice locale nu mai au dreptul să participe la cofinanțarea cotei ineficiente a extinderii sistemului în zonele concesionate de operator, deoarece legea atribuie în sarcina operatorilor suportarea integrală din surse proprii a costului cu racordarea consumatorilor. În același timp, zona concesionată se extinde pentru toate localitățile aparținând unei unități administrativ-teritoriale. Recuperarea costurilor privind racordarea la sistemul de transport, respectiv racordarea la sistemul de distribuție a clienților casnici și noncasnici având lungimea instalației de racordare mai mică de 2500 m se realizează prin tarifele de transport, respectiv de distribuție conform reglementărilor ANRE. În cazul utilizării bunurilor proprietate a terților pentru realizarea serviciului de transport sau de distribuție, operatorul are dreptul, cu acordul proprietarului, să preia aceste bunuri în proprietatea sa în limita cotei de eficiență a acestora stabilită conform reglementărilor ANRE.

Pentru a armoniza cadrul de reglementare cu noile prevederi ale legislației primare menționate anterior, prin Ordinul ANRE nr. 204/2020 a fost aprobată Procedura privind preluarea în proprietate a bunurilor din sectorul gazelor naturale. Procedura are scopul de a stabili condițiile de eficiență în care pot fi preluate în proprietate de către operatorul de transport și de sistem sau de către operatorul de distribuție a bunurilor din sectorul gazelor naturale prin care se asigură livrarea de gaze naturale către clienți, aflate în proprietatea unor terți. Simultan a fost abrogată Procedura privind preluarea în folosință a obiectivelor/conductelor necesare racordării din sectorul gazelor naturale finanțate în cotă-parte sau în totalitate de unitatea administrativ-teritorială și/sau de solicitanți și recuperarea de către aceștia a sumei investite, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 37/2019, prin care erau stabilite condițiile de cofinanțare a lucrărilor de extindere a sistemelor pe principii de eficiență economică.

Prin Decizia ANRE nr. 2288/2020, a fost aprobat modelul de calcul al eficienței investițiilor în domeniul gazelor naturale cu ocazia preluării de către operatorul sistemului de transport sau de către operatorul sistemului de distribuție a bunurilor din sectorul gazelor naturale care se află în proprietatea unor persoane fizice, juridice sau administrații publice din cadrul unităților administrativ-teritoriale și care se utilizează sau sunt necesare pentru prestarea serviciului.

În cursul anului 2020 au fost aprobate modificări și completări ale Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale precum și ai terminalelor GNL, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 38/2019, care să contribuie la facilitarea realizării lucrărilor de investiții și de mentenanță asupra sistemelor de gaze naturale, în scopul asigurării siguranței, performanței serviciului și continuității alimentării. Astfel, prin Ordinul ANRE nr. 95/2020, s-au inclus prevederi referitoare la nivelul minim valoric și termenul de depunere a planului anual de investiții elaborat de operatorul de transport și de sistem, precum și la durata perioadei de recuperare a investițiilor întârziate, nefinalizate în anul în care au fost planificate. Termenul de recuperare a fost stabilit la 12 luni pentru investițiile planificate în anul 2019, 10 luni pentru investițiile planificate în anul 2020 și 6 luni pentru investițiile planificate începând cu anul 2021.

Prin Decizia ANRE nr. 2210/2020 a fost aprobat Planul de investiții și de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2020-2029, elaborat de S.N.T.G.N. Transgaz. S.A. în calitate de operator de transport și de sistem al gazelor naturale (OTS) în baza prevederilor art. 125 alin. (6) și (7) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Monitorizarea investițiilor în rețelele de gaze naturale și a stării tehnice a sistemelor se prezintă în Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport și de distribuție a gazelor naturale și starea tehnică a rețelelor de gaze naturale - 2020 -, publicat pe site-ul ANRE la adresa: <https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/rapoarte/rapoarte-indicatori-de-performanta>.

Monitorizarea planului de dezvoltare pentru sistemul național de transport al gazelor naturale

Operatorul de transport și de sistem (OTS) elaborează planul de dezvoltare și de investiții pe zece ani, în baza strategiei naționale și a planului european de dezvoltare elaborat de ENTSOG, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de gaze naturale și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de gaze naturale, cu respectarea principiilor enunțate în Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE, cu includerea investițiilor aferente proiectelor de interes comun. Acestea au impact transfrontalier și beneficiază de anumite facilități, inclusiv de finanțări, acordate la nivel național și european.

OTS a efectuat o evaluare la nivel național referitoare la adecvarea capacităților sistemului de transport, în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (4) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005. Astfel, s-a confirmat necesitatea proiectelor majore transfrontaliere și modul de integrare a acestora în rețeaua europeană. Realizarea acestor proiecte se decide în corelare cu evoluția surselor de gaze naturale și a cererii de consum.

Planul de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2020-2029 (PDSNT 2020-2029) elaborat de S.N.T.G.N. Transgaz S.A., în calitate de OTS, a fost aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2210/25.11.2020.

PDSNT 2020-2029 a fost actualizat prin includerea lucrărilor de investiții privind dezvoltarea și modernizarea SNT intern în perioada 2020-2029 și prin actualizarea stadiului proiectelor, a

valorilor și a termenelor de punere în funcțiune a acestora. Operatorul a identificat și inclus în plan 3 proiecte noi pentru dezvoltarea SNT, după cum urmează:

- Modernizarea SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta de transport internațional T2;
- Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta de transport internațional T3;
- Interconectarea SNT la Terminalul GNL amplasat la malul Mării Negre.

Scenariile analizate în cadrul PDSNT 2020-2029 au fost corelate cu scenariile de dezvoltare la nivel european și regional utilizate de ENTSOG la elaborarea Planului european de dezvoltare a rețelei pe 10 ani. Planul european elaborat de ENTSOG cuprinde proiectele europene, din care unele au statut de proiecte de investiții de interes comun (PCI), cu impact asupra capacității de interconectare a sistemului.

Valoarea totală a proiectelor majore/strategice ale SNT care ar urma să fie realizate în perioada 2020-2029 este de aproximativ 4,12 miliarde Euro, din care: proiectele majore cu statut FID au o valoare totală de 766,34 milioane Euro, proiectele majore cu statut A non FID au o valoare totală de 502,31 milioane Euro, iar proiectele majore cu statut LA non FID au o valoare totală de 2,852 miliarde Euro. Finanțarea acestora va fi asigurată în procent de cca. 32 % din surse proprii și cca. 68 % din surse împrumutate și nerambursabile.

Proiectele de interes comun românești cuprinse în Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale TYNDP 2020 au o valoare totală estimată de cca. 1,13 miliarde Euro. Stadiul proiectelor majore de transport al gazelor naturale cuprinse în PDSNT 2020-2029 transmis de OTS conform Raportului privind stadiul realizării proiectelor din planul de investiții și de dezvoltare pe 10 ani aprobat de ANRE, conform prevederilor art. 40 alin. (2) din Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și ai terminalelor GNL, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2019, cu modificările și completările ulterioare se prezintă în tabelul următor:

Denumirea proiectului	Lucrari incluse	Stadiu
Dezvoltarea pe teritoriul României a SNT pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria BRUA - Faza 1	Construirea a 479 km conductă pe traseul Podișor–Recaș și a 3 stații de comprimare Podișor, Bibești și Jupa, cu asigurarea fluxului bidirecțional de gaze naturale.	Proiect finalizat
Dezvoltarea pe teritoriul României a SNT pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria BRUA - Faza 2 (proiect A non FID)	Construirea a 50 km conductă pe traseul Recaş - Horia și amplificarea capacității celor 3 stații de comprimare de la Podișor, Bibești și Jupa și a stației SMG Horia.	Proiectul Tehnic și documentația tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire au fost finalizate Realizarea Fazei II depinde de derularea cu succes a unui proces de testare piață, conform prevederilor Codului rețelei privind mecanismele de

alocare a capacității (CAM NC).

Dezvoltarea Coridorului Sudic de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre, în corelare cu graficele de realizare ale proiectelor off-shore din amonte. (proiect FID)

Construirea a 308,3 km conducta pe direcția Tuzla – Podișor, care face legătura între sursele de gaze naturale disponibile de la țărmul Mării Negre și coridorul BRUA.

A fost luată decizia finală de investiție.
Termenul de finalizare a fost amânat până în anul 2022.

Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional al gazelor naturale T1 și reverse flow Isaccea

Lucrări de interconectare a SNT la conducta de tranzit internațional T1, în zona SMG Isaccea și lucrări de reparații a conductei de 66 km Cosmești – Onești. Lucrări de modernizare a stațiilor Siliștea, Onești, Șendreni.

Proiect finalizat

Dezvoltări în zona de Nord - Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova. (proiect FID).

Construirea unei conducte de transport pe direcția Onești–Gherăești în lungime de 104,1 km, construirea unei conducte de transport pe direcția Gherăești–Lețcani în lungime de 61,05 km, construirea a două noi stații de comprimare gaze la Onești și Gherăești

Proceduri achiziție finalizate, contracte execuție încheiate pentru conducta Onești-Gherăești-Lețcani, Lot 1 și 2 și a celor două stații noi de comprimare Onești și Gherăești.

Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria - Romania - Ungaria - Austria BRUA faza 3 (proiect LA non FID)

Reabilitarea/înlocuirea unor conducte existente ce aparțin SNT; construirea unor conducte noi instalate în paralel cu conductele existente; dezvoltarea a 4 sau 5 stații noi de comprimare cu o putere totală instalată de aprox. 66-82,5MW; Se obține creșterea capacități de transport gaze naturale spre Ungaria cu 4,4 mld. mc/an.

Termenul estimat de finalizare este anul 2021

În prezent a fost elaborat studiul de fezabilitate privind dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale. În vederea optimizării și eficientizării procesului de implementare și de atragere a unor finanțări nerambursabile, culoarul a fost împărțit în două proiecte. Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România–Ungaria

2. Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia:

Termenul estimat de finalizare este anul 2026

Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre Vadu-T1 în dreptul

Construirea a 25 km conductă de la țărmul Mării Negre până la conducta de transport internațional T1, cu o capacitate de transport de

Proiect tehnic finalizat, s-au obținut autoizațiile de construire și decizia exhaustivă.

localității Grădina, județul Constanța (proiect FID).	1,23 mld. mc/an, conform procesului „Open-Season”.	Termenul de finalizare a fost amânat pentru 2021, în corelare cu realizarea proiectelor offshore și procesul de capacitate incrementală finalizat.
Interconectarea România–Serbia (proiect A non FID)	Construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Recaș–Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei. Construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).	Au fost finalizate studiul de fezabilitate și proiectul tehnic, fiind în curs de elaborare documentația tehnică pentru obținerea autorizației de construire și demararea procedurii pentru achiziția lucrărilor de execuție. Termenul estimat de finalizare este anul 2023
Modernizarea SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1 (proiect FID).	Modernizarea stațiilor de măsurare gaze în regim bidirecțional SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1.	SMG Isaccea 1 - proiect finalizat, Proiectul SMG Negru Vodă 1 prognozat a se finaliza în cursul anului 2021. Termenul de finalizare depinde de reglementarea juridică a terenului
Interconectarea SNT cu Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret (proiect LA non FID)	Construirea unei conducte de transport în lungime de 146 km și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăești–Siret; Construirea unei stații de măsurare gaze transfrontalieră; Amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul.	Proiectul se află într-o fază incipientă, capacitățile care urmează să fie dezvoltate în cadrul acestui proiect vor fi stabilite ulterior, în prezent fiind finalizat doar studiul de prefezabilitate. Toate celelalte etape care vor urma în cadrul dezvoltării acestui proiect depind de stabilirea parametrilor pentru punctul de interconectare și de graficul de implementare a proiectului de pe teritoriul Ucrainei Termen estimat de finalizare - anul 2026
Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României (proiect LA non FID)	Etapa 1: Construirea conductei de transport și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia–Borș. Etapa 2: Construirea conductei de transport și a instalațiilor aferente, pe direcția Borș–Abrămuț; Construirea unei stații de comprimare la Medieșu Aurit; Construirea conductei de transport și a instalațiilor aferente, pe direcția Huedin–Aleșd.	Pentru fiecare din cele trei etape au fost finalizate studiile de prefezabilitate fiind în curs de finalizare studiile de fezabilitate. Termenul de finalizare este etapizat până în anul 2026

<p>Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse (proiect LA non FID) Eastring-România (proiect LA non FID)</p>	<p>Etapa 3: Construirea conductei de transport și a instalațiilor aferente, pe direcția Abrămuț – Medieșu Aurit; Construirea conductei de transport și a instalațiilor aferente, pe direcția Sărmășel–Medieșu Aurit. Construirea unei conducte noi de transport și a instalațiilor aferente; Construirea unei noi subtraversări la Dunăre; Amplificare SMG Giurgiu.</p>	<p>Termenul estimat de finalizare este anul 2027.</p>
<p>Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente SNT (proiect LA non FID) Dezvoltarea sistemului SCADA pentru SNTGN (proiect LA non FID) Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2 (proiect LA non FID)</p>	<p>Construirea unui gazoduct de interconectare cu flux bidirecțional cu o capacitate anuală între 20 mld. mc și 40 mld. mc care să conecteze Slovacia cu granița externă a UE prin Ungaria, România și Bulgaria, conform studiului de fezabilitate finalizat în 2018.</p> <p>Implementarea sistemului centralizat de achiziție, comandă și monitorizare pentru stațiile de protecție catodică.</p> <p>Modernizarea sistemului SCADA în arhitectură descentralizată</p> <p>Modernizarea stațiilor în vederea asigurării curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2.</p>	<p>În prezent a fost finalizat studiul de fezabilitate conform căruia implementarea proiectului se va realiza în două faze, după cum urmează: Faza 1 – Capacitate maximă de 20 mld mc/an; termen finalizare 2027, Faza 2 – Capacitate maximă de 40 mld mc/an, termen finalizare 2030. Termen de finalizare 2023</p>
<p>Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3 (proiect LA non FID)</p>	<p>Modernizarea stațiilor în vederea asigurării curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T3.</p>	<p>Termen de finalizare 2023</p> <p>Proiectul se află în curs de elaborare a studiului de fezabilitate și va fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria – România – Ucraina. Termenul estimat de finalizare - 2024</p> <p>Proiectul se află în fază incipientă și va fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare</p>

Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre (proiect LA non FID)	Realizarea interconectării SNT la terminalul GNL prin construirea unei conducte de transport, în lungime de cca 25 km, de la țărmul Mării Negre până la conductele T1 și T2.	situat pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria – România – Ucraina. Termenul estimat de finalizare - 2028 Proiectul se află în fază incipientă. Termen estimat de finalizare: 2028
Modernizarea sistemului de înmagazinare în depozitul Bilciurești (proiect FID)	Creșterea capacității de livrare zilnică prin modernizarea depozitului Bilciurești, modernizarea stației Butimanu, modernizarea a 39 sonde de injecție/extracție, forajul a 4 sonde noi, 11 km conductă între depozitul Bilciurești și SC Butimanu.	A fost finalizat studiul de fezabilitate și a fost realizată modernizarea parțială a instalațiilor tehnologice de suprafață. În prezent este în curs de realizare construcția stației de uscare. Termenul de finalizare 2025
Creșterea capacității de stocare subterană la depozitul Ghercești (proiect LA non FID)	Creșterea capacității de livrare zilnică prin modernizarea sistemului de înmagazinare Ghercești cu construirea unor noi stații de comprimare, măsurare, uscare, modernizarea a 20 de sonde de injecție - extracție și interconectarea cu SNT.	În curs de elaborare studiul de fezabilitate. Termenul de finalizare 2026
Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Fălticeni (proiect LA non FID)	Creșterea capacității de înmagazinare pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale prin transformarea în depozit subteran a zăcămintelor de producție depletate Pocoleni, Comănești, Todirești sau Devideni, construire stații de comprimare, măsurare, uscare, sonde de injecție-extracție și interconectarea cu SNT.	În prezent este în curs de elaborare studiul de fezabilitate. Termenul estimat de finalizare este 2029.
Creșterea capacității de stocare subterană la depozitul Sărmășel (proiect A non FID).	Dezvoltarea depozitului Sărmășel, creșterea capacității de injecție și de extracție, creșterea capacității de comprimare, prin extinderea instalațiilor existente cu următoarele obiective: <ul style="list-style-type: none"> • forarea a 38 sonde noi; • 48,6 km conducte aducțiune; • 8 Grupuri; • 19,2 km conducte colectoare; • 3 unități de comprimare; 	Studiu de fezabilitate finalizat, modernizate 6 sonde de injecție-extracție, în curs de realizare 12 sonde de injecție-extracție. Termenul de finalizare 2026.

Unitatea de stocare – Depomureș (proiect A non FID)	<ul style="list-style-type: none"> • 2 instalații de uscare gaze; • Instalație de separare și măsura (ISM); • Sistem de producere a energiei din surse regenerabile; • Racord la Sistemul National de Transport Gaze Naturale (SNT). Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană Târgu-Mureș prin creșterea capacității de la 300 mil. mc. la 600 mil. mc și creșterea capacității zilnice de injecție/extracție de la o medie actuală de cca. 1,7 mil. mc/zi la cca. 5 mil. mc/zi, în două etape. 	Conducta colectoare, instalațiile de suprafață, unitatea de comprimare, stația de uscare gaze finalizate. Termen finalizare 2023
---	--	--

Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții ale operatorului de transport și de sistem al gazelor naturale

În tabelul centralizator următor sunt prezentate valorile totale, în lei, ale imobilizărilor corporale și necorporale realizate de operatorul de transport și de sistem în anul 2020 și finanțate din surse proprii, comparativ cu valoarea planului de investiții asumat de OTS pentru anul 2020.

Grupa/ subgr.	Imobilizari și necorporale	Plan investiții 2020	Investiții realizate în anul 2020, conform planului 2020	Investiții realizate în anul 2020, suplimentar față de plan	Investiții realizate în anul 2020, recuperate din anul precedent	TOTAL investiții realizate în anul 2020
Grupa 1	Construcții	1,213,482,984	654,817,647	15,341,860	392,967,452	1,063,126,959
Subgr. 1.1	Clădiri	4,815,107	0	65,495	0	65,495
Subgr. 1.2	Construcții ușoare (barăci, șoproane, etc.)	0	52,800	0	553,141	605,941
Subgr. 1.3	Conducte colectoare și magistrale (inclusiv instalațiile tehnologice, dotările și echipamentele aferente)	1,156,078,774	651,839,183	13,385,193	388,268,643	1,053,493,019
Subgr. 1.5	Conducte distribuție din oțel	0	0	0	21,382	21,382
Subgr. 1.7	Alte construcții	52,589,103	2,925,664	1,891,172	4,124,285	8,941,121

Grupa 2	Echipamente tehnologice, mașini utilaje și echipamente de lucru	42,484,205	5,125,745	0	767,404	5,893,149
Grupa 3	Aparate și instalații de măsurare, control și reglare	6,494,481	5,901,136	196,563	3,549,619	9,647,318
Subgr. 3.1	Contoare volumetrică cu membrană, contoare cu ultrasunete, alte sisteme cu element deprimogen	190,656	185,170	0	356,236	541,406
Subgr. 3.2	Contoare cu pistoane rotative, contoare cu turbina	3,444,060	467,223	0	136,500	603,723
Subgr. 3.3	Convertoare electronice, calculatoare de debit, alte aparate și instalații de măsurare, control și reglare	2,859,765	5,248,743	196,563	3,056,883	8,502,189
Grupa 4	Mijloace de transport	6,453,018	7,600,390	661,000	0	8,261,390
Grupa 5	Alte immobilizări corporale și necorporale	14,796,179	11,644,086	0	5,325,893	16,969,979
TOTAL, din care:		1,283,710,867	685,089,004	16,199,423	402,610,367	1,103,898,794
In sistem		1,219,525,324	655,875,903	15,498,971	392,371,404	1,063,746,278
In dotări		64,185,543	29,213,101	700,452	10,238,963	40,152,516

Astfel, din valoarea totală a investițiilor realizate în anul 2020 de către SNTGN Transgaz SA, de 1.684.480.872 lei, valoarea finanțată din surse proprii este de 1.103.898.794 lei, iar valoarea finanțată din fonduri europene nerambursabile este de 580.582.078 lei.

Din valoarea finanțată din surse proprii:

cca. 685 milioane lei reprezintă investițiile planificate și realizate în anul 2020;

cca. 16,2 milioane lei reprezintă investițiile realizate în anul 2020 suplimentar față de plan;

cca. 402,6 milioane lei reprezintă investițiile nerealizate în anul 2019, care trebuiau să fie recuperate până la data de 31.12.2020, în conformitate cu prevederile art. 37, alin. (4) din Procedura aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2019.

Din această valoare, 1.063.746.278 lei reprezintă valoarea totală a immobilizărilor corporale și necorporale aferente sistemului, respectiv 96% din totalul realizat.

Dintre cele mai însemnate obiective puse în funcțiune în anul 2020 pot fi enumerate următoarele proiecte:

Dezvoltarea pe teritoriul României a SNT pe coridorul Bulgaria - România - Ungaria - Austria, faza 1 (BRUA - faza 1), având o valoare de aproximativ 1494,2 milioane lei din care 915,6 milioane lei din surse proprii;

Conducta de transport gaze naturale Craiova - Segarcea - Băilești - Calafat, etapa I, tronsonul Craiova - Segarcea, având o valoare de circa 49,3 milioane lei;

Retehnologizarea conductelor, bransamentelor, stațiilor de reglare și măsură, în valoare de 34,7 milioane lei.

În ceea ce privește îndeplinirea planului de investiții pentru anul 2019, OTS a realizat în cursul anului 2019 și a recuperat în cursul anului 2020 investiții restante, astfel încât valoarea totală a investițiilor realizate dintre cele incluse în planul de investiții pentru anul 2019 a fost de 445.711.396 lei, din care investiții directe în sistem în valoare de 411.513.006 lei. Prin raportarea acestor valori la valoarea totală de plan de 394.210.519 lei (valoare modificată la data de 1 octombrie 2020 conform prevederilor Procedurii), din care valoarea planificată a investițiilor directe în sistem a fost de 346.487.318 lei, rezultă gradul de realizare a planului de investiții pentru anul 2019, stabilit în conformitate cu prevederile art. 34 alin. (2) din Procedura aprobată cu Ordinul ANRE nr. 38/2019 de 118,8%, care depășește semnificativ gradul minim obligatoriu, de 95%.

Gradul de realizare a planului anual de investiții pentru 2020, stabilit conform prevederilor art. 34 alin. (2) din Procedura aprobată cu Ordinul ANRE nr. 38/2019 prin raportarea valorii realizate a imobilizărilor corporale și necorporale în sistem de 671.374.874 lei la valoarea planificată a acestora de 1.219.525.324 lei, a rezultat de 55,05%.

Conform Procedurii, gradul de realizare a planului de investiții aferent anului 2020 se va reanaliza după primele 10 luni ale anului 2021, în care operatorul are dreptul să recupereze investițiile nerealizate în anul precedent, fiind obligatorie realizarea unui grad mai mare de 95 %.

Pentru anul 2021, SNTGN Transgaz SA a prognozat investiții în valoarea totală de 891.645.073 lei, din care investiții în sistem de 804.690.475 lei. De asemenea, OTS a transmis ANRE intenția de a recupera investiții întârziate din anul 2020 în cursul primului semestru al anului 2021, în valoare totală de cca. 737 milioane lei.

Dintre cele mai însemnate obiective planificate a fi puse în funcțiune în anul 2021 pot fi enumerate următoarele proiecte:

Dezvoltarea pe teritoriul României a SNT pe coridorul Bulgaria - Romania - Ungaria - Austria, faza 1 (BRUA - faza 1), finalizare lucrări restante din anul 2020, în valoare de 269,4 milioane lei, surse proprii;

Modernizarea stațiilor de comprimare Siliște și Onești în vederea interconectării cu stația Isaccea, în valoare de 364 milioane lei, surse proprii;

Modernizarea stației de măsurare Isaccea 1, în valoare de 65,1 milioane lei, surse proprii;

Conducta de transport gaze naturale Mintia - Brad - Ștei, în valoare de 22,6 milioane lei, surse proprii;

Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei, precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova, având o valoare estimată de aproximativ 864 milioane lei din care 650 milioane lei din surse proprii ale operatorului;

Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Marii Negre (Vadu-T1), având o valoare estimată de circa 38 milioane lei;

Conducta de transport gaze naturale Câmpulung Moldovenesc - Vatra Dornei, tronsonul Pojorâta - Vatra Dornei, a cărei valoare estimată se ridică la peste 16 milioane lei;

Retehnologizarea conductelor, bransamentelor, stațiilor de reglare și măsură, în valoare de 73 milioane lei.

Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții ale operatorilor de înmagazinare a gazelor naturale

Valoarea totală a investițiilor realizate în anul 2020 de către DEPOGAZ S.A. este de 27.022.386 lei. Din această valoare, imobilizările corporale și necorporale aferente sistemului

de înmagazinare reprezintă 91,73%, respectiv 24.787.637 lei, restul reprezentând achiziția de dotări.

Prin raportarea valorii realizate a imobilizărilor corporale și necorporale în sistem la valoarea planificată a acestora, de 23.576.676 lei, a rezultat un grad de îndeplinire a planului de investiții în anul 2019 de 105,14 %.

Operatorul DEPOGAZ S.A. a solicitat în cursul anului 2020 și a obținut emiterea de către ANRE a Deciziei nr. 838/25.05.2020 pentru aprobarea modalității de alocare transfrontalieră a costurilor aferente proiectului de interes comun nr. 6.20.6 - "Unitate de stocare subterană de gaze de la Sărmășel, România", parte a grupului de proiecte 6.20 – Creșterea capacității de stocare în Europa de sud-est, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009. Proiectul prezintă beneficii economice pentru SNT și la nivel regional stabilite în conformitate cu principiile de calcul enunțate în metodologia ENTSOG privind analiza cost-beneficiu pentru proiectele de înmagazinare de gaze naturale, dar este fezabil doar în condițiile obținerii unei finanțări nerambursabile prin mecanismul Connecting Europe Facility.

Pentru anul 2020, operatorul sistemului de înmagazinare DEPOMUREȘ S.A. nu a planificat investiții. Operatorul intenționează să realizeze proiectul de interes european "Unitate de stocare Depomureș, România" – faza 1, parte a grupului de proiecte 6.20 – Creșterea capacității de stocare în Europa de sud-est din lista a patra a proiectelor de interes comun a Uniunii Europene aprobată prin Regulamentul delegat (UE) 2020/389 al Comisiei din 31 octombrie 2019 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește lista proiectelor de interes comun a Uniunii. Astfel, în cursul anului 2020 acest operator a transmis la ANRE o cerere de investiții în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009, arătând că proiectul este fezabil doar în condițiile obținerii unei finanțări nerambursabile prin mecanismul Connecting Europe Facility. ANRE a aprobat în acest sens Decizia nr. 754/12.05.2020 pentru aprobarea modalității de alocare transfrontalieră a costurilor aferente proiectului.

Pentru anul 2021, DEPOGAZ S.A. a prognozat investiții în valoarea totală de 41.115.104 lei, din care, valoarea alocată imobilizărilor corporale și necorporale destinate sistemului este de 39.868.709 lei, reprezentând 97% din total, în vreme ce DEPOMUREȘ S.A. a prognozat investiții în valoare totală de 160.000 lei din care valoarea alocată imobilizărilor corporale și necorporale destinate sistemului reprezintă 150.000 lei, respectiv 93,75% din total.

Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții pentru sistemele de distribuție a gazelor naturale

Valoarea totală a investițiilor realizate, respectiv valoarea mijloacelor fixe rezultate în urma investițiilor realizate de către operatorii sistemelor de distribuție la nivel național în anul 2020, este de 492,5 milioane lei, înregistrându-se o creștere de aproximativ 105 milioane lei (circa 27%) față de investițiile realizate în anul 2019. Această valoare include investițiile aferente planului propus pentru anul 2019, care au fost recuperate în cursul anului 2020, în perioada legală de 12 luni. Astfel, valoarea netă a investițiilor realizate în anul 2020, corespunzătoare doar celor incluse de operatori în planurile pe care și le-au asumat pentru anul 2020, este de 453 milioane lei.

În ceea ce privește investițiile pe care cei doi operatori care distribuie pentru mai mult de 100.000 de utilizatori, respectiv S.C. Delgaz Grid S.A. și S.C. Distrigaz Sud Rețele SRL, le-au realizat în cursul anului 2020, conform planurilor asumate pentru anul 2020, valoarea totală realizată însumează aproximativ 381,5 milioane lei, reprezentând un procent de 84,2% din valoarea totală a investițiilor realizate în sistemele de distribuție a gazelor naturale la nivel național.

Din punctul de vedere al structurii valorii investițiilor realizate în anul 2020 de către cei doi mari distribuitori, aproximativ 308,2 milioane lei, respectiv 80,7% din total, reprezintă valoarea mijloacelor corporale și necorporale care aparțin sistemului. Față de prevederile art. 22, alin. (2) al Procedurii aprobate prin Ordinul ANRE cu nr. 38/2019, cu modificările și completările ulterioare, conform cărora pentru OD care distribuie gaze naturale pentru mai mult de 100.000 de clienți, valoarea investițiilor care au ca rezultat imobilizări corporale și necorporale aparținând sistemului trebuie să reprezinte cel puțin 85% din valoarea totală a planului anual de investiții, apreciem că procentul menționat urmează să fie atins după ce operatorii vor recupera în termenul legal, respectiv până la data de 31.10.2021, lucrările incluse în planul de investiții aferent anului 2020.

În conformitate cu prevederile art 34, alin (2) din Procedura mai sus amintită, operatorul are obligația de a realiza anual din surse proprii investiții care au ca rezultat imobilizări corporale și necorporale aparținând sistemului în valoare de cel puțin 95 % din valoarea totală a acestora cuprinsă în planul anual de investiții aprobat de ANRE pentru anul respectiv. În acest sens, în urma analizei ANRE, a reieșit faptul că, dintre cei 31 de operatori, un număr de 18 au îndeplinit condiția procentuală impusă, restul operatorilor având obligația de a recupera investițiile nerealizate în conformitate cu dispozițiile art. 34 alin (4) ale aceleiași Proceduri, respectiv în primele 10 luni ale anului 2021. Valoarea cumulată a investițiilor nerealizate și care trebuie recuperate în termenul menționat este de aproximativ 23,2 milioane lei.

Situația care reflectă gradul de realizare din surse proprii a investițiilor asumate de către operatori în planurile aferente anului 2020, este sintetizată în tabelul următor.

Operatorul	Investiții TOTAL E planificat e	Investiții TOTAL E realizate	Grad total de realiz.	Investiții în SISTEM planificate	Investiții în SISTEM realizate	Grad de realiz. a invest. în sistem
	(mil. lei)	(mil. lei)	(%)	(mil. lei)	(mil. lei)	(%)
Distrigaz Sud Rețele	224,95	205,97	91,56	191,86	170,31	88,76
Delgaz Grid	180,30	175,56	97,37	140,18	137,87	98,35
Alții (29 OSD)	77,94	71,53	91,77	71,72	65,36	91,13
TOTAL	483,19	453,06	93,76	403,77	373,54	92,51

În vederea evaluării gradului de îndeplinire a planurilor de investiții pentru anul 2019, din valoarea totală a investițiilor realizate de către operatori în cursul anului 2020 au fost extrase lucrările recuperate, respectiv cele care au fost incluse în planul de investiții al anului 2019, dar au avut punerea în funcțiune în 2020, în termenul legal de 12 luni.

Astfel, în ceea ce privește gradul de realizare a planurilor de investiții pentru anul 2019, situația este prezentată în tabelul următor:

Operatorul	Investiții planificate pt. anul 2019	Investiții realizate în anul 2019	Investiții recuperate în anul 2020	Investiții TOTALE aferente anului 2019	Gradul de realizare a investițiilor
	(mil. lei)	(mil. lei)	(mil. lei)	(mil. lei)	(%)
Distrigaz Sud Rețele	178,5	152,5	33,36	185,86	104,1
Delgaz Grid	164,2	162	0	162	98,6
Alții (29 OSD)	78,8	72,15	6,13	78,28	99,3
TOTAL	421,5	386,6	39,49	426,14	101,1

Pentru anul 2021, operatorii sistemelor de distribuție și-au propus să efectueze investiții din surse proprii în valoare totală de circa 727 milioane lei, în creștere cu cca. 50 % față de valoare totală a planurilor pentru anul 2020. Dintre acestea, 646 milioane lei reprezintă investițiile directe în sistem.

Cei doi operatori care distribuie pentru mai mult de 100.000 de clienți, Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid au programat pentru anul 2021 investiții în valoare de aproximativ 641,7 milioane lei, reprezentând cca. 88 % din valoarea totală programată pentru anul 2021 de către toți operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale din România.

Aspecte privind funcționarea tehnică (managementul congestiilor de rețea, standarde de performanță, securitatea rețelei, racordarea la rețea, cooperarea tehnică a OTS cu terții, realizarea investițiilor în capacități de producere în raport cu siguranța în funcționare)

Monitorizarea indicatorilor de performanță și a stării tehnice a rețelelor de gaze naturale se prezintă în Raportul privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport și de distribuție a gazelor naturale și starea tehnică a rețelelor de gaze naturale - 2020 -, publicat pe site-ul ANRE la adresa: <https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/rapoarte/rapoarte-indicatori-de-performanta>.

Starea tehnică a sistemului național de transport al gazelor naturale

Activitatea de transport al gazelor naturale este desfășurată de S.N.T.G.N. Transgaz S.A. în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013, emisă de ANRE, valabilă până la data de 08.07.2032.

Transportul gazelor naturale este asigurat prin conducte magistrale și racorduri de alimentare, în lungime totală de peste 13.925 km, având diametre cuprinse între 25 mm și 1200 mm, precum și prin instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar, prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase din perimetrele de producție, din depozitele de înmagazinare subterană și a celor provenite din import și transportul acestora în vederea livrării către clienții finali din piața internă și externă de gaze naturale. În ceea ce privește presiunea de operare a conductelor de tranzit, aceasta se situează la valoarea de 54 bar.

Principalele componente ale SNT al gazelor naturale la 31.12.2020

- 13.925 km de conducte magistrale și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 369 km reprezintă conducte de tranzit, iar 479 km sunt aferenți magistralei BRUA;
- 1.128 stații de măsurare gaze / 1.233 direcții de măsurare;
- 4 stații de măsurare gaze pentru transport internațional;
- 7 stații de măsurare a gazelor naturale din import;
- 58 de stații de comandă vane/noduri tehnologice (SCV, NT);
- 7 puncte fizice de intrare/ieșire conectate la depozitele de inmagazinare;
- 6 stații de comprimare gaze (SCG);
- 1.041 de stații de protecție catodică (SPC);
- 982 de stații de odorizare gaze (SOG).

Situația duratei de funcționare a componentelor SNT, aflate în utilizare la data de 31.12.2020, este prezentată în tabelul următor:

Durata de funcționare	Conducte de transport și racorduri de alimentare la 31.12.2020 (km.)	Număr total de direcții de măsurare aferente stațiilor de reglare măsurare (SRM) la 31.12.2020	Număr de stații de reglare măsurare amplaste pe conductele de tranzit gaze (SMG) la 31.12.2020	Număr stații de reglare măsurare a gazelor din import (SMG) la 31.12.2020	Număr stații de protecție catodică (SPC) la 31.12.2020	Număr stații de comandă vane (SCV-NT) la 31.12.2020	Număr stații de comprimare gaze (SCG) la 31.12.2020
≥ 40 ani	7.413	150	0	2	73	13	1
între 30 și 40 ani	1.839	59	0	0	25	2	1
între 20 și 30 ani	1.095	308	2	2	59	2	0
între 10 și 20 ani	2.248	549	2	0	761	14	0
între 5 și 10 ani	679	117	0	1	105	3	0
≤ 5 ani	651	50	0	2	18	24	4
TOTAL	13.925	1.233	4	7	1.041	58	6

Modificările survenite față de anul precedent sunt evidențiate în următorul tabel centralizator :

Nr. crt.	Denumire obiectiv/ componenta SNT	U.M.	Total la data de 31.12.2019	Realizări în anul 2020	Total la data de 31.12.2020	Variația față de anul 2019 (%)
1	Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare, exceptând	km	13.061	495	13.556	+3,8

	tranzitul (
2	Conducte de tranzit	km	369	0	369	0
3	Număr total de stații de măsurare gaze/directii de masurare	buc	1.128/1.233	0	1.128/1.233	0
4	Puncte de interconectare cu depozitele de înmagazinare	buc	7	0	7	0
5	Stații de măsurare gaze amplasate pe conductele de tranzit	buc	4	0	4	0
6	Stații de măsurare gaze – import	buc	7	0	7	0
7	Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.038	+3	1.041	+0,3
8	Stații de comandă vane / noduri tehnologice (SCV-NT)	buc	58	0	58	0
9	Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	5	1	6	+20
10	Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	902	+80	982	+8,8

În cursul anului 2020, sistemul național de transport a înregistrat următoarele modificări:

- lungimea totală a conductelor și racordurilor a înregistrat o creștere cu 3,7%, prin realizarea a 497,5 km de noi tronsoane de conducte și racorduri de alimentare și scoaterea din funcțiune a 2,5 km de conducte;
- au fost modernizate 8 noi stații de reglare-masurare
- au fost puse în funcțiune 3 noi stații de protecție catodică, numărul total al acestora ajungând astfel la 1041;
- conducta de transport internațional T1, respectiv Isaccea 1-Negru Vodă 1 a fost conectată la SNT, astfel încât în prezent SNT are două noi puncte de interconectare cu sistemele de transport învecinate, fapt care duce la creșterea eficienței funcționării SNT prin mărirea capacității de import/export;
- au fost puse în funcțiune 80 de noi stații de odorizare gaze, numărul total al acestora ajungând astfel la 982 reprezentând o creștere de cca. 9 % față de anul precedent;
- s-a pus în funcțiune o nouă stație de comprimare gaze (SCG), numărul acestora ajungând astfel la 6, în scopul echilibrării presiunii din rețeaua internă cu cea a sistemelor adiacente și pentru a crește cantitatea de gaze naturale transportată în regim intern.

Starea tehnică a sistemelor de distribuție a gazelor naturale

Cei 31 de operatori de distribuție a gazelor naturale, titulari ai licențelor acordate de ANRE, au deținut la data de 31.12.2020 conducte de distribuție a gazelor naturale și racorduri aferente acestora în lungime totală de peste 54.209 km. Dintre acestea, o pondere de 64,10% din total sunt rețele din polietilenă, fiind cele care au cunoscut o dezvoltare accentuată în ultimii 20 de ani.

În tabelul următor se prezintă situația duratei de funcționare a conductelor și racordurilor sistemelor de distribuție a gazelor naturale, din polietilenă și oțel, la sfârșitul anului 2020:

Vechime rețea (ani)	Lungime obiective OL (km)	Lungime obiective PE (km)	Total lungime obiective	
			(km)	(%)
≥40	1.626	0	1.626	3,0
[30;40)	2.477	0	2.477	4,6
[20;30)	11.911	1.732	13.643	25,2
[10;20)	3.139	17.821	20.960	38,6
<10	291	15.192	15.483	28,6
Total	19.464	34.745	54.209	100

Astfel, din totalul de **54.209 km**, o pondere de peste 28% reprezintă rețele care au o vechime mai mică de 10 ani, iar 38,66% dintre acestea au o vechime cuprinsă între 10 și 20 de ani. Pe de altă parte 25,17% reprezintă conducte și racorduri cu vechimea cuprinsă între 20 și 30 de ani, în timp ce doar 7,61% au o vechime mai mare de 30 de ani.

Prin comparație cu anul gazier precedent, se remarcă extinderea rețelei naționale de distribuție de gaze naturale cu 1.950 km., ceea ce reprezintă o majorare de circa 3,7%.

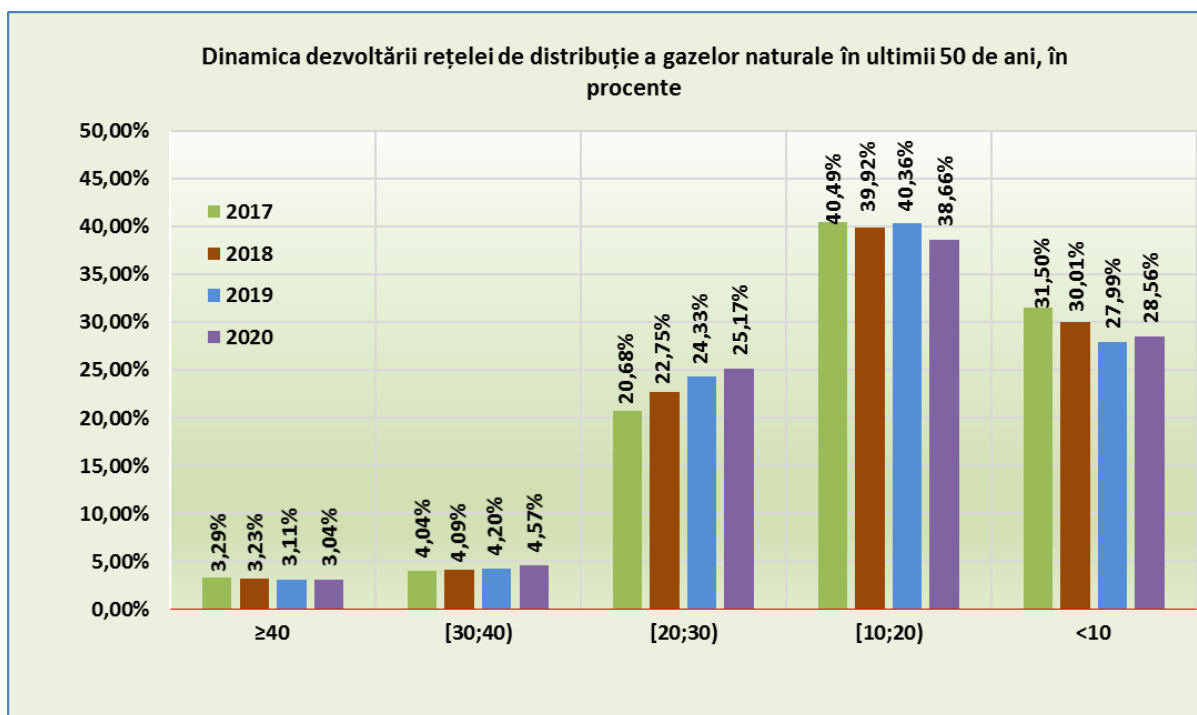
Se menționează faptul că valoarea totală a rețelei de distribuție a gazelor naturale la data de 31.12.2019, precizată în cadrul Raportului de activitate al ANRE aferent anului 2019, de 56.694 km a fost afectată de o eroare materială. Astfel, sistemul de distribuție a gazelor naturale totaliza, la sfârșitul anului 2019, o lungime de 52.259 km. Majorarea față de anul 2018 a fost de 1.244 km, ceea ce reprezintă o creștere de 2,44%.

Ponderea conductelor din polietilenă, respectiv din oțel, defalcată pe tranșe de vechime din totalul lungimii conductelor sistemelor de distribuție a gazelor naturale, este prezentată în tabelul următor:

Vechime rețea (ani)	Procent OL (%)	Procent PE (%)
≥40	3	0
[30;40)	4,6	0
[20;30)	22	3,2
[10;20)	5,8	32,8
<10	0,6	28
Pondere din total (%)	36	64

Tabelul următor prezintă dinamica dezvoltării rețelei de distribuție a gazelor naturale în ultimii 3 ani, în funcție de vechimea acesteia:

Vechime rețea (ani)	În anul 2018	În anul 2019	În anul 2020
≥40	3,3%	2,9%	3,0%
[30;40)	4%	3,9%	4,6%
[20;30)	22,7%	23,2%	25,2%
[10;20)	40%	43,5%	38,6%
<10	30%	26,5%	28,6%



Monitorizarea duratelor de timp necesare pentru racordări în sistemul de transport

Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, prevede faptul că pentru realizarea unei noi instalații de racordare la ST sau pentru modificarea/reamplasarea uneia existente, OTS are obligația să finalizeze lucrările și să pună în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare. Din evidențele transmise, la nivelul Transgaz, în anul gazier 2019-2020 nu a fost executată și pusă în funcțiune nicio instalație de racordare.

Monitorizarea duratelor de timp necesare pentru racordări în sistemele de distribuție

În anul gazier 2019-2020 toți operatorii de distribuție (OD) au înregistrat un număr total de 69.671 cereri de racordare, o valoare apropiată de cea din perioada 01.10.2018-30.09.2019. În acest context, pentru cele 41.217 racorduri pe care operatorii sistemelor de distribuție le-au pus în funcțiune în perioada 01.10.2019-30.09.2020, a rezultat o durată medie de realizare a acestora de 132 zile, calculată de la data înregistrării cererii solicitantului, însoțită de documentația completă.

Față de anul gazier precedent se evidențiază o majorare a termenului de așteptare a solicitanților de circa 17 zile (durata medie de realizare a racordului în intervalul oct. 2018 - sept. 2019 a fost de 115 zile). Conform justificărilor transmise de operatori, această situație a fost cauzată în principal de creșterea semnificativă a numărului de racorduri executate, în contextul instituirii de restricții impuse de pandemia de Covid-19. Volumul substanțial de lucrări, generat în principal de dezvoltarea imobiliară, dar și de creșterea consumului prin orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali, precum și intrarea în vigoare a Legii nr. 155/2020, care prevede finanțarea lucrărilor de racordare a consumatorilor din fonduri proprii ale operatorilor, a avut un impact semnificativ asupra capacității operatorilor economici autorizați de a respecta termenele contractuale.

Pe de altă parte însă, pe parcursul anului gazier precedent (01.10.2018-30.09.2019) se puseseră în funcțiune doar 29.066 racorduri, ceea ce reprezintă o majorare cu 41,8% a volumului de lucrări în perioada monitorizată, care au fost executate cu aceeași forță de muncă și în condiții deosebite cauzate de starea de urgență și de cea de alertă.

În ceea ce privește cele 4.098 extinderi/redimensionări ale obiectivelor/conductelor de gaze naturale puse în funcțiune de operatorii sistemelor de distribuție în perioada 01.10.2019-30.09.2020, durata de realizare a acestora a înregistrat un termen mediu de realizare de 217 zile, calculat de la data depunerii de către solicitant a cererii însoțite de documentația completă. Și în acest caz se remarcă faptul că, deși numărul extinderilor de conducte s-a dublat practic față de cele din anul gazier precedent, perioada de execuție a rămas aproximativ aceeași, majorarea fiind de o singură zi (timpul mediu de realizare în intervalul oct. 2018 - sept. 2019 a fost de 216 zile).

Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de transport al gazelor naturale

Indicatorii de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale se referă la:

- înregistrarea și soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor utilizatorilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale;
- accesul la sistemul de transport al gazelor naturale;
- racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale;
- refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de lucrări efectuate asupra infrastructurii sistemului de transport al gazelor naturale;
- respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- limitarea/întreruperea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale.

Operatorul de transport și de sistem este exonerat de obligația respectării indicatorilor de performanță impuși prin standard în situații de urgență și în caz de forță majoră, declarate în conformitate cu prevederile legale, precum și la apariția unor restricții tehnice parțiale sau totale ale unui sistem din amonte.

Sinteza indicatorilor specifici de performanță a serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale și evoluția acestora prin comparație cu anul gazier precedent, este evidențiată în tabelul următor:

Sinteza indicatorilor de performanță a serviciului de transport și de sistem

Indicatorul specific de performanță	Valoarea de referință a indicatorului (%)	Anul gazier de analiză 2019-2020 (%)	Îndeplinirea condiției de performanță %	Anul gazier anterior 2018-2019 (%)	Evoluția indicatorului (±%)
IP01	90	99,58	da	97,15	+2,43
IP11	95	---	-	100	---
IP12	95	---	-	100	---
IP13	95	100	da	99,38	+0,62
IP14	95	100	da	---	---
IP15	95	100	da	---	---
IP21	95	97,37	da	100	-2,63
IP22	95	---	-	---	---

IP31	95	100	da	100	0
IP32	95	---	-	100	---
IP33	95	---	-	100	---
IP34	95	---	-	100	---
IP41	95	---	-	---	---
IP51	98	100	da	99,61	+0,39
IP52	98	100	da	100	0
IP61	98	100	da	100	0
IP62	98	100	da	100	0
IP71	80	93,88	da	97,27	-3,39
IP81	98	100	da	100	0
IP82	98	---	-	---	---
IP91	90	---	-	---	---

NOTĂ: Rubricile marcate cu (---) sunt cele pentru care indicatorii nu au fost calculați, deoarece nu au existat solicitări sau sesizări pe baza cărora aceștia se determină.

În concluzie, se poate remarca faptul că toți indicatorii de performanță a serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale aferenți anului gazier 1.10.2019 - 30.09.2020 au valori peste cele de referință și că gradul lor de îndeplinire din punct de vedere al încadrării în nivelurile minime prevăzute în standard este de 100%. Prin comparație cu anul gazier anterior (01.10.2018 - 30.09.2019), se evidențiază menținerea la nivel înalt a valorilor indicatorilor de performanță, ceea ce denotă păstrarea standardului de calitate a serviciilor oferite de S.N.T.G.N. Transgaz S.A.

Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale

Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem se referă la:

- înregistrarea și soluționarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor utilizatorilor privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale;
- contractarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- respectarea serviciilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări asupra obiectivelor sistemului de distribuție a gazelor naturale;
- limitarea/întreruperea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

Operatorii de distribuție a gazelor naturale (OD) sunt exonerati de obligația respectării indicatorilor de performanță impuși prin standard în situații de urgență și în caz de forță majoră, declarate în conformitate cu prevederile legale, și la apariția unor restricții tehnice parțiale sau totale ale unui sistem din amonte.

Pentru a pune în evidență calitatea serviciului prestat de operatorii de distribuție în anul gazier analizat, față de anul gazier anterior, în tabelul următor sunt prezentate valorile medii înregistrate ale indicatorilor de performanță în acești doi ani gazieri.

Sinteza indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție – valori medii ponderate pe țară

Indicatorul specific de performanță	Valoarea de referință a indicatorului (%)	Anul gazier de analiză 1.10.2019 - 30.09.2020	Îndeplinirea condiției de performanță %	Anul gazier anterior 1.10.2018 - 30.09.2019	Evoluția indicatorului (±%)
-------------------------------------	---	---	---	---	-----------------------------

		(%)		(%)	
IP01	90	99,92	da	93,49	+6,43
IP11	90	99,96	da	99,34	+0,62
IP12	95	97,36	da	98,02	-0,66
IP13	95	96,30	da	98,25	-1,95
IP14	95	99,05	da	95,16	+3,89
IP21	95	Abrogat	----	96,47	----
IP22	95	Abrogat	----	90,83	----
IP31	95	95,90	da	86,58	+9,32
IP31-1	95	93,29	nu	89,77	+3,52
IP32	95	95,36	da	83,67	+11,69
IP33	95	93,87	nu	83,30	+10,57
IP34	95	97,53	da	94,40	+3,13
IP35	95	94,46	nu	84,59	+9,87
IP35-1	95	95,72	da	96,64	-0,92
IP35-2	95	95,42	da	84,35	+11,07
IP41	90	89,40	nu	92,86	-3,46
IP51	95	100	da	99,90	+0,10
IP61	98	100	da	99,97	+0,03
IP71	80	97,58	da	90,46	+7,12
IP81	98	99,10	da	97,71	+1,39
IP91	90	98,19	da	100	-1,81

Situația prezentată relevă faptul că, în general, indicatorii de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale au fost respectați sau valorile medii se apropie de pragul minim prevăzut în standard. Trei dintre cei opt indicatori care fac parte din indicatorul general IP3, referitor la racordarea la sistem nu se încadrează în limitele impuse prin standard, dar au valori apropiate de acestea.

Deși îmbunătățirea față de anul gazier precedent este una evidentă, prin creșterea nivelurilor înregistrate, există încă dificultăți întâmpinate de operatori în procesul de racordare a solicitanților la sistemele de distribuție a gazelor naturale.

Având în vedere îmbunătățirea indicatorilor față de anul precedent în condițiile dificultăților întâmpinate începând cu luna martie 2020, rezultatele obținute pot fi considerate bune.

Indicatorul IP3 este un indicator dintre cele mai importante, iar operatorii trebuie să intervină prin măsurile necesare pentru reducerea duratei de racordare și respectarea termenelor reglementate pentru:

- întocmirea documentațiilor necesare;
- depunerea acestora la instituțiile abilitate în vederea obținerii avizelor și autorizațiilor;
- execuția extinderilor de conducte și a racordurilor;
- punerea în funcțiune a obiectivelor realizate.

Implementarea acestor măsuri ar putea conduce la obținerea unor valori superioare celor minime prevăzute în standard pentru toți indicatorii IP3.

În tabelul următor se prezintă situația întreruperilor planificate și neplanificate în prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale și indicatorii de performanță privind notificarea utilizatorilor afectați de aceste întreruperi.

Situația întreruperilor planificate și neplanificate în prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale

Nr. crt	OSD	Intr. Planif.	Numar utilizatori afectati intr. planif	Gradul de instiintare in cel mult 12 ore (%)	Intr. Neplanif	Numar utilizatori afectati intr. neplanif	Gradul de instiintare cu cel puțin 2 zile inainte (%)
1	DELGAZ GRID	2.795	441.278	100	121	12.064	100
2	DISTRIGAZ SUD RETELE	3.308	455.199	100	169	29.789	100
3	Distribuitori pentru mai puțin de 100.000 de utilizatori	805	27.455	100	810	15.584	100
4	TOTAL	6.908	923.932	100	1.100	57.437	100

Concluzia care rezultă este aceea că toți operatorii sistemelor de distribuție au acordat o atenție deosebită notificării clienților afectați atât de întreruperile neplanificate, cât și de cele planificate, reușind înștiințarea integrală a utilizatorilor afectați.

Realizarea planului anual de mentenanță în sistemul de transport al gazelor naturale

Pentru ca operatorul de transport și de sistem al gazelor naturale SNTGN Transgaz S.A. (OTS) să-și poată îndeplini obligațiile legale privind întreținerea și reabilitarea sistemului pe care îl operează, în condiții de eficiență și de protecție a mediului, este obligat să efectueze operațiunile specifice de mentenanță anuală, conform unui plan anual asumat conform prevederilor Procedurii aprobate prin Ordinul ANRE nr. 38/2019.

Activitatea de mentenanță se realizează în conformitate cu Normele tehnice pentru proiectarea și execuția conductelor de transport gaze naturale, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 118/2013, cu modificările și completările ulterioare. În anul 2020 OTS a realizat lucrări de mentenanță conform datelor prezentate în tabelul următor. Gradul de îndeplinire a planului de mentenanță în anul 2020 este de cca. 36%, mult sub pragul minim de 90% impus prin cadrul de reglementare.

Anul 2020		Planificat	Realizat	Grad de îndeplinire
		(lei)	(lei)	(%)
	Preventivă	20.249.962	6.193.634	30,59
Lucrări mentenanță	Corectivă	11.655.438	5.333.069	45,76
	Total	31.905.400	11.526.703	36,13
Servicii mentenanță		32.150.052	11.338.939	35,27
Total mentenanță, din care:		64.055.452	22.865.641	35,70

Printre cauzele care au condus la neîndeplinirea obiectivelor prognozate în planul de mentenanță, raportate de operatorul de transport al gazelor naturale, au fost:
 situațiile generate de starea de urgență/alertă;
 situația epidemiologică a personalului executanților;
 imposibilitatea opririi curgerii gazelor naturale în perioada sezonului rece;

finalizarea cu întârziere a procedurilor de achiziție pentru o parte din lucrările prognozate;
problemele legate de întârzierea acordării dreptului de acces în fondul forestier național;
nefinalizarea proiectării pentru o parte din lucrările prognozate;
problemele legate de aprovizionarea executanților cu materiale, cauzată în principal de pandemia de Covid-19, care a afectat puternic activitatea multor furnizori.

De asemenea, au fost întâmpinate probleme interne generate de evoluția pandemiei cu virusul SARS COV2: reducerea deplasărilor, efectuarea de la domiciliu (telemuncă) a majorității activităților, infrastructură de comunicare greoaie, reducerea activității partenerilor, etc.

Având în vedere gradul redus de realizare a planului de mentenanță al OTS, ANRE intenționează verificarea motivelor invocate de operator în scopul de a constata măsura în care acestea sunt obiective sau reprezintă un management intern defectuos, precum și de a stabili măsurile ce se impun.

Pentru anul 2021, SNTGN Transgaz SA a prognozat lucrări și servicii de mentenanță în valoare totală de 49.879.064 lei.

Realizarea planului anual de mentenanță în sistemele de distribuție a gazelor naturale

Operarea, întreținerea, repararea și reabilitarea sistemelor de gaze naturale se realizează cu respectarea Normelor tehnice pentru proiectarea, executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 89/2018, cu modificările și completările ulterioare.

În conformitate cu prevederile Procedurii aprobate prin Ordinul ANRE nr. 38/2019, cu modificările și completările ulterioare, OD are obligația de a realiza anual lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90% din valoarea totală a planului anual de mentenanță.

În tabelul următor sunt prezentate valorile lucrărilor de mentenanță totale, preventive și corective realizate în cursul anului 2020 de către cei doi mari operatori naționali ai sistemului de distribuție a gazelor naturale (Delgaz Grid și Distrigaz Sud Rețele), precum și de către ceilalți 29 de operatori (însuși).

Concluzia care se poate extrage din informațiile prezentate este aceea de îndeplinire de către operatorii sistemelor de distribuție a planurilor de mentenanță pe care aceștia și le-au asumat pentru anul 2020, din punct de vedere al gradului minim de îndeplinire.

Operatorul	Mentenanța totală planificată	Mentenanța totală realizată	Grad de realizare	Mentenanță preventivă planificată	Mentenanță preventivă realizată	Grad de realizare	Mentenanță corectivă planificată	Mentenanță corectivă realizată	Grad de realizare
	(lei)	(lei)	(%)	(lei)	(lei)	(%)	(lei)	(lei)	(%)
Distrigaz Sud Rețele	345.394.602	342.282.436	99%	220.907.993	211.437.006	96%	124.486.609	130.845.430	105%
Delgaz Grid	270.600.579	255.259.397	94%	153.482.548	160.786.052	105%	117.118.031	94.473.345	81%
Alții (29 OSD)	18.171.098	19.036.839	105%	13.541.079	14.841.260	110%	4.630.018	4.195.579	91%
TOTAL	634.057.821	616.578.672	97%	387.809.723	387.064.318	99,8%	246.248.097	229.514.354	93%

Realizarea planului anual de mentenanță în sistemele de înmagazinare a gazelor naturale
În tabelul următor sunt prezentate valorile lucrărilor de mentenanță totală, preventivă și corectivă realizate în cursul anului 2020 de către cei doi operatori de înmagazinare a gazelor naturale, cu mențiunea că dintre aceștia doar Depomureș a îndeplinit condiția prevăzută în Procedură, referitoare la gradul minim de 90% de realizare a lucrărilor de mentenanță.

Operatorul	Mente nanța totală planificată	Mente nanța totală realizată	Grad de realizare	Mente nanța preventivă planificată	Mente nanța preventivă realizată	Grad de realizare	Mente nanța corectivă planificată	Mente nanța corectivă realizată	Grad de realizare
	(lei)	(lei)	(%)	(lei)	(lei)	(%)	(lei)	(lei)	(%)
DEPOG AZ	17.619.956	11.665.257	66%	12.289.770	9.383.412	76%	5.330.186	2.281.845	43%
DEPOM UREȘ	1.840.842	1.788.621	97%	432.364	410.168	95%	1.408.478	1.378.453	98%
TOTAL	19.460.798	13.453.878	69%	12.722.134	9.793.580	77%	6.738.664	3.660.298	54%

Întrucât operatorul Depogaz nu a prezentat justificări pentru gradul redus de îndeplinire a lucrărilor de mentenanță, ANRE va lua măsuri similare cu cele pentru operatorul de transport și de sistem.

Înmagazinarea gazelor naturale

Activitatea de înmagazinare a gazelor naturale în perioada de vară este necesară funcționării în condiții optime a pieței românești, datorită faptului că, producția curentă împreună cu importul curent nu reușesc să acopere necesarul de consum lunar din perioada de iarnă. Întrucât producția curentă este excedentară consumului în perioada de vară, înmagazinarea devine chiar o necesitate pentru producătorii de gaze naturale, peste nivelul obligației de stoc minim calculată anual de ANRE, în situația în care furnizorii nu achiziționează cantități pentru înmagazinare, necesare consumului din perioada rece.

Tip operator economic	Stoc la data de 31 octombrie 2020 (MWh)
Producători	9.294.872,103
Restul participanților la piață	21.410.976,078
Total înmagazinat	30.705.848,181

Ca urmare a aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 35/2016, care aprobă metodologia privind determinarea anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare de gaze naturale, a fost calculată obligația de stoc minim pentru ciclul de înmagazinare 2020-2021, aferent fiecărui furnizor care deține în portofoliu clienți finali. În tabelul următor este prezentată evoluția anuală a stocului minim total, pe care titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale trebuiau să îl dețină în depozitele de înmagazinare subterană până la data de 31 octombrie a fiecărui an:

Nivelul stocului minim anual de gaze naturale (MWh)	
2013	24.248.110,943

2014	19.765.212,051
2015	17.477.030,807
2016	18.340.862,385
2017	18.649.242,677
2018	21.361.797,373
2019	23.358.764,055
2020	20.542.060,180

În tabelul de mai jos este evidențiată evoluția lunară a stocului de gaze naturale existent în depozitele de înmagazinare subterană în cursul anului 2020:

Stoc 2020	Total (MWh)*
Ianuarie 2020	23.337.529,385
Februarie 2020	19.940.564,803
Martie 2020	18.878.818,284
Stoc la sfarsitul ciclului de extractie 2019-2020	18.878.818,284
Aprilie 2020	20.235.811,762
Mai 2020	22.374.089,145
Iunie 2020	24.774.234,575
Iulie 2020	26.625.255,530
August 2020	28.587.704,785
Septembrie 2020	30.476.544,912
Octombrie 2020	30.705.848,181
Stoc la sfarsitul ciclului de injectie 2020*	30.705.848,181
Noiembrie 2020	26.447.595,773
Decembrie 2020	20.887.037,208

*au fost luate în considerare și extracțiunile realizate în cursul verii

Pe piața de gaze națională acționează doi operatori de înmagazinare subterană a gazelor naturale, Depomureș S.A. și S.N.G.N. Romgaz S.A. – Filiala de Înmagazinare de Gaze Naturale Depogaz Ploiești S.R.L. Capacitatea totală și evoluția utilizării acestei capacități este prezentată în tabelul de mai jos:

Operator înmagazinare subterană	An	Capacitate depozit (MWh)	Stoc activitatea extracție* (MWh)	după de	Cantitate injectată (apr.-oct.) (MWh)
Romgaz	2013	29.503.400	6.704.018,854		21.188.550,748
	2014		8.141.654,008		18.077.373,958
	2015		5.611.283,576		17.869.463,343
	2016		8.521.425,916		14.894.617,259
	2017		5.311.927,379		16.121.839,816
	2018		3.486.578,156		18.095.856,140
	2019		3.350.173,024		26.183.951,444
	2020		17.632.619,755		11.510.603,344
Depomureș	2013	3.154.550	330.006,289		3.024.810,381
	2014		570.191,740		2.587.221,864
	2015		272.360,874		2.883.003,902

	2016		378.675,860	2.084.214,398
	2017		172.135,518	3.021.150,985
	2018		664.282,762	2.362.868,907
	2019		354.952,744	2.579.950,000
	2020		1.246.198,529	1.748.920,000

*nu cuprinde stocurile de gaze naturale rămase din ciclurile anterioare de injecție, după activitatea de extracție.

4.2.1. Wholesale market

Structura tranzacțiilor pe piața angro de gaze naturale

În tabelul următor sunt prezentate cantitățile de gaze naturale livrate în anul 2020, comparativ cu anul 2019, ca urmare a tranzacțiilor încheiate pe fiecare tip de piață/platformă de tranzacționare și prețurile medii realizate:

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	TOTAL 2019	TOTAL 2020
1. CANTITĂȚI TRANZACȚIONATE CONFORM ART. 124 DIN LEGEA NR. 123/2012		
Cantități tranzacționate (MWh)	25.637.551,089	15.240.678,932
Preț (lei/MWh)	68,00	68,00
2. PIAȚA CONTRACTELOR NEGOCIATE BILATERAL		
Cantități tranzacționate (MWh)	47.648.014,462	28.831.158,899
Preț mediu (lei/MWh)	98,33	71,68
3. LICITAȚII PUBLICE (SEAP)		
Cantități tranzacționate (MWh)	691.329,575	596.386,577
Preț mediu (lei/MWh)	101,68	118,23
4. IMPORT		
Cantități tranzacționate (MWh)	27.341.292,558	23.148.727,878
Preț mediu (lei/MWh)	100,35	65,75
5. PIEȚE ORGANIZATE BRM	48.649.650,360	42.039.409,722
5.1. Modalitate de tranzacționare - platforma GAS - FORWARD SIMPLU COMPETITIVĂ		
Cantități tranzacționate (MWh)	28.673.762,003	21.769.569,468
Preț mediu (lei/MWh)	97,09	84,89
5.2. Modalitate de tranzacționare - platforma GAS - FORWARD DUBLU COMPETITIVĂ		
Cantități tranzacționate (MWh)	10.213.212,000	13.733.763,000
Preț mediu (lei/MWh)	102,17	65,62
5.3. Modalitate de tranzacționare - platforma GAS - FORWARD CONTRAPARTE CENTRALĂ		
Cantități tranzacționate (MWh)	560,000	49.560,000
Preț mediu (lei/MWh)	99,00	44,67
5.4. Modalitate de tranzacționare - platforma DAY AHEAD		

Cantități tranzacționate (MWh)	1.183.557,738	3.048.876,611
Preț mediu (lei/MWh)	92,43	56,08
5.5. Modalitate de tranzacționare - platforma WITHIN DAY		
Cantități tranzacționate (MWh)	2.057.392,916	3.312.266,643
Preț mediu (lei/MWh)	98,91	57,43
5.6. Modalitate de tranzacționare - platforma STEG		
Cantități tranzacționate (MWh)	6.521.165,703	125.374,000
Preț mediu (lei/MWh)	103,33	108,58
6. PIETE CENTRALIZATE OPCOM		
6.1. Modalitate de tranzacționare -PZU-GN		
Cantități tranzacționate (MWh)	20.195,000	0,000
Preț mediu (lei/MWh)	126,34	
6.2. Modalitate de tranzacționare -PI-GN		
Cantități tranzacționate (MWh)	0,000	0,000
Preț mediu (lei/MWh)		
6.3. Modalitate de tranzacționare -PCGN-LN		
Cantități tranzacționate (MWh)	12.385.892,000	21.024.675,001
Preț mediu (lei/MWh)	105,89	103,82
6.4. Modalitate de tranzacționare -PCGN-LP		
Cantități tranzacționate (MWh)	0,000	0,000
Preț mediu (lei/MWh)		
6.5. Modalitate de tranzacționare -PCGN-OTC		
Cantități tranzacționate (MWh)	0,000	0,000
Preț mediu (lei/MWh)		
7. PIATA DE ECHILIBRARE A GAZELOR NATURALE		
7.1. Ring PE_DA_CC		
Cantități tranzacționate (MWh)	2.163,920	4.727,633
Preț mediu (lei/MWh)	68,00	63,74
7.2. Ring PE_IMB_CC		
Cantități tranzacționate (MWh)	69.575,079	36.269,461
Preț mediu (lei/MWh)	67,68	66,77
7.3. Ring PE_IMB_PET		
Cantități tranzacționate (MWh)	6.632,174	30.045,499
Preț mediu (lei/MWh)	67,95	67,79
7.4. Ring PE_WD_CC		
Cantități tranzacționate (MWh)	277,283	68,400
Preț mediu (lei/MWh)	68,00	68,00
7.5. Ring PE_DA_PET		
Cantități tranzacționate (MWh)	4.750,238	16.831,263
Preț mediu (lei/MWh)	68,00	68,00
7.6. Ring PE_WD_PET		
Cantități tranzacționate (MWh)	3,559	5.129,258
Preț mediu (lei/MWh)	68,00	68,00
7.7. Ring PE_IMB		
Cantități tranzacționate (MWh)		224.965,562
Preț mediu (lei/MWh)		60,86

Situația comparativă cu anul precedent a cantităților și prețurilor aferente gazelor naturale vândute de către producătorii de gaze naturale, participanți la piața angro, pentru livrare în anul 2020, realizate pe fiecare tip de piață/platformă de tranzacționare/participant este următoarea:

Tip tranzacție	2019		2020	
	Cantitate (MWh)	Pret (Lei/MWh)	Cantitate (MWh)	Pret (Lei/MWh)
Cantități achiziționate conform art. 124 din Legea nr. 123/2012	25.637.551,089	68,00	15.241.086,931	68,00
Negociat, la producători	104.216,388	96,23	108.245,427	51,88
Negociat, la furnizori	19.406.376,945	90,92	6.701.569,570	61,34
Negociat, la OTS	488.537,133	85,29	408.262,079	51,13
Contracte pe piețele centralizate ale BRM din care:	24.320.148,492	96,34	29.614.058,363	75,21
Platforma gas forward simplu competitivă	21.295.073,973	93,40	16.936.001,952	83,89
Platforma STEG	1.057.259,000	97,27	89.116,346	107,96
Platforma day ahead market gas	323.764,633	89,10	556.486,459	58,92
Platforma within day market gas	606.939,257	96,86	1.227.813,428	58,89
Platforma gas forward dublu competitivă	1.478.891,000	110,62	10.777.646,586	64,02
Piața de echilibrare	-	-	30.424,268	61,56
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din care:	2.815.225,301	112,29	9.909.951,775	108,59
PCCB-LN	2.797.880,301	112,18	9.909.951,775	108,59
PCCB-NC	0,000	0,00	0,000	0,00
PC-OTC	0,000	0,00	0,000	0,00
PZU	17.345,000	129,16	0,000	0,00

Piețe centralizate

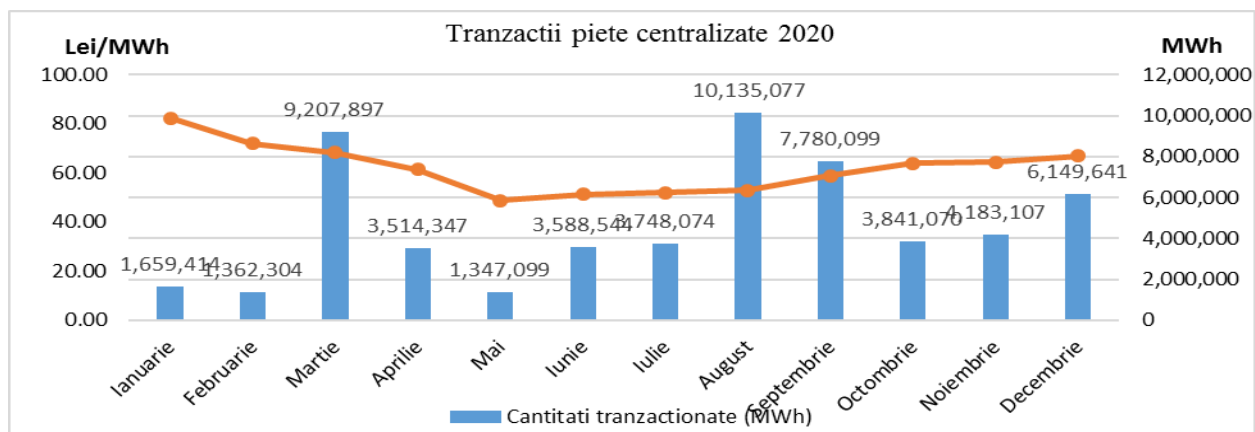
În anul 2020, cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate, pe platformele administrate de către operatorii OPCOM și BRM, au însumat 56,52 TWh.

Tabelul următor conține cantitățile tranzacționate în anul 2020, pe fiecare dintre platformele de tranzacționare ale BRM: Gas Forward simplu și dublu competitivă, Gas Forward Contraparte Centrală, Piața Intra-zilnică și Piața pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale, respectiv ale OPCOM: Piața Centralizată a contractelor bilaterale de Gaze Naturale - modalitatea de tranzacționare prin Licitație și Negociere, împreună cu prețurile aferente, determinate ca medie ponderată a prețurilor cu cantitățile tranzacțiilor încheiate pe platformele respective, cantitățile tranzacționate urmând a fi livrate ulterior.

Evoluția lunară a cantităților totale tranzacționate pe piețele centralizate în anul 2020 și a prețurilor medii aferente este prezentată în graficul următor:

Luna	Gas Forwad simplu si dublu competitiv BRM	Pret Gas Forwad simplu si dublu competitiv	Gas Forward Contraparte centrala	Pret Gas Forward Contraparte centrala	Day ahead BRM (MWh)	Pret day ahead BRM (lei/	Within day BRM (MWh)	Pret Within BRM	PCGN-LN OPCOM (MWh)	Pret PCGN-LN OPCOM
------	---	--	----------------------------------	---------------------------------------	---------------------	--------------------------	----------------------	-----------------	---------------------	--------------------

	(MWh)	v BRM (lei/MWh)	BRM (MWh)	BRM (lei/MWh)		MWh)		(lei/ MWh)		OM (lei/ MWh)
Total an 2020	45.908.901, 000	60,76	49.560,00	44,67	3.060.582, 611	56,06	3.319.063, 643	57,4 1	4.178.565, 000	69,20



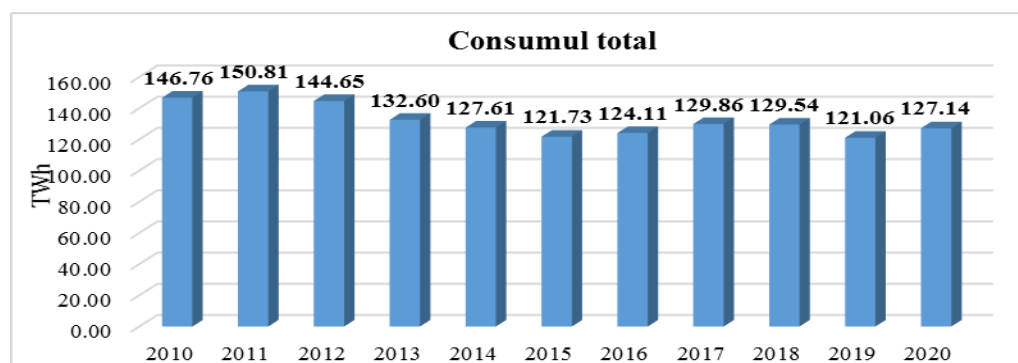
4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

În anul 2020 pe piața cu amănuntul de gaze naturale au activat 88 de furnizori, din care:

- 31 de furnizori - pe piața cu amănuntul reglementată de gaze naturale; și
- 76 de furnizori - pe piața cu amănuntul concurențială de gaze naturale.
- Numărul total de clienți finali de gaze naturale la nivelul lunii decembrie 2020 a fost de 4.171.782, din care 228.854 clienți noncasnici (cca. 5,49%) și 3.942.928 clienți casnici (cca. 94,51%).

Consumul total de gaze naturale înregistrat în 2020 a fost de aproximativ 127,14 TWh, înregistrând o creștere de 5,02% în 2020 față de 2019.

În cadrul consumului total al sectorului gazelor naturale, o parte este reprezentată de consumuri specifice activităților din sector sau consumuri ale operatorilor în legătură cu procesele tehnologice specifice: consum tehnologic, consum energetic și abaterile datorate instrumentelor de măsură.



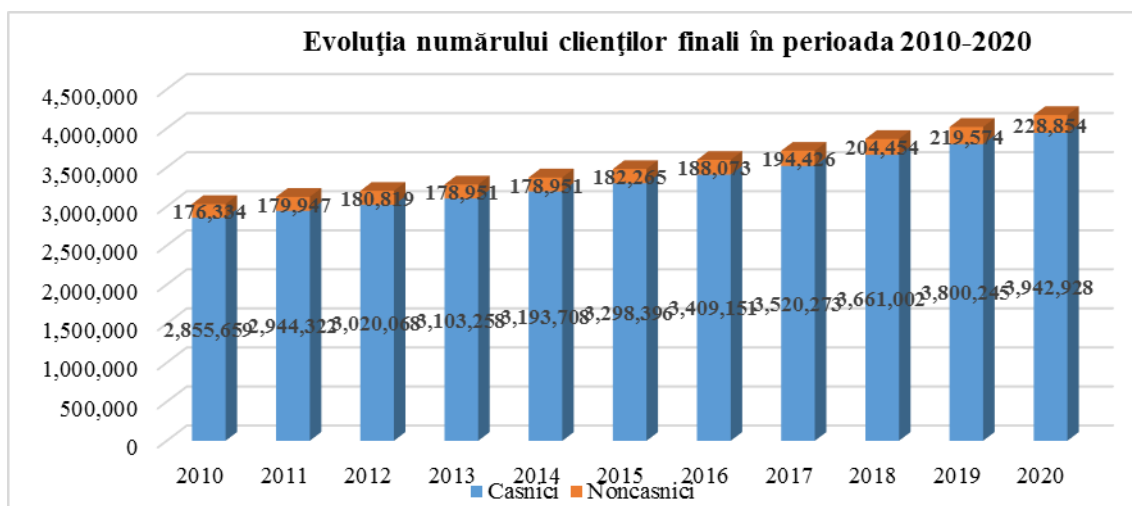
Exceptând consumurile specifice menționate, în anul 2020, consumul clienților finali asigurat de furnizori a fost de aproximativ 119 TWh, din care aprox. 83,29 TWh a reprezentat consumul noncasnic, iar 35,68 TWh consumul casnic, după cum urmează:

Clienți finali	Nr. clienți	Consum* (TWh)	Pondere în total consum
----------------	-------------	---------------	-------------------------

Casnici	3.942.928	35,68	29,99%
Clienți noncasnici	228.854	83,29	70,01%
Total	4.171.782	118,97	

În anul 2020, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului final este de 29,99%, iar numărul acestor clienți reprezintă 94,51% din numărul total al clienților finali de gaze naturale. Deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar 5,49% din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de 70,01% din consumul final total.

Luna	Nr. Clienți		Total nr. clienți	Consum total (MWh)
Ianuarie	Casnic	3.804.267	4.022.689	17.412.400,572
	Noncasnic	218.422		
Februarie	Casnic	3.789.079	4.000.296	14.545.566,888
	Noncasnic	211.217		
Martie	Casnic	3.822.459	4.041.314	12.013.292,540
	Noncasnic	218.855		
Aprilie	Casnic	3.829.361	4.051.074	8.448.180,677
	Noncasnic	221.713		
Mai	Casnic	3.835.783	4.057.846	6.169.576,159
	Noncasnic	222.063		
Iunie	Casnic	3.844.474	4.065.390	5.848.162,617
	Noncasnic	220.916		
Iulie	Casnic	3.860.485	4.082.665	6.210.290,553
	Noncasnic	222.180		
August	Casnic	3.874.817	4.096.642	6.260.097,644
	Noncasnic	221.825		
Septembrie	Casnic	3.887.192	4.107.440	6.376.055,355
	Noncasnic	220.248		
Octombrie	Casnic	3.906.646	4.132.025	7.510.474,091
	Noncasnic	225.379		
Noiembrie	Casnic	3.927.842	4.155.225	12.602.627,131
	Noncasnic	227.383		
Decembrie	Casnic	3.942.928	4.171.782	15.575.265,769
	Noncasnic	228.854		
Total 2020	-			118.971.989,997

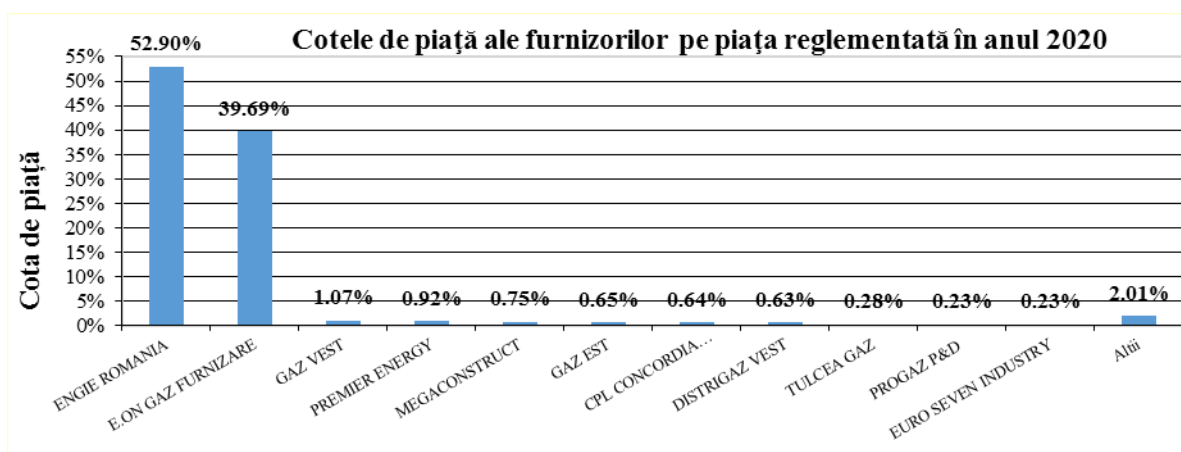


Prețurile de vânzare pe categorii de clienți finali, în funcție de sistemul de conectare și de clasa de consum se prezintă astfel; menționăm că prețul mediu de vânzare corespunzător fiecărei categorii de clienți finali nu conține TVA, accize sau alte taxe. Prețurile medii de vânzare aferente clienților finali nu includ tarifele aferente serviciilor de transport, distribuție și înmagazinare:

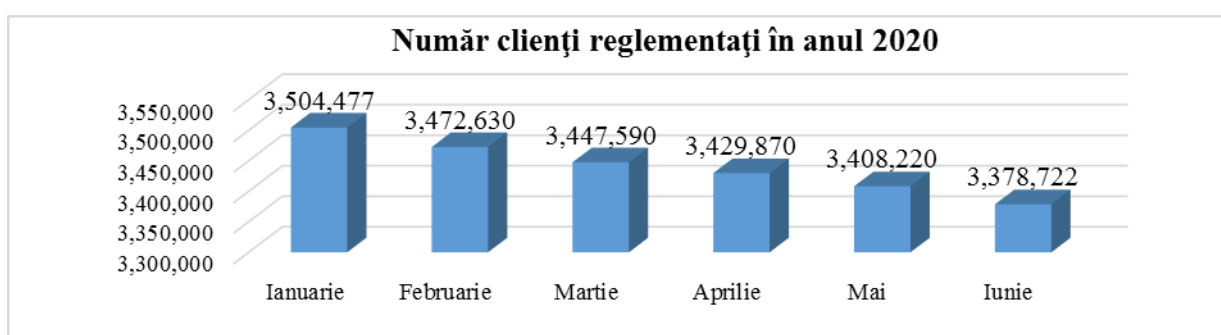
Tip client	Sistem de conectare	Clasa de consum	Preț (lei/MWh)
Clienți finali casnici	Clienți finali conectați la conductele din amonte	A1 Consum anual de până la 280.000,00 MWh	82,26
		Clienți conectați la SNT	B1 Consum anual de până la 280.000,00 MWh
	Clienți conectați în sistemul de distribuție	C1 Consum anual de până la 280,00 MWh	93,98
		C2 Consum anual între 280,01 MWh și 2.800,00 MWh	91,01
		C3 Consum anual între 2.800,01 MWh și 28.000,00 MWh	91,36
Clienți finali noncasnici	Clienți finali conectați la conductele din amonte	A1 Consum anual de până la 280.000,00 MWh	87,78
		A2 Consum anual de peste 280.000,01 MWh	90,01
	Clienți conectați la SNT	B1 Consum anual de până la 280.000,00 MWh	85,58
		B2 Consum anual de peste 280.000,01 MWh	61,85
	Clienți conectați în sistemul de distribuție	C1 Consum anual de până la 280,00 MWh	124,37
		C2 Consum anual între 280,01 MWh și 2.800,00 MWh	111,52
		C3 Consum anual între 2.800,01 MWh și 28.000,00 MWh	95,42
		C4 Consum anual între 28.000,01 MWh și 280.000,00 MWh	82,54
		C5 Consum anual peste 280.000,01 MWh	75,18

Piața cu amănuntul reglementată

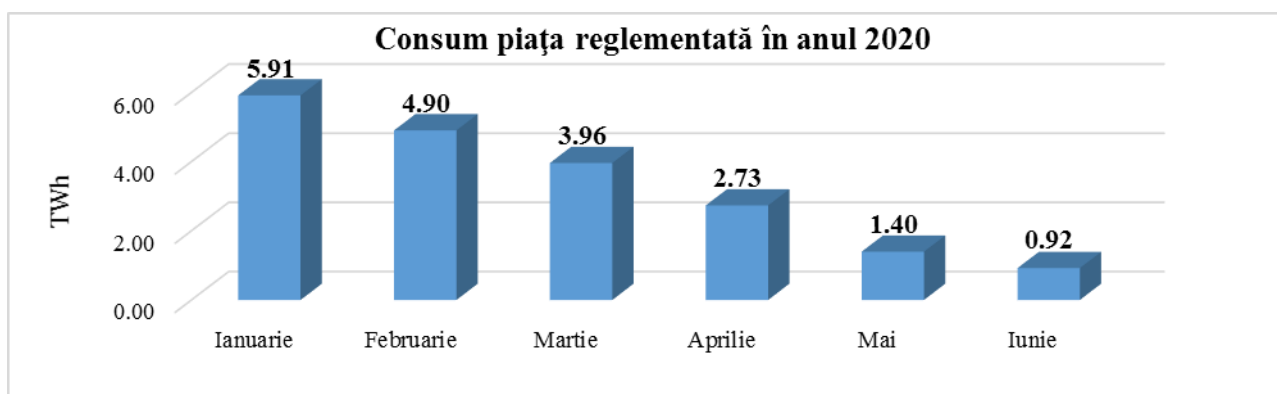
În perioada ianuarie- iunie 2020, pe piața reglementată de gaze naturale au activat 31 de furnizori, ale căror cote de piață sunt prezentate în graficul următor:



Numărul total de clienți reglementați la data de 1 iulie 2020 a fost de 3.378.722, aceștia reprezentând doar clienți casnici, iar evoluția lor în cursul anului 2020 este prezentată în graficul următor:

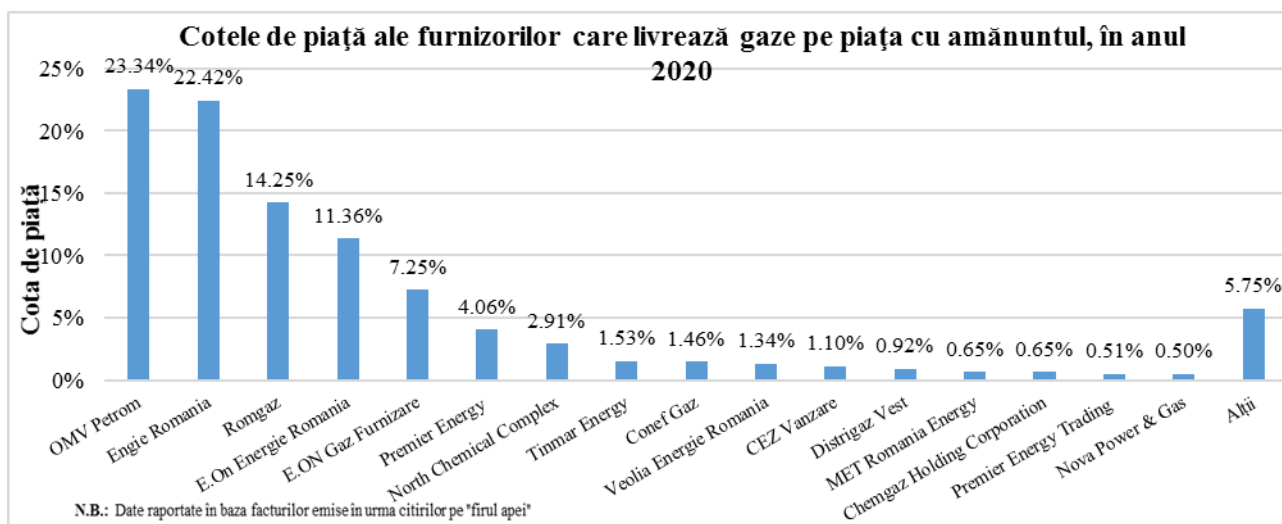


Consumul clienților reglementați în anul 2020 a fost de aproximativ 19,83 TWh și a evoluat conform graficului următor:



Piața concurențială cu amănuntul

În anul 2020, pe piața concurențială cu amănuntul de gaze naturale au activat 76 de furnizori ale căror cote de piață sunt prezentate în graficul următor:



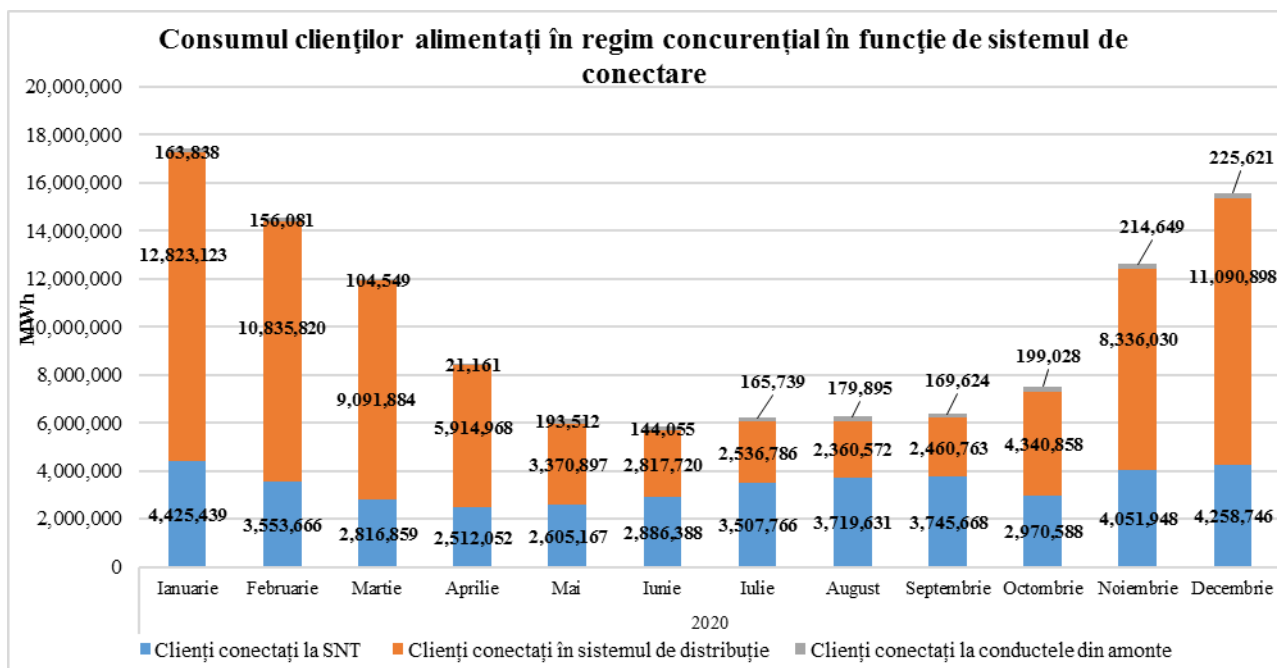
* Categoria **Alții** cuprinde 65 de furnizori care dețin o cotă de piață sub 0,5% din totalul livrărilor pe piața cu amănuntul

Consumul total al clienților alimentați în regim concurențial în anul 2020 a fost de 99.151.775,097 MWh.

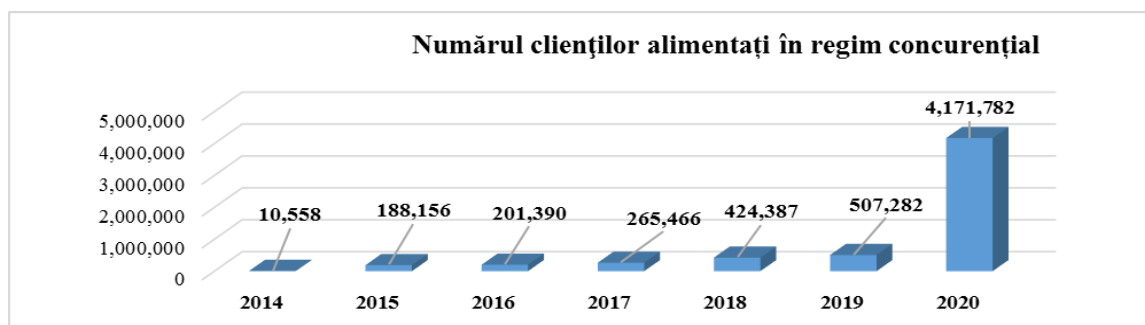
Analizând graficul următor, care prezintă evoluția lunară a consumului de gaze naturale realizat de clienții finali alimentați în regim concurențial, în cursul anului 2020, evidențiat distinct în funcție de tipul de conectare, mai exact, în Sistemul Național de Transport, în Sistemele de distribuție și în Conductele din amonte, se poate observa o variație mai mică a consumului realizat de clienții conectați în SNT și în Conductele din amonte, comparativ cu cel realizat de clienții conectați în Sistemele de distribuție.

Precizăm că din totalul numărului de clienți conectați în SNT, cea mai mare pondere din consumul aferent acestora o au clienții industriali și o pondere mai mică o au alți clienți noncasnici care desfășoară activități economice.

Se poate observa o variație mai mare a consumului de gaze naturale aferent clienților conectați în Sistemele de distribuție față de celelalte sisteme de conectare, iar aceasta se datorează numărului mai mare de clienți conectați în sistemele de distribuție, printre aceștia numărându-se clienții casnici și noncasnici, din care clienți industriali și alți clienți noncasnici care desfășoară activități comerciale, profesionale și sociale.



Numărul total de clienți alimentați în regim concurențial la nivelul lunii decembrie 2020 a fost de 4.171.782. Având în vedere faptul că de la data de 1 iulie 2020, piața internă de gaze naturale a fost liberalizată total, în conformitate cu prevederile art. 179 alin. (2) lit. b) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, numărul total al acestor clienți a crescut considerabil față de anul anterior liberalizării, 2019. Prezentăm o evoluție anuală a numărului acestora, de la acel moment și până în prezent:



Smart meter use

Pe baza datelor transmise de către OD cu privire la stadiul implementării SMI până la sfârșitul anului 2020, au rezultat situațiile sintetice care reflectă stadiul implementării SMI și rezultatele obținute prin implementarea SMI în zonele de concesiune a serviciului de distribuție a energie electrice, începând cu primele proiecte pilot realizate în anul 2015, până la sfârșitul anului 2020. Raportul privind stadiul implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la data de 31.12.2020, conform Calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel național pentru perioada 2019-2028, aprobat prin Decizia ANRE nr. 778/08.05.2019, este publicat pe pagina de internet a

ANRE, la adresa <https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/informatii-de-interes-public/info-sisteme-de-masurare-inteligenta>.

Situația numărului de locuri de consum integrate în SMI până la 31.12.2020 în fiecare zonă de concesiune

În tabelul de mai jos este prezentată situația numărului de utilizatori integrați în SMI până la 31.12.2020. Situația include locurile de consum integrate în SMI ca urmare a realizării proiectelor pilot în condițiile prevederilor Ordinului ANRE nr. 145/2014 și a implementării SMI conform prevederilor Calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel national pentru perioada 2019-2028, (aprobat prin Decizia ANRE nr. 778/08.05.2019, aferente anului 2020.

OD	Numărul total de utilizatori integrați în SMI la sfârșitul anului 2020, din care:	Numărul total de clienți finali casnici integrați în SMI	Numărul total de clienți finali noncasnici integrați în SMI	Numărul total de prosumatori integrați în SMI	Numărul total de producători integrați în SMI
E-Distributie Muntenia	435.632	417.367	18.195	40	30
E-Distribuție Banat	261.318	245.730	15.480	67	41
E-Distributie Dobrogea	235.161	221.692	13.414	40	15
Distribuție Energie Oltenia	76.244	70.418	4.862	964	0
Delgaz Grid	324.630	309.327	15.265	33	5
SDEE Muntenia Nord	50.539	47.795	2.744	0	0
SDEE Transilvania Nord	21.300	20.244	1.056	0	0
SDEE Transilvania Sud	27.767	25.005	2.762	0	0
Total țară	1.432.591	1.357.578	73.778	1.144	91

Notă: SDEE Muntenia Nord, SDEE Transilvania Nord și SDEE Transilvania Sud sunt integrați în prezent în cadrul DEER – Distribuție Energie Electrică România

Gradul de implementare a SMI până la 31.12.2020 pentru fiecare zonă de concesiune

Tabelul de mai jos prezintă situația realizării obligațiilor de implementare a SMI prevăzute în Calendarului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice la nivel national pentru perioada 2019-2028, aprobat prin Decizia ANRE nr. 778/2019, pentru anul 2020.

OD	Numărul de locuri de consum propuse a fi integrate în SMI în cursul anului 2020 conform calendarului aprobat	Numărul de locuri de consum integrate în SMI în cursul anului 2020	Gradul de realizare a numărului de utilizatori integrați în SMI aferent anului 2020
E-Distributie Muntenia	80 425	101 998	127%
E-Distribuție Banat	49 311	59 689	121%

OD	Numărul de locuri de consum propuse a fi integrate în SMI în cursul anului 2020 conform calendarului aprobat	Numărul de locuri de consum integrate în SMI în cursul anului 2020	Gradul de realizare a numărului de utilizatori integrați în SMI aferent anului 2020
E-Distributie Dobrogea	40 944	59 400	145%
Distribuție Energie Oltenia	70 805	41 465	59%
Delgaz Grid	58 538	3 475	6%
SDEE Muntenia Nord	32 109	37 448	117%
SDEE Transilvania Nord	31 465	7 639	24%
SDEE Transilvania Sud	30 875	500	2%
Total țară	394 472	311 614	79%

Informarea utilizatorilor cu privire la desfășurarea procesului de implementare a SMI realizată de către OD în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare

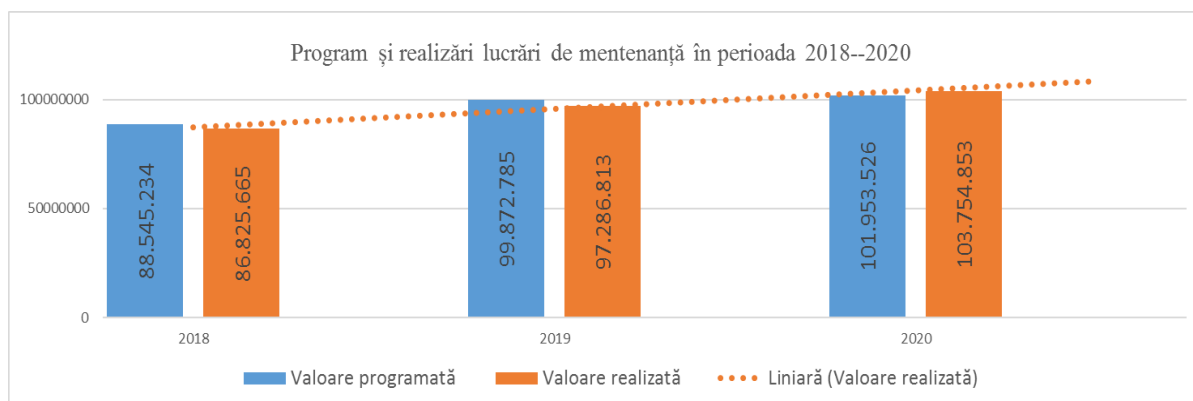
Un obiectiv major al legislației europene, aplicabile în toate statele membre, atunci când este vorba de implementarea sistemelor de măsurare inteligentă, este crearea condițiilor pentru a permite și a sprijini participarea activă a consumatorilor finali la piața de energie cu scopul de a obține beneficii. Ca urmare, Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE conține prevederi care conferă consumatorilor dreptul de a beneficia de contorizare inteligentă, de a avea acces în timp aproape real la datele de consum și de a participa activ la piața de energie și, implicit, obligații ale autorităților de reglementare și ale operatorilor de rețea privind asigurarea condițiilor prin care consumatorii să poată obține beneficii prin valorificarea funcționalităților puse la dispoziție de SMI implementate.

În acest scop, ANRE a inclus în cadrul de reglementare prevederi referitoare la obligațiile OD pentru informarea utilizatorilor. Stadiul realizării acestor obligații de către fiecare OD este detaliat în raportul anual de monitorizare a procesului de implementare a SMI publicat pe pagina de internet a ANRE.

Realizarea planurilor anuale de mentenanță

Gradul de realizare a planului de mentenanță în RET al OTS în perioada 2018-2020, se prezintă în tabelul următor:

	2018	2019	2020
Valoare programată [lei]	88.545.234	99.872.785	101.953.526
Valoare realizată [lei]	86.825.665	97.286.813	103.754.853
Grad de realizare [%]	98%	97,41%	101,8%



Ponderea valorilor programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță pe tipuri de mentenanță se prezintă în tabelul următor:

	Program		Realizat	
	Mentenanță Preventivă	Mentenanță Corectivă	Mentenanță Preventivă	Mentenanță Corectivă
Tip Mentenanță	80.272.901	18.918.088	56.372.550	47.382.303
% din total	80,9 %	19,1 %	54,3 %	45,7 %

Se constată că deși planul prezintă o pondere semnificativă a mentenanței preventive, valorile realizate scot în evidență realizarea de lucrări de mentenanță corectivă semnificativă cu impact asupra performanței serviciului de transport al energiei electrice. Deoarece mentenanța corectivă se realizează în urma incidentelor în rețea, cu impact în alimentarea consumatorilor, înrăutățirea indicatorilor de performanță și scăderea calității serviciului prestat, este necesară aplicarea integrală a programelor de mentenanță preventivă.

Gradul de realizare a planului de mentenanță pe categorii de lucrări în rețelele electrice de distribuție se prezintă, pentru fiecare operator concesionar în tabelul următor:

	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Programat [Mil. lei]	84,931	58,315	51,280	142,009	219,804	108,774	102,243	96,727
Realizat [Mil. lei]	92,370	59,669	47,332	145,924	235,361	107,407	105,857	92,031
din care % mentenanță preventivă	36,4 %	42,2 %	50,7 %	68,4 %	65,8 %	70,0 %	74,9 %	65,9 %
Grad Realizare	109,8%	102,3%	92,3%	102,8%	107,1%	98,7%	103,5%	95,1%

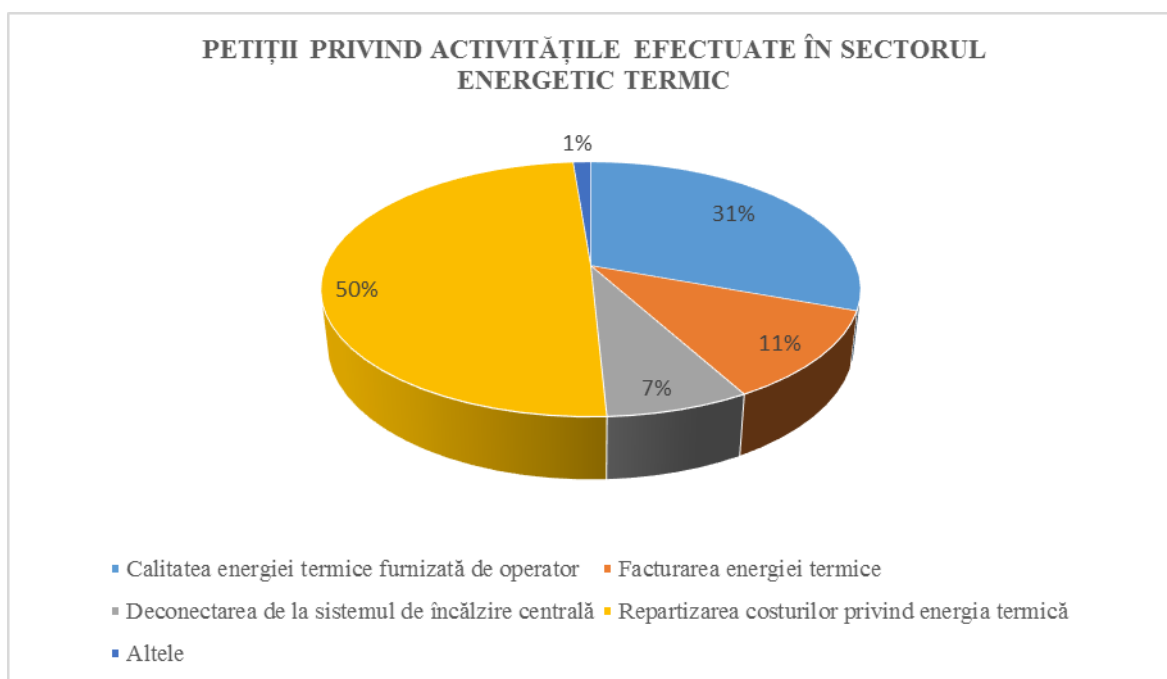
În anul 2020, a fost îndeplinită de către toți operatorii condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) al *Procedurii*, privitoare la obligația de realizare de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

4.3.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale

În conformitate cu prevederile art. 102 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, ministerul de resort monitorizează aspectele privind siguranța alimentării, în special privind echilibrul cerere/ofertă de pe piața națională, la nivelul cererii viitoare prognozate și al rezervelor disponibile, la capacitatea suplimentară avută în vedere, planificată sau în construcție, la calitatea și nivelul de întreținere a rețelelor, precum și la măsurile necesare pentru a se face față vârfurilor de cerere și deficitului de alimentare a unuia sau mai multor furnizori. În acest sens, publică la fiecare 2 ani, până la 31 iulie, un raport care să evedențieze constatările făcute în monitorizarea acestor aspecte, precum și orice măsuri luate sau preconizate în vederea abordării lor și înaintează imediat acest raport Comisiei Europene.

5. Consumer protection and dispute settlement

Activitatea de soluționare a petițiilor/reclamațiilor



Activitatea de soluționare a petițiilor/reclamațiilor, a neînțelegerilor precontractuale apărute la încheierea contractelor, precum și a plângerilor împotriva operatorilor de rețea, formulate de participanții la piața de energie electrică și la piața de gaze naturale transmise la Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), este efectuată prin intermediul Serviciului soluționare plângeri în domeniul energiei electrice (SSPEE) și a Serviciului soluționare plângeri în domeniul gazelor naturale (SSPGN), aflate în subordinea Direcției Soluționare Petiții (DSP) din cadrul Direcției Generale Control (DGC).

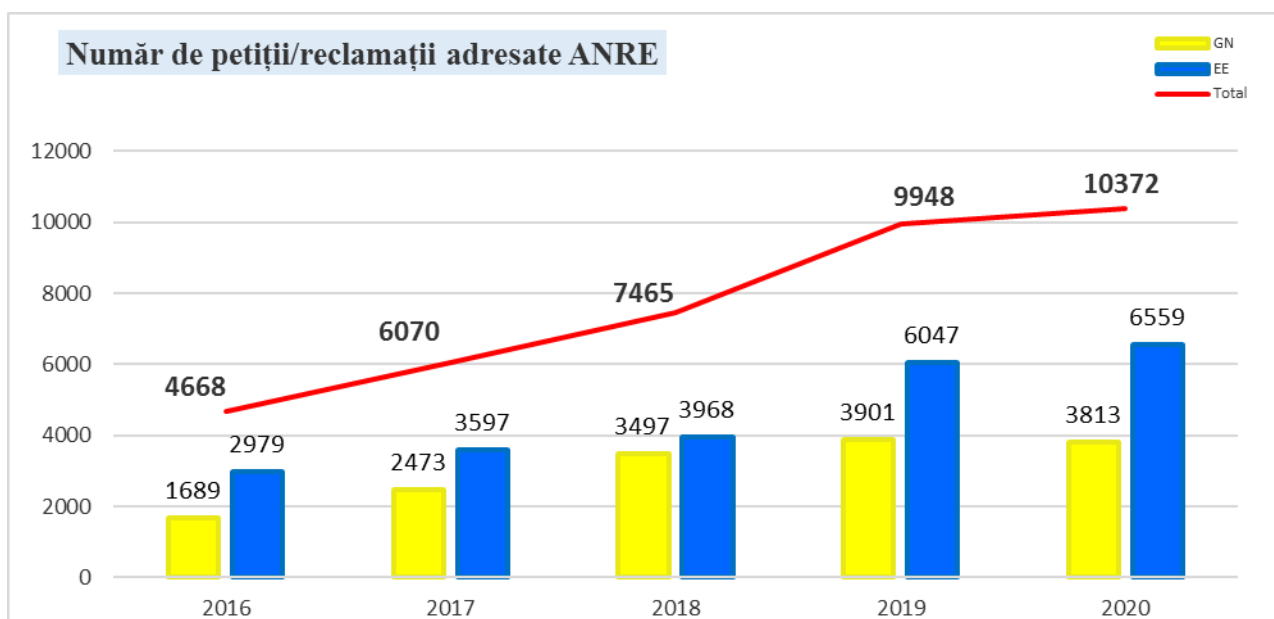
Analiza și formularea răspunsurilor cu privire la aspectele prezentate în petiții/reclamații, s-a efectuat în temeiul prevederilor Ordonanței nr. 27 din 30 ianuarie 2002 privind reglementarea activității de soluționare a petițiilor, cu modificările și completările ulterioare, a Procedurii privind soluționarea reclamațiilor părților interesate în sectorul energiei, aprobată prin Ordinul

președintelui ANRE nr. 194/2020 și a legislației aplicabile sectoarelor energiei electrice și gazelor naturale.

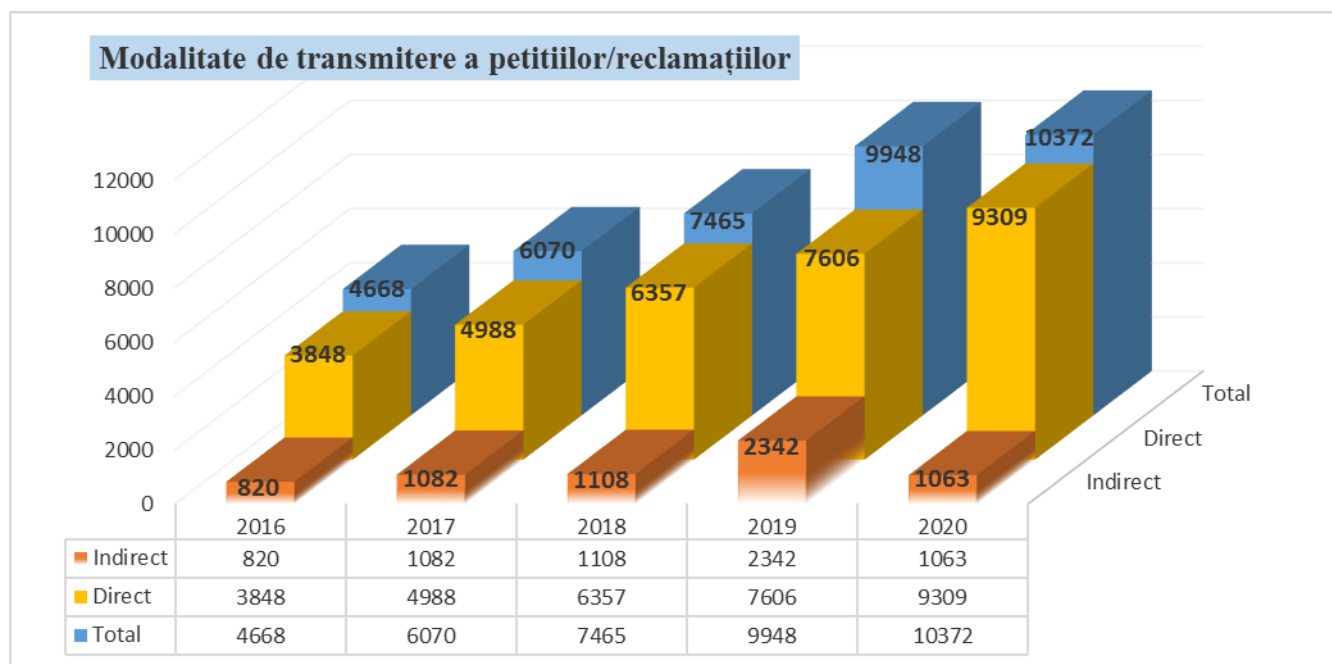
Modul de soluționare a petițiilor/reclamațiilor a fost diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

În cazul când problemele sesizate în petiții/reclamații, referitoare la nerespectarea unor prevederi legale de către participanții la piața de energie electrică s-au dovedit îndreptățite, ANRE a transmis acestora scrisori de atenționare prin care s-au stabilit măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau au fost luate măsurile legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În anul 2020, au fost înregistrate și soluționate un număr de **10372** petiții/reclamații formulate de persoane fizice și juridice beneficiare a serviciilor prestate de operatorii economici din sectoarele energiei electrice și gazelor naturale. În sectorul energiei electrice au fost înregistrate **6559** petiții/reclamații iar în sectorul gazelor naturale **3813** petiții/reclamații. Prin comparație cu anul 2019, s-a înregistrat o creștere a numărului de petiții de **4%**, generată de problemele întâmpinate de consumatorii de energie electrică în piața concurențială de energie electrică, cel mai adesea fiind semnalate aspecte legate de contractarea și facturarea energiei electrice, de problemele apărute la racordarea la sistemele/rețelele de gaze naturale/energie electrică, precum și de modul în care au fost puse în practică prevederile legislative noi.



Petițiile/Reclamațiile au fost transmise pe adresa ANRE în mod direct - **9309** și indirect, redirectionate prin intermediul altor instituții publice – **1063**.



Situația petițiilor adresate indirect se prezintă astfel:

SITUAȚIE PETIȚII REDIRECȚIONATE DE ALTE INSTITUȚII PUBLICE CĂTRE ANRE		
NR. CRT	INSTITUȚIA	NUMĂR
1	Administrația Prezidențială/Presedintie	7
2	Guvernul României	64
3	Secretariatul General al Guvernului (SGG)	30
4	Parlamentul României - Camera Deputaților	3
5	Parlamentul României - Senat	6
6	Ministere	81
7	Consiliul Concurenței	7
8	Autoritatea Națională pentru Administrare și Reglementare în Comunicații (ANCOM)	4
9	Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor (ANPC)	803
10	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC)	8
11	Avocatul poporului	7
12	Asociația pentru Protecția Cetățeanului (APPC)	1
13	Inspectoratul General pentru Situații de Urgență (ISU)	12
14	Prefecturi, Consilii Județene, Primării	15
15	Altele	15
	Total	1063

Principalele probleme semnalate de petenți/reclamanți, sunt prezentate în tabelele următoare și se află în atenție pentru identificarea, dacă este cazul, a prevederilor legislative care ar trebui să fie modificate în vederea îmbunătățirii serviciilor furnizate către clienți, în scopul creșterii satisfacției acestora.

Principalele categorii de probleme identificate în petițiile/reclamațiile soluționate sunt:

PRINCIPALELE CATEGORII DE PROBLEME IDENTIFICATE ÎN PETIȚIILE SOLUȚIONATE, ÎN SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE

NR. CRT	PRINCIPALELE PROBLEME SEMNALATE	NUMĂR	PROCENT
1	Facturare energie electrică piata libera	1387	19.43%
2	Continuitatea în alimentarea cu energie electrică	842	11.79%
3	Facturare energie electrică piata reglementata	753	10.55%
4	Contractare energie electrică piata libera	631	8.84%
5	Calitatea energiei electrice	376	5.27%
6	Despagubiri receptoare deteriorate, daune	241	3.38%
7	Grup de măsurare defect	225	3.15%
8	Montare grup de măsurare	223	3.12%
9	Deconectare / Sistare / Reziliere / Debranșare / Preaviz / Reconectare	203	2.84%
10	Realizare branșament pentru racordare la rețea	201	2.82%

PRINCIPALELE CATEGORII DE PROBLEME IDENTIFICATE ÎN PETIȚIILE SOLUȚIONATE, ÎN SECTORUL GAZELOR NATURALE

NR. CRT	PRINCIPALELE PROBLEME SEMNALATE	NUMĂR	PROCENT
1	Racordare la sistem	1427	25%
2	Contractare, facturare, calitate	1014	23%
3	Instalații de utilizare (verificări/revizii, detectoare)	921	8,6%
4	Schimbare furnizor	352	2,67%
5	Măsurare	109	35%
6	Servicii de distribuție/transport gaze naturale	89	2,18%

Activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale

Prin activitatea specifică desfășurată de DSP, în anul 2020, a fost înregistrată o singură cerere de soluționare a unor neînțelegeri apărute la încheierea contractelor de furnizare a energiei electrice, fiind soluționată conform prevederilor *Procedurii privind soluționarea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul energiei electrice și termice produse în cogenerare de înaltă eficiență*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 35/2013.

Activitatea de soluționare a plângerilor împotriva operatorilor de rețea

Prin activitatea specifică desfășurată de DSP, în anul 2020, au fost înregistrate și soluționate 3 plângeri împotriva unor operatori de rețea, în conformitate cu prevederile *Regulamentului privind soluționarea plângerilor împotriva operatorilor de rețea/sistem din domeniul energiei*, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 150/2015.

Activitatea de control

Activitatea de control a Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) este efectuată prin intermediul Direcției Control Teritorial (DCT), din cadrul Direcției Generale Control (DGC).

Această activitate a fost desfășurată în baza atribuțiilor stabilite de legislația în vigoare și a fost realizată în conformitate cu programul anual de control, aprobat de președintele ANRE, prin acțiunile de control de tip inspecție și, suplimentar, prin acțiuni de control de tip verificare și supraveghere, rezultate din activitățile curente ale compartimentelor de specialitate din cadrul ANRE.

În anul **2020**, s-au efectuat **512** acțiuni de control de tip inspecție.

Activitatea de control a fost realizată conform programului anual de control și a fost desfășurată în baza atribuțiilor stabilite de legislația în vigoare.

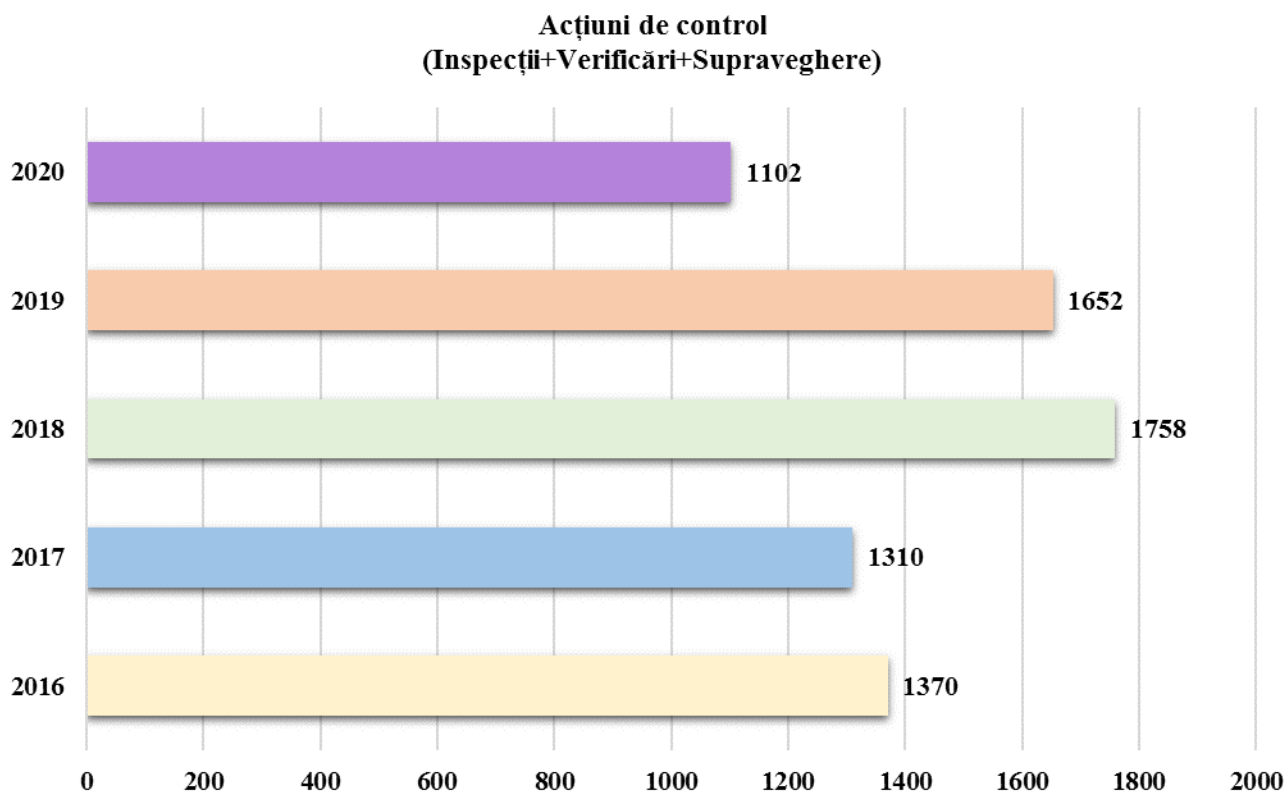
În afara acțiunilor de control de tip inspecție, prevăzute în programul de control aferent anului 2020, au fost efectuate suplimentar: **120** acțiuni de control de tip verificare și **470** de acțiuni de control de tip supraveghere.

Acțiunile de control au vizat cu preponderență titularii de licențe/autorizații/atestare emise de către ANRE.

Situația acțiunilor de control, pe categorii de operatori economici supuși controlului este redată în tabelul următor:

Tip acțiune de control	Licențiați		Atestați/Autorizați		Energie regenerabilă		Eficiență energetică	Alții	
	Energie Electrică	Gaze Naturale	Energie Electrică	Gaze Naturale	Licențiați (Accreditare CV)	Licențiați (Obligații CV)		Energie Electrică	Gaze Naturale
Inspecție 512	42	6	251	177	33	0	3	0	0
Verificare 120	48	24	9	12	17	2	0	7	1
Supraveghere 470	213	153	0	14	66	24	0	0	0
Subtotal	303	183	260	203	116	26	3	7	1
Total	486		463		142		3	8	

Evoluția numărului total al acțiunilor de control efectuate de către ANRE în ultimii cinci ani este redată în graficul următor:



Tematicile acțiunilor de control, desfășurate la titularii de licențe în domeniul energiei electrice și în domeniul gazelor naturale, au constat în principal în verificarea modului în care au fost respectate dispozițiile legale în vigoare privind:

- efectuarea verificării metrologice periodice a mijloacelor de măsurare a energiei electrice și gazelor naturale;
- acordarea de compensații clienților finali pentru nerespectarea indicatorilor standardului de performanță în domeniul energiei electrice;
- acordarea de compensații clienților finali pentru nerespectarea indicatorilor standardului de performanță în domeniul gazelor naturale;
- schimbarea furnizorului de energie electrică;
- încheierea contractelor de furnizare a energiei electrice;
- asigurarea calității serviciului de distribuție în domeniul energiei electrice;
- montarea detectoarelor de gaze naturale;
- respectarea indicatorilor de performanță stabiliți prin standardele de performanță pentru serviciile de distribuție energiei electrice și a gazelor naturale, pentru activitățile de furnizare a energiei electrice și a gazelor naturale, pentru serviciul de transport și de sistem al energiei electrice și al gazelor naturale și plata compensațiilor aferente pentru nerespectarea acestora;

- actualizarea caracteristicilor tehnice ale licențelor de operare a conductelor alimentare din amonte aferente producției gazelor naturale;
- actualizarea caracteristicilor tehnice ale sistemelor de distribuție a gazelor naturale;
- racordarea la rețelele electrice de interes public, inclusiv a prosumatorilor;
- racordarea la sistemul de distribuție al gazelor naturale;
- accesul la sistemul de distribuție și de transport a gazelor naturale;
- asigurarea independenței decizionale a operatorilor de distribuție a energiei electrice și raport cu societatea integrată pe verticală și excluderea practicilor discriminatorii;
- obligația de achiziție a certificatelor verzi;
- certificarea conformității centralelor electrice fotovoltaice și/sau eoliene;
- concordanța între caracteristicile tehnice existente în teren ale echipamentelor principale care intră în componența centralelor electrice acreditate pentru producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor electrice;
- respectarea condițiilor de valabilitate ale atestatelor și autorizațiilor deținute;

În urma acțiunilor de control efectuate, în anul 2020, au fost întocmite 489 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor (222 în domeniul energiei electrice, 176 în domeniul gazelor naturale, 90 în domeniul energiei regenerabile și 3 în domeniul eficienței energetice) fiind aplicate pentru neregulile constatate un număr de **1963** sancțiuni contravenționale, repartizate astfel:

- **1407** în domeniul energiei electrice;
- **444** în domeniul gazelor naturale;
- **109** în domeniul energiei regenerabile;
- **3** în domeniul eficienței energetice.

Prin procesele – verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, au fost aplicate amenzi în quantum total de 27.698.556,88 lei.

Din totalul de 489 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, 2 au fost aplicate unor persoane fizice și 487 au fost aplicate agenților economici.

Modul de repartizare a sancțiunilor contravenționale și quantumul amenzilor aplicate este evidențiat în tabelul următor:

Repartizarea sancțiunilor pe tipuri de operatori economici		
Tip Operator Economic	Nr. total sancțiuni aplicate	Sumă totală amenzi aplicate (lei)
Licențiați EE	1389	8.425.000,00
Licențiați GN	396	6.013.523,99
Atestați EE	12	75.000,00
Autorizați GN	48	211.000,00
Licențiat EE - Acreditat CV	81	228.923,79
Licențiat EE – Obligatii achiziție CV	28	12.720.109,10
Eficiență Energetică	3	5.000,00
Alții EE (PF, PFA, Dezvoltatori, OD)	6	20.000,00
Total	1963	27.698.556,88

Activitatea de soluționare a petițiilor/reclamațiilor

Activitatea de soluționare a petițiilor/reclamațiilor, a neînțelegerilor precontractuale apărute la încheierea contractelor, precum și a plângerilor împotriva operatorilor de rețea, formulate de participanții la piața de energie electrică și la piața de gaze naturale transmise la Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), este efectuată prin intermediul Serviciului soluționare plângeri în domeniul energiei electrice (SSPEE) și a Serviciului soluționare plângeri în domeniul gazelor naturale (SSPGN), aflate în subordinea Direcției Soluționare Petiții (DSP) din cadrul Direcției Generale Control (DGC).

Analiza și formularea răspunsurilor cu privire la aspectele prezentate în petiții/reclamații, s-a efectuat în temeiul prevederilor Ordonanței nr. 27 din 30 ianuarie 2002 privind reglementarea activității de soluționare a petițiilor, cu modificările și completările ulterioare, a Procedurii privind soluționarea reclamațiilor părților interesate în sectorul energiei, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 194/2020 și a legislației aplicabile sectoarelor energiei electrice și gazelor naturale.

Modul de soluționare a petițiilor/reclamațiilor a fost diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

În cazul când problemele sesizate în petiții/reclamații, referitoare la nerespectarea unor prevederi legale de către participanții la piața de energie electrică s-au dovedit îndreptățite, ANRE a transmis acestora scrisori de atenționare prin care s-au stabilit măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau au fost luate măsurile legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În anul 2020, au fost înregistrate și soluționate un număr de 10372 petiții/reclamații formulate de persoane fizice și juridice beneficiare a serviciilor prestate de operatorii economici din sectoarele energiei electrice și gazelor naturale. În sectorul energiei electrice au fost înregistrate 6559 petiții/reclamații iar în sectorul gazelor naturale 3813 petiții/reclamații. Prin comparație cu anul 2019, s-a înregistrat o creștere a numărului de petiții de 4%, generată de problemele întâmpinate de consumatorii de energie electrică în piața concurențială de energie electrică, cel mai adesea fiind semnalate aspecte legate de contractarea și facturarea energiei

electrice, de problemele apărute la racordarea la sistemele/rețelele de gaze naturale/energie electrică, precum și de modul în care au fost puse în practică prevederile legislative noi.

Petițiile/Reclamațiile au fost transmise pe adresa ANRE în mod direct - 9309 și indirect, redirecționate prin intermediul altor instituții publice – 1063.

Situația petițiilor adresate indirect se prezintă astfel:

Situație petiții redirecționate de alte instituții publice către anre

Nr. crt	Instituția	Număr
1	Administrația Prezidențială/Presedintie	7
2	Guvernul României	64
3	Secretariatul General al Guvernului (SGG)	30
4	Parlamentul României - Camera Deputaților	3
5	Parlamentul României - Senat	6
6	Ministere	81
7	Consiliul Concurenței	7
8	Autoritatea Națională pentru Administrare și Reglementare în Comunicații (ANCOM)	4
9	Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor (ANPC)	803
10	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC)	8
11	Avocatul poporului	7
12	Asociația pentru Protecția Cetățeanului (APPC)	1
13	Inspectoratul General pentru Situații de Urgență (ISU)	12
14	Prefecturi, Consilii Județene, Primării	15
15	Altele	15
Total		1063

Principalele probleme semnalate de petenți/reclamanți, sunt prezentate în tabelele următoare și se află în atenție pentru identificarea, dacă este cazul, a prevederilor legislative care ar trebui să fie modificate în vederea îmbunătățirii serviciilor furnizate către clienți, în scopul creșterii satisfacției acestora.

Principalele categorii de probleme identificate în petițiile/reclamațiile soluționate sunt:

Principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul energiei electrice

Nr. Crt	Principalele probleme semnalate	Număr	Procent
1	Facturare energie electrică piata libera	1387	19.43%
2	Continuitatea în alimentarea cu energie electrică	842	11.79%
3	Facturare energie electrică piata reglementata	753	10.55%
4	Contractare energie electrică piata libera	631	8.84%
5	Calitatea energiei electrice	376	5.27%
6	Despagubiri receptoare deteriorate, daune	241	3.38%
7	Grup de măsurare defect	225	3.15%
8	Montare grup de măsurare	223	3.12%
9	Deconectare / Sistare / Reziliere / Debransare / Preaviz / Reconectare	2032	84%
10	Realizare bransament pentru racordare la rețea	201	2.82%

Principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul gazelor naturale

Nr. crt	Principalele probleme semnalate	Număr	Procent
1	Racordare la sistem	1427	25%
2	Contractare, facturare, calitate	1014	23%
3	Instalații de utilizare (verificări/revizii, detectoare)	921	8,6%
4	Schimbare furnizor	352	2,67%
5	Măsurare	109	35%
6	Servicii de distribuție/transport gaze naturale	89	2,18%

Activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale

Prin activitatea specifică desfășurată de DSP, în anul 2020, a fost înregistrată o singură cerere de soluționare a unor neînțelegeri apărute la încheierea contractelor de furnizare a energiei electrice, fiind soluționată conform prevederilor Procedurii privind soluționarea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul energiei electrice și termice produse în cogenerare de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 35/2013.

Activitatea de soluționare a plângerilor împotriva operatorilor de rețea

Prin activitatea specifică desfășurată de DSP, în anul 2020, au fost înregistrate și soluționate 3 plângeri împotriva unor operatori de rețea, în conformitate cu prevederile Regulamentului privind soluționarea plângerilor împotriva operatorilor de rețea/sistem din domeniul energiei, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 150/2015.

Activitatea de control

Activitatea de control a Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) este efectuată prin intermediul Direcției Control Teritorial (DCT), din cadrul Direcției Generale Control (DGC).

Această activitate a fost desfășurată în baza atribuțiilor stabilite de legislația în vigoare și a fost realizată în conformitate cu programul anual de control, aprobat de președintele ANRE, prin acțiunile de control de tip inspecție și, suplimentar, prin acțiuni de control de tip verificare și supraveghere, rezultate din activitățile curente ale compartimentelor de specialitate din cadrul ANRE.

În anul 2020, s-au efectuat 512 acțiuni de control de tip inspecție.

Activitatea de control a fost realizată conform programului anual de control și a fost desfășurată în baza atribuțiilor stabilite de legislația în vigoare.

În afara acțiunilor de control de tip inspecție, prevăzute în programul de control aferent anului 2020, au fost efectuate suplimentar: 120 acțiuni de control de tip verificare și 470 de acțiuni de control de tip supraveghere.

Acțiunile de control au vizat cu preponderență titularii de licențe/autorizații/atestare emise de către ANRE.

Situația acțiunilor de control, pe categorii de operatori economici supuși controlului este redată în tabelul următor:

Tip acțiune de control	Licențiați		Atestați/Autorizați		Energie regenerabilă			Eficiență energetică		Alții	
	Energie Electrică/Gaze Naturale		Energie Electrică-Gaze Naturale		Energie Electrică			Gaze Naturale			
	Licențiați(Acreditare CV)		Licențiați (Obligații CV)								
Inspecție	512	42	6	251	177	33	0	3	0	0	0
Verificare	120	48	24	9	12	17	2	0	7	1	
Supraveghere	470	213	153	0	14	66	24	0	0	0	
Subtotal	303	183	260	203	116	26	3	7	1		
Total	486	463	142	3	8						

Evoluția numărului total al acțiunilor de control efectuate de către ANRE în ultimii cinci ani este redată în graficul următor:

Tematicile acțiunilor de control, desfășurate la titularii de licențe în domeniul energiei electrice și în domeniul gazelor naturale, au constat în principal în verificarea modului în care au fost respectate dispozițiile legale în vigoare privind:

- efectuarea verificării metrologice periodice a mijloacelor de măsurare a energiei electrice și gazelor naturale;
- acordarea de compensații clienților finali pentru nerespectarea indicatorilor standardului de performanță în domeniul energiei electrice;
- acordarea de compensații clienților finali pentru nerespectarea indicatorilor standardului de performanță în domeniul gazelor naturale;
- schimbarea furnizorului de energie electrică;
- încheierea contractelor de furnizare a energiei electrice;
- asigurarea calității serviciului de distribuție în domeniul energiei electrice;
- montarea detectoarelor de gaze naturale;
- respectarea indicatorilor de performanță stabiliți prin standardele de performanță pentru serviciile de distribuție energiei electrice și a gazelor naturale, pentru activitățile de furnizare a energiei electrice și a gazelor naturale, pentru serviciul de transport și de sistem al energiei electrice și al gazelor naturale și plata compensațiilor aferente pentru nerespectarea acestora;
- actualizarea caracteristicilor tehnice ale licențelor de operare a conductelor alimentare din amonte aferente producției gazelor naturale;
- actualizarea caracteristicilor tehnice ale sistemelor de distribuție a gazelor naturale;
- racordarea la rețelele electrice de interes public, inclusiv a prosumatorilor;
- racordarea la sistemul de distribuție al gazelor naturale;
- accesul la sistemul de distribuție și de transport a gazelor naturale;
- asigurarea independenței decizionale a operatorilor de distribuție a energiei electrice și raport cu societatea integrată pe verticală și excluderea practicilor discriminatorii;
- obligația de achiziție a certificatelor verzi;
- certificarea conformității centralelor electrice fotovoltaice și/sau eoliene;
- concordanța între caracteristicile tehnice existente în teren ale echipamentelor principale care intră în componența centralelor electrice acreditate pentru producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie;

- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor electrice;
- respectarea condițiilor de valabilitate ale atestatelor și autorizațiilor deținute;

În urma acțiunilor de control efectuate, în anul 2020, au fost întocmite 489 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor (222 în domeniul energiei electrice, 176 în domeniul gazelor naturale, 90 în domeniul energiei regenerabile și 3 în domeniul eficienței energetice) fiind aplicate pentru neregulile constatate un număr de 1963 sancțiuni contravenționale, repartizate astfel:

1407 în domeniul energiei electrice;

444 în domeniul gazelor naturale;

109 în domeniul energiei regenerabile;

3 în domeniul eficienței energetice.

Prin procesele – verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, au fost aplicate amenzi în cuantum total de 27.698.556,88 lei.

Din totalul de 489 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, 2 au fost aplicate unor persoane fizice și 487 au fost aplicate agenților economici.

Modul de repartizare a sancțiunilor contravenționale și cuantumul amenzilor aplicate este evidențiat în tabelul următor:

Repartizarea sancțiunilor pe tipuri de operatori economici

Tip Operator Economic	Nr. total sancțiuni aplicate	Sumă totală amenzi aplicate (lei)
Licențiați EE	1389	8.425.000,00
Licențiați GN	396	6.013.523,99
Atestați EE	12	75.000,00
Autorizați GN	48	211.000,00
Licențiat EE - Acreditat CV	81	228.923,79
Licențiat EE – Obligatii achiziție CV	28	12.720.109,10
Eficiență Energetică	3	5.000,00
Alții EE (PF, PFA, Dezvoltatori, OD)	6	20.000,00
Total	1963	27.698.556,88

6. Investigații

Activitatea de investigații se desfășoară în baza prevederilor art. 9, alin. (1) lit. y) și lit. z) precum și ale art. 10 alin. (1) lit. b) și alin. (6) lit. d) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007, privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare, respectiv ale prevederilor art. 84 și art. 183 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Totodată, activitatea de investigații din cadrul ANRE se realizează în conformitate cu prevederile Regulamentului pentru organizarea și desfășurarea activității de investigație în domeniul energiei privind funcționarea pieței angro de energie, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 25/2017, cu modificările și completările ulterioare.

La nivel european, normele care interzic practicile abuzive ce afectează piețele angro de energie sunt coerente cu normele aplicabile piețelor financiare și cu funcționarea corespunzătoare a piețelor angro de energie, sunt stabilite în Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25.10.2011, privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT).

Pornind de la baza legală prezentată anterior, structura de investigații din cadrul ANRE asigură:

- a) Efectuarea de investigații, în condițiile legii, din oficiu, ca răspuns la o plângere înregistrată, formulată de către o persoană fizică ori juridică afectată în mod real și direct de o potențială încălcare a prevederilor legale privind buna funcționare a pieței angro de energie electrică și gaze naturale, precum și la solicitarea ACER, numai în domeniile în care ANRE are competență de investigare potrivit legii.
- b) Urmărirea respectării regulilor de piață și promovarea unei concurențe deschise și echitabile pe piața angro de energie electrică și gaze naturale în beneficiul consumatorilor finali și înlăturarea și/sau eliminarea comportamentelor care afectează integritatea și transparența pieței angro de energie.
- c) Corespondența directă cu ACER privind investigațiile declanșate, aflate în curs de desfășurare și/sau finalizate pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale ca urmare a cazurilor notificate în Platforma de Notificare ACER referitoare la încălcarea prevederilor REMIT.

În anul 2020, Direcția Investigații din cadrul ANRE, a finalizat un număr de 10 (zece) investigații la producătorii și furnizorii de energie electrică și gaze naturale, titulari de licență, care desfășoară activități pe piața angro de energie, 6 (șase) dintre acestea fiind declanșate în anul 2019. Scopul investigațiilor efectuate de ANRE, constă în verificarea respectării de către participanții la piața angro de energie a prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT), precum și a altor regulamente europene specifice.

Ca urmare a celor 10 (zece) acțiuni de investigație finalizate, ANRE a sancționat contravențional 5 (cinci) participanți la piața angro de energie (trei participanți la piața angro de energie electrică și doi participanți la piața angro de gaze naturale), cu amenzi în cuantum total de 2.200.000 lei (3 sancțiuni de 400 000 lei pentru participanții la piața de energie electrică și 2 sancțiuni de 500 000 lei pentru participanții la piața de gaze naturale). Acești operatori economici au fost sancționați pentru încălcarea prevederilor art. 5 din REMIT.

Operatorii economici investigați au efectuat pe piața angro de energie electrică, tranzacții calificate ca „manipulare de piață”, acestea fiind de natură a oferi indicații false sau înșelătoare privind „oferta, cererea sau prețul produselor energetice angro”, conform prevederilor art. 2 pct. 2 lit. a) subpct. (i) din actul normativ antemenționat.

De asemenea, Direcția Investigații a declanșat în anul 2020 alte 15 (cincisprezece) investigații la participanții angro la piața de energie, care, în prezent, sunt în curs de finalizare.

Începând cu data de 25.09.2020, sancțiunile contravenționale aplicate participanților la piața angro de energie au fost majorate, astfel că participanții la piața angro de energie care vor manipula sau vor încerca să manipuleze piața angro de energie, vor putea fi sancționați cu amendă în cuantum de 5-10 % din cifra de afaceri a anului anterior aplicării sancționării, fără a mai avea astfel posibilitatea achitării a jumătate din minimumul amenzii. Scopul majorării cuantumului amenzii a fost acela de a descuraja și preîntâmpina acțiunile prin care sunt încălcate cerințele privind transparența și manipularea pieței de energie, de a fi proporțional cu prejudiciile create de către participanții la piața angro de energie.

În anul 2020, Direcția investigații, alături de alte compartimente din cadrul ANRE, a participat la finalizarea proiectului de Lege pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Ca urmare a modificării Regulamentului privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, începând cu luna decembrie a anului 2020, Direcția investigații asigură corespondența permanentă cu Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) privind investigațiile declanșate, aflate în curs de desfășurare și/sau finalizate pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale ca urmare a cazurilor notificate în Platforma de Notificare ACER referitoare la încălcarea prevederilor REMIT, stabilind în acest sens o interfață directă cu ACER. Totodată, au fost nominalizate persoane din cadrul Direcției investigații în diferite grupuri de lucru organizate la nivelul ACER, persoane care au participat activ la sesiunile de lucru ACER realizate în luna decembrie 2020.

Diseminare informatii

Creșterea capacității de comunicare în scopul consolidării poziției instituției ca sursă de informații credibilă, sigură și transparentă cu privire la drepturile consumatorilor de energie prevăzute în legislația europeană, națională și în reglementările emise a reprezentat și în cursul anului 2020 obiectivul principal al activității de comunicare, iar informarea promptă a opiniei publice și partenerilor de dialog cu privire la realizările în domeniul protecției consumatorilor și la acțiunile întreprinse în vederea responsabilizării operatorilor economici în sectorul energiei a constituit o componentă esențială a acestei activități.

Astfel, activitatea de informare în anul de referință s-a concentrat, în principal, pe furnizarea de informații solicitate în scris, în format electronic, telefonic și pe suport de hârtie.

În aplicarea prevederilor legale privind accesul la informațiile de interes public, ANRE a răspuns unui număr de 2181 de solicitări de informații. Dintre acestea 372 au reprezentat solicitări adresate de persoane juridice, române și străine și 1809 au reprezentat solicitări adresate de persoane fizice, române și străine. Din totalul solicitărilor de informații transmise, 1694 au fost transmise pe suport electronic și 5 pe suport hârtie, iar 482 au reprezentat informațiile solicitate verbal de persoane fizice/juridice, române și străine.

Deși majoritatea solicitărilor de informații s-au referit la aspecte specifice domeniului consultanței, ANRE a răspuns în termenul minim legal de 10 zile la peste 98% dintre solicitările de informații primite în anul 2020. Raportul privind rezultatele evaluării implementării Legii nr. 544/2001 privind accesul la informațiile de interes public, cu modificările și completările ulterioare, este prezentat în Anexa 2 la prezentul raport.

O altă modalitate eficientă de diseminare a informațiilor și realizată prin implementarea prevederilor privind transparența decizională a reprezentat-o pagina de internet a instituției, care a fost permanent actualizată cu date și informații atât privind reglementările emise, cât și privind proiectele de reglementări – 216 la număr - care au fost supuse proceselor de consultare publică lansate de ANRE în anul 2020. Raportul privind evaluarea implementării Legii nr. 52/2003 privind transparența decizională este prezentat în Anexa 3 la prezentul raport.

În vederea creșterii gradului de informare și de conștientizare a drepturilor clienților finali de energie electrică și gaze naturale în relația cu operatorii economici participanți la piața și pentru asigurarea unui cadru adecvat de comunicare, ANRE a continuat și îmbunătățit activitatea de informare prin intermediul serviciului de tip Call-Center, extinzând aria de informații oferite în funcție de modificările legislative apărute în cursul anului. Ca urmare a acestui fapt, numărul de utilizatori ai serviciului de informare de tip Call-Center care au solicitat informații cu privire la drepturile consumatorilor în condițiile unei piețe de energie liberalizate și la cadrul de reglementare emis s-a ridicat la 3.669.

De asemenea, un alt canal important de comunicare cu publicul a fost în continuare aplicația mobilă care permite accesul la comparatoarele de oferte-tip de furnizare a energiei electrice și gazelor naturale și la informații din domeniul energiei. Aplicația mobilă este disponibilă pentru orice utilizator care are acces la magazinele Google Play și Apple Store și a fost gestionată, cu succes inclusiv pentru respectarea prevederilor legale privind transparența decizională.

În contextul liberalizării pieței de gaze naturale de la 1 iulie 2020, respectiv a pieței de energie electrică de la 1 ianuarie 2021 și în vederea punerii la dispoziția clienților casnici a unor mijloace de informare în legătură cu opțiunile pe care le au în procesul trecerii lor de pe piața reglementată pe piața concurențială și pentru realizarea unei comunicări rapide și eficiente, ANRE a elaborat materialele informative “Liberalizarea pieței de gaze naturale – Recomandări pentru clientul casnic” și “Liberalizarea pieței de energie electrică – Recomandări pentru clientul casnic”, afișate pe pagina principală a site-ului. În plus, ANRE a încheiat un parteneriat cu Asociația Națională de Protecția Consumatorilor – INFOCONS în vederea diseminării materialelor sub formă de pliante printate și afișarea acestora la punctele de contact ale instituțiilor de interes major de pe întreg teritoriul țării. De asemenea, pentru construirea unei percepții corecte asupra tuturor aspectelor legate de procesul de liberalizare, ANRE a solicitat furnizorilor să distribuie clienților casnici materialul informativ cu recomandări elaborat de ANRE și să îl afișeze la punctul unic de contact, în centrele de relații cu clienții și pe pagina principală a propriilor pagini de internet.

Informarea opiniei publice s-a realizat și prin intermediul mass-media, prin comunicatele și informările de presă transmise ziarelor cotidiene, posturilor de televiziune și de radio (în număr de 63), interviuri și răspunsuri la întrebările adresate direct de către jurnaliști. Ca urmare a informării mass-media, în presa scrisă, on-line, tv și radio, în anul 2020 au apărut 1774 de articole și informări în care au fost menționate acțiuni, realizări, evenimente, obiective și planuri de perspectivă ale ANRE, principalele teme abordate referindu-se, în principal, la obligațiile ce derivă din legislația primară și cea europeană cuprinse în programul de reglementări, ca de exemplu: liberalizarea piețelor interne de gaze naturale și energie

electrică pentru clienții casnici; prețurile pentru furnizarea gazelor naturale la clienții casnici, respectiv a energiei electrice până la data liberalizării piețelor, 1 iulie 2020, respectiv 1 ianuarie 2021 și după; funcționalitatea aplicației web pentru compararea ofertelor-tip de furnizare a gazelor naturale/energiei electrice; stadiul liberalizării piețelor de gaze naturale și energie electrică și situația încheierii contractelor în regim concurențial; obligația ofertării gazelor naturale pe piețele centralizate; obligația furnizorilor de ultimă instanță de informare a clienților casnici cu privire la furnizarea energiei electrice; furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale; noile reguli privind racordarea clienților casnici și noncasnici la rețelele electrice de interes public, la sistemul de distribuție a gazelor naturale, respectiv sistemul de transport al gazelor naturale; lansarea proiectului „Dezvoltarea capacității instituționale a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei pentru simplificarea procesului de schimbare a furnizorului de energie electrică și de gaze naturale” finanțat prin Programul Operațional Capacitate Administrativă (POCA); modificarea regulilor de comercializare a energiei electrice produse în centrale electrice din surse regenerabile aparținând prosumatorilor; noile reguli de funcționare a piețelor de energie electrică în contextul aplicării prevederilor Regulamentului (UE) nr. 2019/943; îndeplinirea de către ANRE a cerințelor de securitate a datelor REMIT; rezultatele investigațiilor efectuate de ANRE pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale. Toate informările, comunicatele, materialele elaborate și publicate pe pagina oficială de internet a Autorității, www.anre.ro, au fost preluate în presa locală și centrală în proporție de 100%.

ANRE a recurs la pârghiile puse la dispoziție de lege și a diseminat informații practice pentru clienții finali cu privire la efectele liberalizării pieței de energie electrică, alegerea unei oferte de furnizare optime, soluții în privința semnării noilor contracte etc. Totodată, conform prerogativelor de reglementare prevăzute de lege, ANRE a statuat, prin legislația secundară incidentă în domeniu, obligații concrete de informare în sarcina operatorilor și de raportare către ANRE a modalităților și gradului de îndeplinire a acestora.

În completarea măsurilor menționate anterior și în contextul în care intenția ANRE a fost de a mijloci accesul la informările legate de liberalizarea piețelor unui număr cât mai crescut de clienți finali, în anul 2020, ANRE a demarat procesul de obținere a aprobării Consiliului Național al Audiovizualului (CNA) cu privire la difuzarea, gratuită, prin mijloacele audiovizuale, a unui mesaj de interes public pe tema liberalizării piețelor de energie.

Având în vedere interesul mare al publicului de a afla cât mai multe detalii despre liberalizarea pieței de energie electrică, precum și necesitatea diseminării informațiilor necesare consumatorilor casnici din surse autorizate, în mod constant, ANRE, pe parcursul anului 2020, a diseminat prin intermediul conturilor oficiale pe canalele de socializare Facebook, LinkedIn și Youtube, materiale informative, informări și comunicate de presă conexe subiectului liberalizării piețelor, precum și altor rezultate ale activității de reglementare desfășurate în cadrul autorității.