



**RAPORT ANUAL AL ADMINISTRATORILOR
SOCIETATEA OPERATORUL PIETEI DE ENERGIE ELECTRICA SI DE GAZE NATURALE
„OPCOM” S.A.
SITUATII FINANCIARE ANUALE 2021**

CONSILIUL DE ADMINISTRATIE

PRESEDINTE: CRISTIAN PARASCHIV



Acest Raport prezintă și se bazează pe date și informații referitoare la activitatea operațională și cea financiară a OPCOM SA pentru exercițiul financiar încheiat la 31.12.2021.

Informațiile financiar-contabile prezentate la Cap. II din Raportul Administratorilor au drept sursă situațiile financiare anuale ale OPCOM SA, auditate în condițiile legii, aferente exercițiului financiar încheiat în 31.12.2021.

CUPRINS

DATE DE IDENTIFICARE RAPORT ȘI SOCIETATE

DATE GENERALE DESPRE SOCIETATE

Cap. I. ANALIZA ACTIVITĂȚII ÎN ANUL 2021

1. Cadrul legislativ
2. Rolul, misiunea, responsabilitățile și funcțiile principale ale OPCOM
 - 2.1. Rolul și misiunea OPCOM S.A.
 - 2.2. Responsabilități principale
 - 2.3. Funcții principale
3. Prezentare succintă a activității desfășurate în anul 2021
4. Activitatea de administrare a Pieței Centralizate a Contractelor Bilaterale de energie electrică
 - 4.1. Administrarea Pieței Centralizate a Contractelor Bilaterale de energie electrică – Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE-Flex
 - 4.2. Administrarea Pieței Centralizate a Contractelor Bilaterale de energie electrică – modalitatea de tranzacționare PCCB-NC
 - 4.3. Administrarea Pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică - Modalitatea de tranzacționare a contractelor de procesare a combustibilului PCCB-PC
5. Activitatea Pieței Centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi
6. Activitatea de administrare a Pieței Centralizate pentru Serviciul Universal
7. Activitatea de administrare a Pieței de energie electrică pentru clienții finali mari
8. Activitatea de administrare a Pieței centralizate destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare
9. Activitatea de administrare a Pieței Centralizate cu Negociere Dublă Continuă a Contractelor Bilaterale de energie electrică
10. Activitatea de administrare a Pieței pentru Ziua Următoare
11. Activitatea de administrare a Pieței Intrazilnice de energie electrică
12. Activitatea de decontare pe piețele în care OPCOM este contraparte
13. Stabilirea obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pentru tranzacțiile cu energie electrică realizate în Piața de Echilibrare/dezechilibrele Partilor Responsabile cu Echilibrarea
14. Activitatea de administrare a Pieței de Certificate Verzi
15. Activitatea de administrare a Pieței pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale
16. Activitatea de administrare a Pieței Centralizate de Gaze Naturale
17. Înregistrarea participanților la piețele centralizate de energie electrică, la piața centralizată de certificate verzi, la piața centralizată de energie electrică susținută prin certificate verzi și la piețele de gaze naturale. Administrarea acordurilor REMIT
18. Activitatea de elaborare/modificare reglementări
 - 18.1. Piețe la termen de energie electrică
 - 18.2. Piața pentru Ziua Următoare de energie electrică
 - 18.3. Piața Intrazilnică de energie electrică
 - 18.4. Piața Certificatelor Verzi
 - 18.5. Modificarea cadrului de reglementare privind tranzacționarea gazelor naturale
 - 18.6. Modificările regulilor privind stabilirea obligațiilor de plată/ drepturilor de încasat pentru tranzacțiile realizate pe Piața de Echilibrare și dezechilibrele PRE
 - 18.7. Cadrul de reglementare european
 - 18.8. Elaborare analize, puncte de vedere și observații la documentele conexe activității

19. Activitatea de supraveghere a functionarii pietelor administrate
20. Activitatea de raportare catre ACER (REMIT)
21. Directii de dezvoltare a OPCOM in vederea integrarii regionale si europene
 - 21.1. Activitati in cadrul SDAC, Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, inclusiv în cadrul proiectelor regionale și a cooperărilor tuturor OPEED, a cooperărilor multilaterale sau bilaterale pe orizontul piața pentru ziua următoare
 - 21.2. Activitati in cadrul SIDC, Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, inclusiv în cadrul proiectelor regionale și bilaterale
22. Demersuri privind implementarea instrumentelor derivate având ca activ suport prețul energiei electrice
23. Promovarea imaginii Societatii
 - 23.1. Promovarea imaginii prin asociatiile nationale la care societatea este afiliata
 - 23.2. Promovarea imaginii prin organizarea si participarea la manifestările tehnico-științifice
24. Satisfactia clientilor
25. Monitorizarea/supravegherea marilor, produselor, preturilor si indicilor "OPCOM" S.A. inregistrati pe cale nationala la Oficiul de Stat pentru Inventii si Marci (OSIM) si la nivel comunitar la OHIM
26. Promovarea imaginii prin activitatile de cooperare internationala pe relatia cu asociatiile la care societatea este afiliata
27. Informatica si telecomunicatii
28. Mentinerea si imbunatatirea sistemului de management al securitatii informatiei (SMSI)
29. Mentinerea si imbunatatirea sistemului de management al calitatii (SMC)
30. Biroul Audit intern

Cap. II SITUAȚIA FINANCIAR-CONTABILĂ

1. Elemente de bilanț
2. Contul de profit și pierdere
3. Indicatori financiari ai activitatii
4. Politica OPCOM cu privire la dividende

Cap. III PLANUL DE INVESTITII, ACTIVELE IMOBILIZATE

1. Planul de investiții
2. Activele imobilizate

Cap. IV PERSONALUL SOCIETATII

1. Structura personalului
2. Raporturile cu partenerul social
3. Raporturile dintre angajator si angajati
4. Evaluarea personalului

Cap. V EVALUAREA ACTIVITATII PRIVIND MANAGEMENTUL RISCULUI

1. Riscuri financiare
2. Politicile si obiectivele societatii privind managementul riscului

Cap. VI ACTIONARI, ADMINISTRAREA, CONDUCEREA EXECUTIVA A SOCIETĂȚII SI EVALUAREA ACTIVITATII DESFASURATE

1. Adunarea generala a actionarilor
2. Consiliul de administratie
3. Conducerea executiva
4. Evaluarea activitatii societatii
5. Declaratia administratorilor

DATE DE IDENTIFICARE RAPORT ȘI SOCIETATE

Raportul anual al administratorilor, conform prevederilor Ordinului nr.1802/2014, pentru aprobarea reglementarilor contabile privind situatiile financiare anuale individuale si situatiile financiare anuale consolidate, cu modificarile ulterioare, pentru exercițiul financiar incheiat la 31 decembrie 2021

Data raportului: aprilie 2022

Denumirea societății: **SOCIETATEA OPERATORUL PIETEI DE ENERGIE ELECTRICA SI DE GAZE NATURALE „OPCOM” S.A.**

Sediul social: București, Bulevardul Hristo-Botev, nr. 16-18, sector 3

Numărul de telefon/fax: 021 3071450 / 021 3071400/ +0213155059

Codul de inregistrare fiscala: RO 13278352

Număr de ordine in Registrul Comerțului: J40/7542/2000

DATE GENERALE DESPRE SOCIETATE

Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM S.A. a fost înființată în luna august 2000, în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627/13.07.2000, fiind o societate pe acțiuni, filială cu personalitate juridică a CNTEE Transelectrica S.A. (Operatorul de transport și de sistem din România).

OPCOM SA este filiala cu personalitate juridica a CNTEE TRANSELECTRICA SA.

Capitalul social al „OPCOM” S.A. este de 31.366.090 lei, din care :

- Capitalul social subscris varsat este in valoare de 31.366.090 lei.

Capitalul social este împărțit în 3.136.609 acțiuni nominative, având o valoare nominală de 10 lei fiecare, si este deținut după cum urmează:

- Compania Naționala de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. deține 3.068.730 acțiuni, având o valoare nominală totală de 30.687.300 lei și reprezentând 97,84% din capitalul social.
- Statul Român, prin Secretariatul General al Guvernului, deține 67.879 acțiuni, având o valoare nominală totală de 678.790 lei, constând în aport în natură (reprezentând terenuri), reprezentând 2,16% din capitalul social.

Principalul domeniu de activitate, așa cum este prevăzut in statutul Societatii, este cod CAEN 661 – Activitati auxiliare intermediarilor financiare, cu exceptia activitatilor de asigurari si fonduri de pensii, respectiv activitatea principală a societății este cod CAEN 6611 – Administrarea pietelor financiare.

Cap. I ANALIZA ACTIVITĂȚII

1. Cadrul legislativ

Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale - „OPCOM S.A.” (denumit în continuare OPCOM) a fost înființată în luna august 2000, în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627/13.07.2000, fiind o societate pe acțiuni, filială cu personalitate juridică a CNTEE Transelectrica S.A. (Operatorul de transport și de sistem din România).

OPCOM își desfășoară activitatea în conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 220/2008 republicată, pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare, ale legislației secundare emise și aprobate de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), precum și în conformitate cu prevederile condițiilor licențelor acordate de ANRE - Licența pentru administrarea piețelor centralizate pentru energie electrică nr. 407 și Licența pentru administrarea piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale nr. 2270, respectiv cu prevederile Deciziei nr. 2085/11.12.2019 (anterior Decizia 2515/14.12.2015) a Președintelui ANRE conform căreia OPCOM a fost nominalizat în calitate de „operator al pieței de energie electrică desemnat” (OPEED) pentru exercitarea sarcinilor de cuplare pe orizonturile PZU și al PI, pentru zona de ofertare România, în sensul prevederilor Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor. Totodată, activitatea și dezvoltarea OPCOM sunt realizate astfel încât să se asigure îndeplinirea de către societate a obiectivelor și responsabilităților care îi revin în conformitate cu programul de guvernare, strategia energetică națională, memorandumurile și deciziile guvernamentale, acordurile asumate de statul român față de instituțiile financiare internaționale. În același timp, în activitatea și dezvoltarea sa, OPCOM se conformează prevederilor legislației europene cu aplicabilitate corespunzătoare rolului și responsabilităților sale (printre altele, Regulamentul (UE) nr. 2015/1222 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, Regulamentul (UE) nr. 2011/ 1227 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie și Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei privind raportarea de date, pentru punerea în aplicare a articolului 8 alineatele (2) și (6) din Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie, Regulamentul (UE) 2017/2196 al Comisiei din 24 noiembrie 2017 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic, precum și Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică), 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, alți termeni, condiții și metodologii elaborate conform regulamentelor europene relevante.

Din perspectiva domeniului său de activitate și a responsabilităților ce îi revin, inclusiv de a propune amendamentele și dezvoltările necesare ale cadrului de reglementare aplicat în administrarea piețelor organizate pe platformele sale, pentru ca propunerile sale să fie permanent corelate cu practicile de succes europene și necesitățile mediului de afaceri, OPCOM este membru al Asociației internaționale a burselor de energie (APEX, Association of Power Exchanges), Asociației burselor europene de energie (EUROPEX, Association of European Energy Exchanges), al altor comitete și asociații naționale.

Pentru a garanta către terți și autoritățile implicate calitatea serviciilor furnizate în baza licențelor deținute, OPCOM aplică un Sistem de management al calității certificat de Lloyd's Register Quality Assurance, conform ISO 9001:2008 – SR EN ISO 9001:2008. Totodată, pentru a garanta securitatea, confidențialitatea și disponibilitatea informațiilor părților interesate, OPCOM aplică un Sistem de Management al Securității Informației certificat de Lloyd's Register LRQA, conform ISO/IEC 27001:2013 – SR ISO/IEC 27001:2013.

2. Rolul, misiunea, responsabilitățile și funcțiile principale ale OPCOM

2.1. Rolul și misiunea OPCOM S.A.

În conformitate cu prevederile legislației naționale primare și secundare în vigoare, respectiv conform responsabilităților stabilite de ministerul/autoritatea de resort prin ordine și regulamente, precum și în conformitate cu prevederile legislației europene cu aplicabilitate directă, OPCOM îndeplinește rolul de organizator și administrator al piețelor centralizate de energie electrică (cu excepția pieței de echilibrare), gaze naturale și certificate de mediu (certificate verzi) și rolul de operator de decontare cu asumarea rolului de contraparte pentru piețele pe termen scurt administrate, precum și rolul de Operator al pieței de energie electrică desemnat (OPEED; NEMO, Nominated Electricity Market Operator) conform Regulamentului (UE) 2015/1222, respectiv rolul de Mecanism de raportare înregistrat (RRM, Registered Reporting Mechanism) conform Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 (REMIT) incluzând Regulamentul nr. 1348/2014 și reglementările aplicabile emise de ACER.

OPCOM a fost înființat în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627/13.07.2000 cu misiunea susținerii procesului de liberalizare a pieței de energie, fiind principalul instrument pentru implementarea și consolidarea unei piețe concurențiale de energie prin asigurarea unui cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul piețelor centralizate organizate, în condiții de consecvență, corectitudine, obiectivitate, independență, echidistanță, transparență și nediscriminare.

Caracterul de serviciu public al activităților desfășurate de OPCOM pune în evidență funcția socială a misiunii îndeplinite, prin determinarea, în cadrul piețelor administrate, a prețului de referință al energiei electrice pe termen scurt și a semnalelor de preț pe termen mediu și lung, în beneficiul tuturor consumatorilor de energie și al investitorilor pentru care prețul de referință al energiei reprezintă informația necesară pentru adoptarea deciziilor, în condiții de deplină transparență, echidistanță și nediscriminare.

Rezultatele obținute, expertiza complexă acumulată și performanța dovedită în întreaga sa perioadă de funcționare, inclusiv în aplicarea celor mai bune practici europene îndreptățesc a se concluziona că OPCOM reprezintă o componentă fundamental necesară pentru dezvoltarea sustenabilă a pieței de energie din România.

Se poate aprecia că OPCOM reprezintă pe deplin un proiect de succes al României, proiect la care o contribuție importantă a fost adusă de susținerea de către finanțatorii programelor de dezvoltare derulate în anii anteriori, Comisia Europeană și Banca Mondială, de către consultanții și furnizorii de tehnologie informatică, partenerii anteriori și actuali ai OPCOM, prin proiecte cu impact major asupra dezvoltării pregătirii profesionale a resursei umane, corporative, precum și tehnologice. Continua sporire a încrederii și credibilității durabile de care beneficiază OPCOM vin în susținerea acestei aprecieri.

OPCOM are un profil de activitate și un domeniu de responsabilitate specifice în cadrul pieței de energie, în îndelungata sa activitate având un parcurs de funcționare sigură, continuă și corectă, precum și o dezvoltare dinamică, durabilă și echilibrată. Pentru OPCOM, o preocupare permanentă este dedicată diversificării portofoliului de produse și susținerii integrării pieței române de energie în piața unică europeană, aplicând cele mai bune practici europene și punând la dispoziția participanților servicii de înaltă calitate, produse variate, în condiții de deplină de deplină echidistanță și transparență, precum și în conformitate cu prevederile legislației primare și secundare naționale, precum și ale legislației europene.

În planul activității zilnice, OPCOM administrează cu profesionalism tranzacții ale participanților la piețele de energie electrică, gaze naturale și certificate verzi. Pentru a avea o imagine în ceea ce privește piețele de energie electrică administrate de OPCOM sunt prezentate, în cadrul capitolului 2.4, o serie de elemente relevante, dintre care menționăm cantitățile contractate pentru livrare în anul 2021 care au totalizat o cantitate de energie electrică de 87,2 TWh, rezultat care reprezintă bilanțul pentru anul 2021 al tranzacționării centralizate și transparente a energiei electrice pe piața din România, susținând performanța funcționării acesteia.

Totodată, în contextul demersurilor române dedicate integrării pieței de energie electrică naționale în piața internă unică europeană, în contextul punerii în aplicare a Regulamentului (UE) 2015/1222 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacității și managementul congestiilor referitor la crearea și operarea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare de energie electrică (SDAC, Single Day-Ahead Coupling) și a cuplării unice a piețelor intrazilnice de energie electrică (SIDC, Single Intra-Day Coupling), regulamentul european care, conform prevederii sale finale, este obligatoriu în toate elementele sale și se aplică direct în toate statele membre, incluzând metodologiile propuse de toți OPEED și aprobate conform Regulamentului, între care este menționat Planul OCP (MCO Plan) aprobat prin Decizia nr. 908/22.06.2017 a Președintelui ANRE, prin cuplarea cu piețele țărilor vecine și membre ale Uniunii Europene și integrarea în cadrul mecanismelor pieței unice europene, OPCOM are misiunea de a realiza, în coordonare cu celelalte entități implicate (Ministerul Economiei, Energiei, ANRE, Transelectrica) și în conformitate cu deciziile și cadrul legislativ aferente, analizele și acțiunile de dezvoltare specifice bursei de energie electrică în contextul implementării mecanismelor de integrare europeană a pieței. Se precizează faptul că obligațiile (sarcini, termene) aferente implementării și operării cuplărilor unice ale piețelor pentru ziua următoare și intrazilnice de energie electrică sunt stabilite prin acest Regulament european, natura acestora făcând necesară canalizarea cu eficiență a tuturor eforturilor și resurselor (umane, financiare, corporative, tehnice) necesare spre realizarea la timpul prevăzut de Regulamentul (UE) 2015/1222 a tuturor elementelor necesare, plecând de la cadrul contractual și incluzând toate aspectele și elementele de natură legală și de guvernanță, tehnică, tehnologică și operațională implicate.

OPCOM trebuie să aibă asigurate condițiile și resursele necesare punerii în aplicare a unui proces complex de dezvoltare care să asigure conformitatea, corespunzător rolului și responsabilităților sale, față de cerințele legislației și obiectivelor Uniunii Europene în ceea ce privește componenta Uniunii Energiei referitoare la implementarea și funcționarea pieței unice europene a energiei. În acest context, se precizează faptul că programul de dezvoltare al OPCOM trebuie să susțină, în limitele rolului și competenței decizionale conferite de legislația incidentă, integrarea pieței române în mecanismele pieței unice europene de energie electrică și totodată, pe parcursul definirii acestora la nivelul Uniunii Europene, a gazelor naturale, corespunzător modelului țintă european.

În ceea ce privește integrarea în mecanismele pieței unice europene a energiei electrice, OPCOM, împreună cu celelalte entități naționale implicate, trebuie să asigure implementarea cadrului, mecanismelor și tehnologiilor reprezentând elemente ale soluțiilor europene de cuplare unică a piețelor pentru orizonturile ziua următoare și intrazilnic transfrontalier.

OPCOM este implicat direct în ansamblul eforturilor europene dedicate creării pieței unice de energie electrică, fiind deplin integrat și angajat într-o suită de cooperări în plan european și regional corespunzătoare profilului său, fiind puternic ancorat în eforturile europene dedicate acestui obiectiv:

- Începând din data de 19.11.2014, Piața pentru Ziua Următoare de energie electrică din România, administrată de OPCOM, a funcționat în regim cuplat ("4M MC") cu piețele similare din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria, pe baza soluției de cuplare PCR (Cuplarea prin preț a Regiunilor, PCR - Price Coupling of Regions), soluție europeană de cuplare a piețelor utilizată totodată la nivelul întregii regiuni MRC (Multi-Regional Coupling, Cuplarea Multi-Regională a Piețelor, cuplarea prin preț a mai multor regiuni: CWE, SWE, IBWT, Nordic, GB etc.) și care, odată cu aprobarea Planului OCP de către autoritățile naționale de reglementare europene, a devenit soluția aplicată pentru crearea și operarea SDAC (Single Day-Ahead Coupling, Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare). Se face precizarea că OPCOM este membru deplin al proiectului dedicat dezvoltării soluției de cuplare a piețelor pentru ziua următoare - Cuplarea prin Preț a Regiunilor (PCR - Price Coupling of Regions), alături de EPEX SPOT - Franța, GME - Italia, OMIE - Spania, Nord Pool Spot - Zona scandinavă, OTE - Republica Cehă, TGE - Polonia, HEnEx - Grecia și Nasdaq - Norvegia, fiind coproprietar al activelor PCR, respectiv al algoritmului Euphemia și modulului PCR Matcher Broker, utilizate pentru determinarea volumelor tranzacționate și prețurilor la

energie electrică în mecanismele operaționale cuplate și în perspectiva SDAC așa cum este prevăzut în Regulamentul (UE) 2015/1222.

- OPCOM este deplin integrat și angajat în procesul de implementare atât a SDAC cât și a SIDC (Single Intra-Day Coupling), implicând cadrul contractual aferent, activitățile de dezvoltare, implementare și operaționale și în asigurarea îndeplinirii sarcinilor care îi revin în conformitate cu Regulamentul menționat, considerând calitate sa de OPEED pentru cele două orizonturi de tranzacționare. În ceea ce privește integrarea în SIDC, în data de 19 noiembrie 2019, a fost lansată funcționarea în regim cuplat a Pieței Intrazilnice de energie electrică din România cu piețele similare din celelalte 20 de țări participante la acest proiect european de introducere a tranzacționării transfrontaliere pan-europene pe orizontul intrazilnic, respectiv Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania. Tot în ceea ce privește implicarea activă în cadrul proiectelor regionale și europene dedicate creării pieței unice europene de energie electrică, menționăm faptul că OPCOM este membru al Proiectului de cuplare pe bază de fluxuri al regiunii Core (anterior NWE-CEE). Prin extinderea regiunii CEE, conform Deciziei nr. 06/17.11.2016 Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (denumita mai departe ACER) prin care au fost reunite regiunile CEE și CWE în cadrul regiunii de calcul al capacităților Core CCR, OPCOM participă într-un cadru extins al acestei cooperări, fiind parte cu drepturi depline a proiectului de cuplare a pieței pe bază de fluxuri în regiunea de calcul coordonat al capacității, proiect denumit Core FB MC.
- În data de 17 iunie 2021 a avut loc lansarea cu succes a proiectului de cuplare Interim Coupling asigurând atingerea fazei durabile a SDAC, în care cele două cuplări, 4M MC și MRC funcționează integrate din punct de vedere operațional în piața pan-europeană pentru ziua următoare de energie electrică.
- Cu obiectivul integrării tuturor granițelor României interne UE în piața unică europeană, prin implementarea cuplării piețelor de energie electrică pentru ziua următoare, OPCOM a participat la procesul de cuplare a piețelor de energie electrică pentru ziua următoare din România și Bulgaria, lansarea în funcționare comercială realizându-se cu succes în data de 27.10.2021.
- În calitatea sa de Operator al pieței de energie electrică desemnat (OPEED, în en. NEMO - Nominated Electricity Market Operator) al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice de energie electrică pentru zona de ofertare România, în sensul prevederilor Regulamentului (UE) 2015/1222 cu aplicabilitate pentru cuplarea piețelor pe aceste orizonturi, OPCOM participă la punerea în aplicare a prevederilor acestui Regulament. Se precizează faptul că, în această calitate, OPCOM participă la cooperarea tuturor NEMO-urilor europene, în sarcinile comune ce revin operatorilor desemnați să participe în mecanismele de cuplare pe orizonturile piața pentru ziua următoare și piața intrazilnică în procesul de punere în aplicare a Regulamentului (UE) 2015/1222, inclusiv în contextul cooperării multi-partite europene dedicate pregătirii și implementării cuplării unice europene pe cele două orizonturi menționate, precum și să participe la dezvoltarea modelului pieței unice europene pe cele două orizonturi menționate în contextul pregătirii și elaborării noilor reglementări europene.
- În contextul raportării prevăzută de Regulament, OPCOM a fost calificat de către ACER ca Mecanism de Raportare Înregistrat, în vederea raportării ofertelor și tranzacțiilor stabilite de participanții la piața angro de energie din România. De asemenea, OPCOM este implicat, din perspectiva Regulamentului (UE) 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței

angro de energie europeană, în grupurile de lucru organizate de ACER (Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei), pentru implementarea acestui Regulament (Forumul de supraveghere a pieței și Grupurile create ad-hoc pentru definirea normelor/orientărilor de aplicare).

Demersurile de integrare pe direcție pan-europeană, în condiții de integritate și transparență a pieței angro de energie, trebuie să continue, prin participarea și integrarea în activitățile, proiectele și cooperările multilaterale dezvoltate cu acest scop. Trebuie considerat, în acest context, faptul că integrarea regională reprezintă o etapă de parcurs în direcția deplinei integrări pan-europene a piețelor, OPCOM continuând demersurile de integrare și dezvoltare a piețelor, împreună și prin directă coordonare cu celelalte entități române implicate.

Performanța și participarea atât în plan național cât și în context operațional specific cuplării piețelor, prezența sa regională și europeană în cadrul preocupărilor și proiectelor având ca obiectiv final aducerea la nivel funcțional a pieței unice pan-europene, corectitudinea, stabilitatea și performanța evoluției sale, ne îndreptățesc să afirmăm că OPCOM a fost, este și va continua să reprezinte o componentă fundamentală în plan strategic pentru sectorul energetic din România, un vector de stabilitate și bunăstare socială.

2.2. Responsabilități principale

Din perspectiva piețelor de energie electrică și de gaze naturale și a piețelor certificatelor de mediu, responsabilitățile principale îndeplinite de OPCOM sunt următoarele:

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței pentru Ziua Următoare pentru energie electrică, respectiv de operator al pieței de energie electrică desemnat de ANRE pentru a îndeplini sarcini referitoare la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare.

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței Intrazilnice pentru energie electrică, respectiv de operator al pieței de energie electrică desemnat de ANRE pentru a îndeplini sarcini referitoare la cuplarea unică a piețelor intrazilnice.

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței Centralizate pentru Contracte Bilaterale pentru energie electrică – prin modalitățile: Licitatie Extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării; Negociere Continuă; prin Contracte de Procesare.

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi.

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței centralizate destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare.

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței Centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică.

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței Centralizate pentru Serviciul Universal.

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței de energie electrică pentru Clienții Finali Mari.

Exercitarea funcției de organizator al Pieței de Certificate Verzi, de administrator al Pieței Centralizate de Certificate Verzi și al Pieței Centralizate pentru Contracte Bilaterale pentru Certificate Verzi, precum și al Registrului de Certificate Verzi.

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței Centralizate pentru Gaze Naturale.

Exercitarea funcției de organizator și administrator al Pieței pentru Ziua Următoare și Pieței Intrazilnice de Gaze Naturale.

Exercitarea funcției de Operator de Decontare, prin efectuarea operațiunilor de încasări/plăți/compensare pentru Piața pentru Ziua Următoare de energie electrică, respectiv de gaze naturale, precum și pentru Piața Intrazilnică de energie electrică, respectiv de gaze naturale.

Stabilirea obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pentru tranzacțiile realizate de către participanții la Piața de Echilibrare și pentru OTS, calcularea prețurilor finale unice, a prețurilor

finale de deficit a prețurilor finale de excedent precum și determinarea dezechilibrelor cantitative și valorice ale Părților Responsabile cu Echilibrarea.

Activitatea de supraveghere a funcționării piețelor administrate.

Colectarea și publicarea datelor statistice despre piață, conform prevederilor Legii energiei electrice și gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare.

Mecanism de Raportare Înregistrat (RRM).

Administrarea și dezvoltarea platformelor informatice ce deservește piețele de energie administrate sau serviciile oferite participanților și clienților, precum și a infrastructurii informatice suport pentru activitățile principale.

Participant activ în cadrul pieței europene de energie a cărei țintă este crearea pieței unice europene.

2.3. Funcții principale

În conformitate cu responsabilitățile ce îi revin, principalele funcții îndeplinite de către OPCOM în cadrul sectorului energetic sunt următoarele:

- Operator al Pieței Intrazilnice de energie electrică (PI) – tranzacționare continuă, 24 de ore în fiecare zi calendaristică, 24/7/365. Această piață permite în prezent tranzacționarea centralizată și în mod anonim a energiei electrice până cu 1 oră înainte de intervalul orar al livrării.

În data de 19 noiembrie 2019 a fost lansată funcționarea în regim cuplat a pieței intrazilnice de energie electrică din România cu piețele din alte 20 de țări participante la proiectul european XBID/SIDC - de introducere a tranzacționării transfrontaliere pan-europene pe orizontul intrazilnic, care în prezent permite tranzacționarea centralizată și în mod anonim a energiei electrice până cu o oră înainte de intervalul orar al livrării. Începând din data de 10 februarie 2021, OPCOM a lansat la tranzacționare, în cadrul SIDC, produsul de 15 minute. Introducerea produsului transfrontalier de 15 minute în tranzacționare continuă intrazilnică pe granița România-Ungaria începând cu ziua de livrare 11.02.2021, ca parte a unui proces de integrare a produselor transfrontaliere cu rezoluție de timp de 15 minute în cadrul SIDC, a constituit o nouă oportunitate pentru participanții la piața intrazilnică administrată de OPCOM de a-și ajusta pozițiile comerciale mai aproape de momentul livrării, sporind în acest fel beneficiile tranzacționării energiei electrice și reducând costurile cu dezechilibrele. Prin această implementare, România s-a alăturat pieței intrazilnice deja cuplată pentru produsele de 15 minute la care participă Austria, Germania, Slovenia, Belgia, Ungaria și Olanda. Este de așteptat ca introducerea în cursul anului 2022 a produsului transfrontalier de 15 minute în tranzacționare continuă intrazilnică pe granița România-Bulgaria să sporească această oportunitate de tranzacționare pentru participanții la piață.

Produsele de 15 minute sunt disponibile suplimentar produselor orare, în prezent, SIDC facilitând cuplarea piețele intrazilnice cu tranzacționare continuă din 23 de țări: Austria, Belgia, Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburg, Norvegia, Olanda, Polonia, Portugalia, România, Slovenia, Spania, Suedia și Ungaria.

- Operator al pieței de energie electrică desemnat (OPEED) de ANRE prin Decizie pentru a îndeplini sarcini referitoare la cuplarea unică a piețelor intrazilnice, conform legislației europene și naționale aplicabilă.
- Operator al Pieței pentru Ziua Următoare de energie electrică (PZU) – tranzacționare prin licitație închisă, în fiecare zi calendaristică, 7/365. Această piață permite tranzacționarea centralizată și în mod anonim a energiei electrice pentru fiecare interval orar de livrare al zilei următoare.

În perioada 19.11.2014-16.06.2021, PZU din România, administrată de OPCOM, a funcționat în regim cuplat cu piețele similare din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria, cu aplicarea, în

cadrul mecanismului de cuplare, a soluției Cuplării prin Preț a Regiunilor (Price Coupling of Regions, PCR) și cu utilizarea, pentru calculul capacităților de interconexiune, a metodei bazată pe capacitatea disponibilă de interconexiune (ATC). În data de 17 iunie 2021 a avut loc lansarea cu succes a proiectului de cuplare intermediară pe bază de NTC a piețelor din Germania, Austria, Polonia și statele cuprinse în cuplarea 4M MC (Proiectul DE-AT-PL-4M MC, Interim Coupling), urmare solicitării adresate de autoritățile naționale de reglementare din statele implicate în vederea inițierii unui proiect pentru acest obiectiv, continuând astfel demersurile de dezvoltare a integrării piețelor de energie electrică pentru ziua următoare și asigurând atingerea fazei durabile a SDAC.

Procesul de integrare a tuturor granițelor României interne UE a continuat prin integrarea cu succes a graniței România – Bulgaria în mecanismul european de cuplare prin licitație implicită, prin implementarea proiectului de cuplare a piețelor de energie electrică pentru ziua următoare din România și Bulgaria, lansarea în funcționare comercială realizându-se cu succes în data de 27.10.2021.

- Operator al pieței de energie electrică desemnat de ANRE prin Decizie pentru a îndeplini sarcini referitoare la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, conform legislației europene și naționale aplicabilă.
- Operator de Decontare pentru PI și PZU cu asumarea rolului de contraparte pentru tranzacțiile încheiate pe fiecare dintre aceste piețe pe termen scurt.
- Operator al Pieței Centralizate a Contractelor Bilaterale de energie electrică (PCCB). În cadrul acestei piețe sunt incluse, începând din data de 01.01.2015, modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), negociere continuă (PCCB-NC) și prin contracte de procesare (PCCB-PC). Începând cu 05.06.2019, cadrul de reglementare a fost modificat, printre altele, prin extinderea numărului de profiluri de tranzacționare și a tipurilor de instrumente, iar începând cu 01.05.2020, modalitatea de tranzacționare PCCB-LE a fost înlocuită de modalitatea de tranzacționare a contractelor prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării (PCCB-LE-flex). Tranzacționarea în cadrul PCCB se realizează pe baza contractului cadru aplicabil în cazul PCCB-LE-Flex, respectiv PCCB-PC și pe baza contractului standard aplicabil în cazul PCCB-NC.
- Operator al Pieței Centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi (PCE-ESRE-CV). Această piață a devenit funcțională începând cu 28.08.2019 și permite tranzacționarea energiei din surse regenerabile la termen, iar pentru fiecare MWh de energie tranzacționat se prevede și asocierea unui număr de CV.
- Operator al Pieței centralizate destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare (PCTL). Din luna septembrie 2020, Piața este deschisă operatorilor economici care urmează să construiască și să racordeze o capacitate de producere a energiei electrice sau de producere a energiei electrice și termice în cogenerare, care va produce energia electrică tranzacționată în baza contractului încheiat pe Piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare, în calitate de vânzători de energie electrică și titularilor de licență din domeniul energiei electrice și consumatorilor finali, în calitate de cumpărători de energie electrică
- Operator al Pieței Centralizate cu Negociere Dublă Continuă (PC-OTC). Această piață a devenit funcțională în luna martie 2014 și permite tranzacționarea forward, centralizată și în mod anonim, a energiei electrice pentru termene standard de livrare de o zi, un week-end, o săptămână, o lună, un trimestru, un semestru și un an. Tranzacțiile se încheie exclusiv cu contrapărțile eligibile stabilite de fiecare participant, în baza contractelor cadru EFET semnate între participanții la piață.

- Operator al Pieței Centralizate pentru Serviciul Universal (PCSU). Această piață centralizată a fost lansată în data de 04.02.2015, prin intermediul său titularii de licență desemnați de ANRE pentru prestarea serviciilor de Furnizor de ultimă instanță încheind contracte pentru achiziția energiei electrice destinată acoperirii consumului de energie electrică facturat la tarif CPC al clienților finali deserviți în regim de serviciu universal. Mecanismele de tranzacționare pe această piață s-au modificat în baza Ordinului ANRE nr. 27/31.01.2018 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor pe piața centralizată pentru serviciul universal, iar licitațiile se organizează lunar, pentru produse de tranzacționare cu perioade de livrare anuale, semestriale, trimestriale și lunare. Licitațiile încep cu prețurile de deschidere publicate anterior pe site-ul OPCOM S.A.
- Operator al Pieței de Energie Electrică pentru Clienți Finali Mari (PMC). Înscrierea participanților la această piață a devenit posibilă în luna martie 2014, odată cu avizarea de către ANRE a Procedurii privind înregistrarea participanților la piețele centralizate de energie electrică și publicarea de către OPCOM a Convenției de participare la Piața de energie electrică pentru clienți finali mari. Această piață permite tranzacționarea forward, centralizată și în mod anonim, a energiei electrice pentru termene de livrare nestandardizate în intervalul (1-5) ani printr-un mecanism de licitație în cadrul căruia se definesc atât condițiile de contractare cât și prețul și cantitățile tranzacționate. Tranzacțiile se încheie cu oricare dintre participanții înscriși la această piață în care clienții finali mari pot fi doar cumpărători, iar titularii de licență de furnizare pot fi doar vânzători. Piața Centralizată pentru Clienți Finali Mari a fost lansată comercial în data de 19.03.2014.

În anul 2021, în cadrul piețelor la termen (PCCB-LE-Flex, PCCB-NC, PCCB-PC, PCE-ESRE-CV, PCSU, PCTL, PC-OTC, PMC), au fost implementate prevederile Ordinului ANRE Nr. 27/31.03.2021 privind modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei prin care s-a stabilit ca durata intervalului de decontare să fie de 15 minute începând cu data de 01.07.2021, iar până la această dată de o oră.

- Operator al Pieței Centralizate de Gaze Naturale (PCGN). Această piață permite tranzacționarea forward, centralizată și în mod anonim a gazelor naturale pentru perioade de livrare standard de o zi, o săptămână, o lună, un trimestru, un semestru calendaristic, un semestru gazier, un an calendaristic și un an gazier prin modalitățile de tranzacționare PCGN-LP, PCGN-LN și respectiv PCGN-OTC. Tranzacțiile se încheie cu oricare dintre participanții înscriși la această piață, pe baza contractelor propuse de către inițiatorii sesiunilor de licitație, în cazul PCGN-LP, pe baza contractelor standard, în cazul PCGN-LN și pe baza contractelor agreeate între părțile eligibile, în cazul PCGN-OTC. De asemenea, pe piața produselor flexibile pe termen mediu și lung de gaze naturale – PPF-TL pot fi inițiate sesiuni de licitație, de către participanții înscriși la această piață, pentru perioade de livrare mai mari de o lună, pe baza contractului propus de inițiator
- Operator al Pieței pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale (PZU-GN). Tranzacțiile se încheie la sfârșitul perioadei zilnice de ofertare, la prețul de închidere al pieței, unic pentru toate tranzacțiile de vânzare și de cumpărare realizate în cursul unei zile, OPCOM asigurând notificarea tranzacțiilor la SNTGN Transgaz SA.
- Operator al Pieței Intrazilnice de Gaze Naturale (PI-GN). Din luna ianuarie 2019, sunt îndeplinite condițiile necesare din punct de vedere al cadrului de reglementare aplicabil, respectiv al platformei de tranzacționare, pentru a permite participanților PI-GN tranzacționarea după terminarea perioadei de ofertare pe PZU-GN până cu două ore înainte de începerea ultimei ore de livrare a zilei gaziere tranzacționate. Mecanismul de tranzacționare PI-GN permite încheierea tranzacțiilor în orice moment al sesiunii de

tranzacționare, printr-un proces automat al sistemului de tranzacționare, dacă ofertele îndeplinesc condițiile de corelare.

- Operator de Decontare pentru PZU-GN/PI-GN cu asumarea rolului de contraparte.

În anul 2021, au fost implementate modificările regulilor privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate de către ANRE, prin legislația secundară, după cum urmează:

- Ordinul nr. 29/14.04.2021 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 105/2018 pentru aprobarea *Regulilor generale privind piața centralizată de gaze naturale*;
- Ordinul nr. 107/13.10.2021 pentru aprobarea *Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A.*
- Operator al Pieței de Certificate Verzi (PCV). OPCOM este administrator pentru piața contractelor bilaterale de certificate verzi (PCBCV), formată din piața centralizată anonimă la termen de certificate verzi (PCTCV) și piața contractelor bilaterale negociate direct de certificate verzi (PCBCV-ND), respectiv piața centralizată anonimă spot (PCSCV). PCSCV și PCTCV au fost lansate comercial în data de 01.09.2017, pe baza unor noi mecanisme de tranzacționare și prin continuarea activității sale de administrator al piețelor centralizate de certificate verzi demarată în 16.11.2005 (pentru piața spot) și respectiv în 16.01.2014 (pentru piața la termen).
- Administrator al Registrului Certificatelor Verzi.

În anul 2021, au fost implementate modificările legislative privind piața certificatelor verzi, aprobate de către ANRE, prin legislația secundară, după cum urmează:

- Ordinului ANRE nr. 49/23.06.2021, privind modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 77/18.08.2017 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi;
- Ordinului ANRE nr. 52/23.06.2021, pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie.
- Operator pentru efectuarea calculelor în vederea decontării tranzacțiilor înregistrate pe Piața de Echilibrare, calitate în care OPCOM stabilește:
 - obligațiile de plată / drepturile de încasare pentru tranzacțiile realizate de participanții la Piața de Echilibrare și de OTS, pe fiecare interval de decontare și cumulativ la nivel lunar;
 - valorile penalităților pentru energia electrică nelivrată la comanda de dispecer, pe fiecare UD și interval de decontare, precum și cumulativ la nivel lunar;
 - prețurile inițiale/finale unice de dezechilibru, prețurile inițiale/finale de deficit și de excedent pe fiecare interval de decontare;
 - dezechilibrele cantitative și valorice ale Părților Responsabile cu Echilibrarea, pe fiecare interval de decontare și cumulativ la nivel lunar;
 - dezechilibrul sistemului pe fiecare interval de decontare;
 - valorile veniturilor/costurilor suplimentare din echilibrarea sistemului, pentru perioada ianuarie-mai 2021.

În anul 2021, au fost implementate modificările regulilor de calcul în vederea decontării dezechilibrelor Partilor Responsabile cu Echilibrarea, aprobate de către ANRE, prin legislația secundară, în conformitate cu prevederile *Ordinului ANRE nr.213/25.11.2021* pentru aprobarea *Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea - preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui, cu modificările și completările ulterioare.*

- Responsabil pentru supravegherea funcționării piețelor administrate.
- Responsabil pentru raportarea către ACER a detaliilor privind produsele energetice angro executate pe piața organizată OPCOM, incluzând ordinele corelate și necorelate.
- Responsabil pentru colectarea taxelor datorate Agenției Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ca urmare a adoptării Deciziei (UE) 2020/2152 a Comisiei din 17.12.2020) pentru colectarea, utilizarea, prelucrarea și analizarea informațiilor raportate în temeiul Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului.
- OPCOM a fost desemnat de CERT.RO "Operator de servicii esențiale" în contextul Legii nr. 362/2018 privind asigurarea unui nivel comun ridicat de securitate a rețelelor și sistemelor informatice fiind înscris în Registrul operatorilor de servicii esențiale prin Decizia nr. 5018/II/A din data de 15.02.2021.

De precizat faptul că, prin Decizia nr. 2515/14.12.2015 a Președintelui ANRE, OPCOM a fost nominalizat în calitate de „operator al pieței de energie electrică desemnat” (OPEED) pentru exercitarea sarcinilor de cuplare pe orizonturile PZU și al PI, pentru zona de ofertare România, în sensul prevederilor Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, pe o perioadă inițială de patru (4) ani începând cu data respectivei decizii și ulterior, prin Decizia nr. 2085/11.12.2019 a Președintelui ANRE, OPCOM a fost desemnat pentru exercitarea rolului de OPEED pentru o perioadă de încă șapte ani.

În același timp, în contextul punerii în aplicare a Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT), incluzând Regulamentul de punere în aplicare a prevederilor REMIT (Regulamentul nr. 1348/2014) și reglementările aplicabile emise de ACER, OPCOM este Operator al piețelor organizate în sensul REMIT aprobat de ACER ca Mecanism de raportare înregistrat (RRM) în vederea efectuării de rapoartări la ACER cuprinzând date referitoare la ofertele și tranzacțiile stabilite pe piețele organizate administrate, precum și date privind tranzacțiile stabilite pe alte piețe organizate sau bilateral. De asemenea, OPCOM este implicat, din perspectiva Regulamentului (UE) 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie europeană, în grupurile de lucru organizate de ACER (Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei), pentru implementarea acestui Regulament (Forumul de supraveghere a pieței și Grupurile create ad-hoc pentru definirea normelor/orientărilor de aplicare).

Pe tipuri de piețe, OPCOM oferă următoarele servicii de raportare către ACER:

- I. Pe Piețele de Gaze Naturale:
 1. pentru calitatea de participant la piețele administrate de OPCOM:
 - servicii de accesare și raportare către ACER a datelor, tranzacții și oferte stabilite pe piețele administrate de OPCOM;
 2. pentru calitatea de participant la piețele administrate de OPCOM, cu tranzacții bilaterale și/sau pe alte piețe:
 - servicii de raportare a contractelor standard și/sau nestandardizate stabilite în afara piețelor administrate de OPCOM;
 - servicii backloading a contractelor standard și/sau nestandardizate stabilite în afara piețelor administrate de OPCOM;
 - servicii de raportare a datelor fundamentale privind gazele conform articolelor 9 (7) - 9 (8) din Regulamentul 1348/2014, pentru înmagazinările din România ale Operatorilor Sistemelor de Înmagazinare;
 - servicii de raportare a datelor fundamentale privind gazele conform art. 9 (9) din Regulamentul 1348/2014;
 3. Alte situații de prestare a serviciilor REMIT- pentru beneficiarii care nu au calitatea de participant la piețele administrate de OPCOM:

- servicii de raportare a contractelor standard și/sau nestandardizate stabilite în afara piețelor administrate de OPCOM;
- servicii backloading a contractelor standard și/sau nestandardizate stabilite în afara piețelor administrate de OPCOM;
- servicii de raportare a datelor fundamentale privind gazele (DFG) conform art. 9 (9) din Regulamentul 1348/2014;

II. Pe Piețele de Energie Electrică:

1. pentru calitatea de participant la piețele administrate de OPCOM:

- servicii de accesare și raportare către ACER a datelor, respectiv tranzacții și oferte stabilite pe piețele administrate de OPCOM;
- servicii backloading a datelor corespunzătoare contractelor încheiate anterior datei de intrare în vigoare a obligației de raportare;
- servicii de raportare a datelor fundamentale privind energia electrică, inclusiv contractele legate de transportul energiei în Uniune, conform articolelor 3 (1) (b) (i) și 8 (3) din Regulamentul 1348/2014;
- servicii de raportare a datelor referitoare la transferurile și revânzările stabilite pe piețele secundare de capacitate, conform articolului 3 (1) (b) (ii) din Regulamentul 1348/2014;

2. Alte situații de prestare a serviciilor REMIT - pentru beneficiarii care nu au calitatea de participant la piețele administrate de OPCOM:

- servicii de raportare a contractelor standard și/sau nestandardizate;
- servicii backloading a contractelor standard și/sau nestandardizate.

La data de 31.12.2021 OPCOM avea încheiate cu participanții la piață peste 450 acorduri de raportare REMIT.

3. Prezentare succintă a activității desfășurate în anul 2021

O parte semnificativă a activității desfășurate în cursul anului 2021 a fost dedicată îmbunătățirii mecanismelor de tranzacționare, decontare pe piețele administrate, supraveghere și raportare, precum și exercitării de către OPCOM a rolului de „operator al pieței de energie electrică desemnat” (OPEED) al pieței pentru ziua următoare și a pieței intrazilnice de energie electrică pentru zona de ofertare România, în sensul prevederilor Regulamentului 2015/1222, începând cu data Deciziei nr. 2515/14.12.2015 a Președintelui ANRE și continuând cu Decizia nr. 2085/11.12.2019 a Președintelui ANRE, prin participarea la cooperările și proiectele europene aflate în desfășurare la nivel regional/european în anul 2021.

Rezultatele concrete sunt sintetizate prin performanța piețelor reflectată de:

- creșterea numărului de participanți la toate piețele administrate, în condiții de lichiditate sporită,
- asigurarea pretului de închidere al pieței pentru ziua următoare pentru fiecare interval orar al anului 2021 ca fiind pretul de referință al pieței de energie electrică prin caracteristicile de determinare a pretului de închidere a pieței coroborat cu lichiditatea ridicată a cantităților tranzacționate și a numărului de participanți;
- asigurarea condițiilor necesare funcționării cuplate a Pieței pentru Ziua Următoare din România inițial cu piețele spot din Republica Ceha, Slovacia și Ungaria în cadrul proiectului de cuplare 4M MC, apoi în cadrul SDAC prin implementarea proiectului de cooperare Interim Coupling și incluzând în procesul de cuplare la nivel european (SDAC) interconexiunea România-Bulgaria prin proiectul de cooperare BG-RO MC, precum și a participării în toate activitățile desfășurate de OPCOM în calitate de OPEED conform Regulamentului 2015/1222;
- asigurarea condițiilor necesare prestării serviciilor de implementare și de operare pentru operatorului pieței din Slovacia, cu furnizarea serviciilor operaționale, începând cu luna noiembrie 2020, inițial în cadrul funcționării cuplate a piețelor în cadrul 4M MC și continuând în cadrul proiectului de cooperare Interim Coupling,

- asigurarea condițiilor pentru tranzacționarea energiei electrice 24 ore/7 zile pe săptămână, prin mecanismul de corelare continuă, pe Piața Intrazilnică, care permite tranzacționarea după închiderea PZU, precum și a participării în toate activitățile desfășurate de OPCOM în calitate de OPEED conform Regulamentului 2015/1222;
- asigurarea condițiilor necesare funcționării cuplate a Pieței Intrazilnice de energie electrică din România cu piețele spot cu piețele din celelalte țări participante la proiectul european XBID - de introducere a tranzacționării transfrontaliere pan-europene pe orizontul intrazilnic, care în prezent permite tranzacționarea centralizată și în mod anonim a energiei electrice până cu o oră înainte de intervalul orar al livrării;
- stabilirea obligațiilor de plată/drepturilor de incasare pentru tranzacțiile realizate pe piețele centralizate în care OPCOM SA este contraparte (PZU și PI de energie electrică și PZU și PI de gaze naturale), pentru Piața de Echilibrare și pentru dezechilibrele PRE-urilor, în conformitate cu prevederile legislației primare și secundare în vigoare și cu datele transmise de către operatorii responsabili;
- elaborarea specificațiilor tehnice, testarea și implementarea în platforma informatică dedicată stabilirii obligațiilor de plată/drepturilor de incasat în vederea decontării dezechilibrelor PRE-urilor a regulilor de calcul aprobate prin Ordinul ANRE nr.213/25.11.2021 pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea - preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui ANRE, cu modificările și completările ulterioare.
- implementarea soluțiilor tehnice pentru îndeplinirea de către OPCOM a responsabilităților de raportare a datelor în calitate de RRM, în conformitate cu Regulamentul de punere în aplicare (UE) Nr. 1348/2014 privind raportarea de date, pentru punerea în aplicare a articolului 8 alineatele (2) și (6) din Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT);
- raportare conform REMIT, în mod complet, exact și la timp a detaliilor privind contractele standard, nestandardizate, contractele de transport și datele fundamentale privind energia electrică și gazele naturale;
- elaborarea documentelor aferente prevederilor Ordinului președintelui ANRE 29/14.04.2021 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 105/2018 pentru aprobarea Regulilor generale privind piețele centralizate de gaze naturale;
- elaborarea documentelor aferente prevederilor Ordinului președintelui ANRE 107/13.10.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale Administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A.;
- elaborarea documentelor aferente pentru implementarea noului cadru de tranzacționare a certificatelor verzi, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 157/27.07.2018, nr. 164/29.08.2018, 178/24.10.2018, nr. 46/29.03.2019 și 49/23.06.2021;
- actualizarea documentelor aferente pentru Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică - Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE-flex, Piața Centralizată a contractelor bilaterale - Modalitatea PCCB-NC, Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică - Modalitatea de tranzacționare PCCB-PC, Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), Piața centralizată pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi (PCE-ESRE-CV), Piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU), Piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC) și Piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare (PCTL) astfel încât durata intervalului de decontare să fie de 15 minute începând cu data de 01.07.2021, iar până la această dată de o oră, în baza prevederilor Ordinului ANRE Nr. 27/31.03.2021 privind modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;
- elaborarea documentelor aferente prevederilor Ordinului nr.61/31.03.2020 pentru aprobarea „Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, 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 și a Ordinului nr.152/24.08.2020 pentru aprobarea regulilor de compensare financiară a resurselor dispecerizabile angajate în scopul redispecerizării sau comercializării în contrapartidă coordonată care nu se bazează pe piață și pentru modificarea unor reguli din domeniul energiei electrice,

- elaborarea documentelor aferente pentru implementarea noului cadru de tranzacționare stabilit prin Ordinul președintelui ANRE nr. 202/11.11.2019 pentru modificarea Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2013;
- elaborarea documentelor aferente pentru implementarea prevederilor Ordinului ANRE nr.213/25.11.2021 pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea - preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui ANRE, cu modificările și completările ulterioare.

4. Activitatea de administrare a Pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică

Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică a funcționat în baza Ordinului ANRE nr. 78/2014 prin care a fost aprobat Regulamentul privind modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și negociere continuă și prin contracte de procesare. Ordinul ANRE nr. 78/2014 a intrat în vigoare și a produs efecte începând cu 01.01.2015. Modul de organizare al pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică (PCCB-LE, PCCB-NC și PCCB-PC) a fost modificat în baza prevederilor Ordinului Nr. 50 din 10 aprilie 2019 privind modificarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 78/2014 pentru aprobarea Regulamentului privind modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și negociere continuă și prin contracte de procesare, publicat în Monitorul Oficial Nr. 344 din 6 mai 2019.

Astfel începând cu 05.06.2019 au devenit aplicabile prevederile ordinului menționat, modificările prevăzute referindu-se la mărirea perioadei în care un participant rămâne suspendat în cazul în care acesta refuză încheierea contractului/prezentării unui contract neconform pentru PCCB-LE sau PCCB-PC, iar pentru PCCB-NC, în cazul refuzului de semnare a contractului/prezentării unui contract neconform la 10 zile calendaristice după plata penalității, la faptul că nu este prevăzută posibilitatea denunțării unilaterale în contractele-cadru și cele standard, la extinderea tipurilor de profiluri de livrare și posibilitatea de a introduce sau elimina de la tranzacționare un profil de livrare zilnic în funcție de cerințele pieței, introducerea entității agregate ca participant.

Conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 64 din 31 martie 2020 iar ulterior ale Ordinului ANRE Nr. 161 din 9 septembrie 2020, PCCB-LE a fost înlocuit de PCCB-LE-flex, devenind aplicabil Regulamentul privind modalitatea de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării. Astfel sunt permise opțiuni privind utilizarea unei formule de ajustare a prețului de atribuire a contractului și/sau variația cantității pe interval de decontare față de valoarea prevăzută în ofertă în limita unui procent de 25 %, respectiv 100% pentru producătorii de energie din surse regenerabile.

4.1. Administrarea Pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică - Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE-flex

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCCB-LE-flex sunt următoarele:

Piața este deschisă participării persoanelor fizice sau juridice care, potrivit legii, pot desfășura activități în sectorul energiei electrice, care se înscriu și respectă Convenția de participare pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică conform căreia contractele sunt atribuite prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării. Începând cu 01.05.2020, pe PCCB-LE-flex se pot înscrie și agregatorii, care sunt participanți la piață implicați în agregare care îndeplinesc funcția definită la art. 2 pct. 43 din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică.

- ✓ Identitatea și intenția de ofertare a participanților la piață este cunoscută de către întreg mediul de afaceri.

- ✓ Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora. Perioada de livrare a produselor tranzacționate este de minim o lună și este nelimitată ca durată maximă. Este obligatorie, utilizarea contractului - cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe PCCB-LE-flex.
- ✓ Sesiunile de licitație sunt organizate în fiecare zi lucrătoare, între orele limită de începere, de luni până joi, 09:00 și 17:00 și vineri, 09:00 și 14:00. Programul de primire oferte inițitoare/ cointițitoare/ modificare de preț este de luni până joi, între orele 08:00 - 15:00 și vineri, între orele 08:00 - 12:00, iar ofertele de răspuns se transmit în termenul precizat în tabelul de anunțuri.
- ✓ Ofertele sunt standardizate din punct de vedere al profilului livrărilor. Ofertele pot propune condiții flexibile care se referă doar la termenele de plată și modalitățile de plată, garanțiile și penalitățile de natură financiară.
- ✓ Prețul de deschidere:
 - Preț minim (Pmin) - în cazul licitațiilor organizate pentru oferte de vânzare publicate;
 - Preț maxim (Pmax) - în cazul licitațiilor organizate pentru oferte de cumpărare publicate.
- ✓ Sesiunile de licitație sunt anunțate în mod transparent pe site-ul OPCOM SA și toate informațiile și documentele specifice sunt supuse consultării publice pentru cel puțin patru zile lucrătoare înainte de data sesiunii de licitație.
- ✓ Față de orice ofertă inițitoare publicată pot fi formulate intenții de ofertare cointițitoare sau de răspuns. Ofertele pot fi retrase cu asumarea prevederilor Procedurii PCCB-LE-flex referitoare la plata sumei penalizatoare.
- ✓ Participarea la sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare a energiei electrice propuse prin documentele publicate în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului cadru și anexelor publicate și prețul stabilit prin sesiunea de licitație. După închiderea sesiunii de licitație, lista ofertanților este publică.
- ✓ Rezultatele sesiunilor de licitație sunt publicate în integralitate și privesc lista participanților care au participat la licitație cu oferte de răspuns inclusiv ofertele acestora, cantitatea tranzacționată, perioada de livrare și prețul de închidere.
- ✓ Până la intrarea în livrare a contractului încheiat, cantitățile de energie electrică contractate urmare tranzacțiilor încheiate prin această modalitate de tranzacționare pot fi propuse spre tranzacționare într-o sesiune de licitație ulterioară.

În cursul anului 2021, din punct de vedere al participării pe PCCB-LE-flex, s-au înregistrat următoarele rezultate:

- ✓ 78 participanți activi din cei 171 înregistrați la sfârșitul anului, cu 1,30% mai mult față de numărul participanților activi în anul 2020, respectiv 77;
- ✓ 4,06 reprezintă numărul mediu de participanți respondenți pe sesiune, cu 40,48% mai mult decât numărul mediu al participanților respondenți în anul 2020, respectiv 2,89.

Din punctul de vedere al ofertelor inițitoare/cointițitoare situația în anul 2021, comparativ cu anul 2020 se prezintă astfel:

- au fost publicate 1.699 oferte, cu 377 oferte mai puține (scădere cu 18,16%) față de anul 2020;
- au fost organizate 1.479 sesiuni de licitație, cu 521 sesiuni de licitație mai puține (scădere cu 26,05%) față de anul precedent;
- au fost atribuite și finalizate prin semnarea contractelor aferente 677 sesiuni de licitație, cu 137 mai multe (creștere cu 25,37%) față de anul 2020;
- au fost atribuite 685 contracte, cu 127 mai multe (creștere cu 22,76%) față de anul 2020;
- au fost anulate sesiunile de licitație pentru 1.010 oferte, cu 516 oferte mai puține (scădere cu 33,81%) față de anul anterior;

În continuare sunt prezentate date agregate privind rezultatele înregistrate pentru anul 2021 comparativ cu anul 2020:

- ✓ Ofertele inițiatore/coinițiatore publicate au totalizat 86.498 GWh, cu 21,21% mai mult față de ofertele publicate în anul 2020, care au totalizat 71.364 GWh;
- ✓ Contractele atribuite au însumat cantitatea de 27.312,37* GWh, cu 39,11% mai mult față de cantitatea tranzacționată în anul precedent care a totalizat 19.634,32 GWh;
- ✓ Cantitatea de energie electrică de 27.312,37 GWh tranzacționată și contractată în anul 2021 este destinată livrărilor, după cum urmează:
 - 2.361,83 GWh pentru livrare în anul 2021,
 - 16.174,99 GWh pentru livrare în anul 2022,
 - 5.840,36 GWh pentru livrare în anul 2023,
 - 2.935,19 GWh pentru livrare în anul 2024-2027;

**Notă: Au fost luate în considerare contractele reziliate și încetate cu acordul părților notificate și publicate pe website, ai căror indicatori au fost actualizați până la data de 31 decembrie a anului pentru care se face raportarea, conform metodologiei de calcul a indicatorilor specifici publicații de OPCOM SA.*
- ✓ Cantitatea tranzacționată în anul 2021 a reprezentat 47,68% din consumul intern comparativ cu cota de 35,95% aferentă cantităților contractate în anul 2020;
- ✓ Volumul maxim lunar tranzacționat în anul 2021 a fost de 7.830,42 GWh și s-a înregistrat în luna martie;
- ✓ Prețul mediu ponderat corespunzător cantităților contractate în anul 2021 a fost de 439,99 lei/MWh (89,42 euro/MWh), cu 71,76 % mai mare decât prețul mediu ponderat de 256,17 lei/MWh (52,96 euro/MWh) aferent contractelor încheiate în anul 2020;
- ✓ Valoarea contractelor încheiate în anul 2021 a fost de 12.017,14 mil.lei (2.442,31 mil.euro) cu 138,92% mai mult decât valoarea corespunzătoare contractelor încheiate în anul 2020 și anume 5.029,71 mil.lei (1.039,82 mil.euro).
- ✓ Cantitatea de energie electrică tranzacționată pentru a fi livrată în anul 2021, în baza contractelor încheiate, a avut valoarea 21.001,81 GWh* și a fost mai mare cu 31,69% față de cantitatea de 15.947,61 GWh tranzacționată pentru a fi livrată în 2020;

**Notă: Au fost luate în considerare contractele reziliate și încetate cu acordul părților notificate și publicate pe website, ai căror indicatori au fost actualizați până la data de 31 decembrie a anului pentru care se face raportarea, conform metodologiei de calcul a indicatorilor specifici publicații de OPCOM SA.*
- ✓ Cantitatea tranzacționată (începând cu anul 2015) pentru a fi livrată în anul 2021 a reprezentat 36,66% din consumul intern, comparativ cu cota de 29,17% aferentă livrărilor contractate pentru anul 2020;
- ✓ Prețul mediu ponderat corespunzător cantităților tranzacționate pe PCCB-LE și PCCB-LE-flex pentru a fi livrate în anul 2021 a fost de 260,72 lei/MWh (52,99 euro/MWh), cu 1,96% mai mare decât prețul mediu ponderat de 255,70 lei/MWh (52,83 euro/MWh) aferent livrărilor contractate pentru anul 2020;
- ✓ Valoarea anuală a livrărilor contractate pentru anul 2021 a fost de 5.475,57 mil.lei (1.112,83 mil.euro) comparativ cu valoarea corespunzătoare pentru anul 2020 și anume 4.073,58 mil.lei (842,15 mil.euro).

4.2. Administrarea Pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică - Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCCB-NC sunt următoarele:

- ✓ Piața este deschisă participării persoanelor fizice sau juridice care, potrivit legii, pot desfășura activități în sectorul energiei electrice titularilor care se înscriu și respectă Convenția de participare la Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică conform căreia contractele sunt atribuite prin negociere continuă.
- ✓ Tranzacționarea se realizează on-line, de la terminalele participanților înscriși la piață, cu respectarea calendarului de tranzacționare publicat.

- ✓ Sesiunile de tranzacționare sunt organizate în fiecare zi lucrătoare, între orele 12:00-14:00.
- ✓ Identitatea Participanților la tranzacționare este anonimă pe toată durata sesiunii de tranzacționare, iar ecranul sistemului de tranzacționare este accesibil în timp real pe pagina web a OPCOM SA.
- ✓ Ofertele sunt standardizate din punct de vedere al puterii ofertate, profilului zilnic al livrărilor și perioadelor de livrare, iar putere medie orară/pe interval de decontare pe contract a devenit 0,1 MW.
- ✓ Este obligatorie utilizarea contractului standard, conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 78/14.08.2014, cu modificările ulterioare.
- ✓ După încheierea sesiunii de tranzacționare Operatorul Pieței publice rezultatele licitației, respectiv: caracteristicile produsului tranzacționat, numărul de contracte tranzacționate, prețul de atribuire a tranzacției, numele vânzătorului și cumpărătorului.
- ✓ Până la intrarea în livrare a contractului încheiat, cantitățile de energie electrică contractate urmare tranzacțiilor încheiate pe această piață pot fi tranzacționate într-o sesiune de tranzacționare ulterioară.

În cursul anului 2021, din punct de vedere al participării pe Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică - modalitatea de tranzacționare PCCB-NC s-au înregistrat următoarele rezultate:

- au fost înregistrați 190 participanți la sfârșitul anului;
- 111 au fost participanți activi.

În continuare se prezintă funcționarea acestei modalități de tranzacționare în cursul anului 2021 comparativ cu anul 2020:

- ✓ Cantitatea tranzacționată în anul 2021, în urma sesiunilor de licitație organizate, a reprezentat o scădere de 61% față de cantitatea de 8.963,03 GWh tranzacționată în anul 2020, respectiv a totalizat cantitatea de 3.527,19 GWh, din care:
 - 1.240,510 GWh pentru livrare în anul 2021,
 - 1.905,806 GWh pentru livrare în anul 2022, și
 - 122,64 GWh pentru livrare în anul 2023;
 - 258,238 GWh reprezintă cantitatea contractelor neintrate în efectivitate (reziliate, care au încetat cu acordul părților sau nesemnate de către una dintre părți).
- ✓ Cantitatea tranzacționată în anul 2021 a reprezentat 6,16% din consumul intern, comparativ cu cota de 16,41% aferentă cantităților tranzacționate în anul 2020;
- ✓ Numărul maxim lunar de contracte tranzacționate în anul 2021 a fost de 4.443 și s-a înregistrat în luna iunie;
- ✓ Volumul maxim lunar tranzacționat în anul 2021, a fost de 506,30 GWh și s-a înregistrat în luna iunie;
- ✓ Prețul mediu ponderat corespunzător cantităților contractate în anul 2021 a fost de 460,68 lei/MWh (93,63 euro/MWh), față de prețul mediu ponderat de 249,69 lei/MWh (51,62 euro/MWh), aferent contractelor încheiate în anul 2020;
- ✓ Cantitatea tranzacționată cu livrare în anul 2021 a fost de 6.655,01 GWh, cu 27,21% mai mică decât cantitatea de 9.143,53 GWh livrată în 2020;
- ✓ Cantitatea livrată în anul 2021 a reprezentat 11,62% din consumul intern, comparativ cu cota de 16,74% aferentă livrărilor din anul precedent;
- ✓ Prețul mediu ponderat corespunzător cantităților tranzacționate pentru a fi livrate în anul 2021 a fost de 287,77 lei/MWh (58,49 euro/MWh), față de prețul mediu ponderat de 266,66/MWh (55,13 euro/MWh), aferent livrărilor contractate pentru anul 2020;
- ✓ Valoarea anuală a livrărilor contractate în anul 2021 a fost de 1.915,13 mil. lei (389,222 mil. euro), față de valoarea corespunzătoare livrărilor contractate pentru anul 2020 în sumă de 2.438,23 mil. lei (504,069 mil. euro).

4.3. Administrarea Pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică - Modalitatea de tranzacționare a contractelor de procesare a combustibilului (PCCB-PC)

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCCB-PC sunt următoarele:

- ✓ Piața este deschisă participării titularilor de licență de furnizare de energie electrică și către titularii de licență de exploatare comercială a capacităților de producere a energiei electrice care se înscriu și respectă Convenția de participare la Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică modalitatea de tranzacționare PCCB-PC.
- ✓ Încheierea contractelor de procesare a combustibilului are loc în situații de criza pe piața de energie electrică.
- ✓ Identitatea și intenția de ofertare a participanților la piață este cunoscută de către întreg mediul de afaceri.
- ✓ Ofertele inițiatore pot fi propuse doar de către titularii de licență de furnizare de energie electrică, iar ofertele de răspuns pot fi depuse doar de către titularii de licența de exploatare comercială a capacităților de producere a energiei electrice.
- ✓ Perioada de livrare nu poate fi mai mare decât durata situației de criză pe piața de energie electrică.
- ✓ Prețul de deschidere: cel mai mare preț echivalent al energiei electrice rezultate în urma procesării pe care inițiatorul este dispus să îl plătească.
- ✓ Față de orice ofertă inițiatore publicată poate fi formulată o intenție de răspuns. Ofertele pot fi retrase cu asumarea prevederilor Procedurii PCCB-PC referitoare la plata sumei penalizatoare.
- ✓ Este obligatorie utilizarea contractului cadru de procesare a combustibilului pe PCCB-PC conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 78/14.08.2014, cu modificările ulterioare.
- ✓ După închiderea sesiunii de licitație, lista ofertanților este publică.

Până în prezent, pe această piață s-a înregistrat un singur participant, care s-a retras pe parcursul anului 2017.

5. Administrarea Pieței centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi - Modalitatea PCE-ESRE-CV

Piața Centralizată pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi - Modalitatea PCE-ESRE-CV funcționează în baza Ordinului Președintelui ANRE nr.160 din 10.07.2019 pentru aprobarea Regulamentului privind funcționarea pieței centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi, publicat în Monitorul Oficial Nr. 582 din 16 iulie 2019, cu modificările ulterioare.

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCE-ESRE-CV sunt următoarele:

- ✓ Este permisă înregistrarea la această piață în calitate de vânzători a titularilor de licență de producere de energie electrică din surse regenerabile de energie care beneficiază sau au beneficiat de sistemul de promovare prin certificate verzi, inclusiv persoanelor 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, iar în calitate de cumpărători pot participa furnizorii de energie electrică și 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.
- ✓ Intenția de ofertare a participanților la piață este publică, dar identitatea acestora este anonimă până la momentul încheierii sesiunii de tranzacționare pe PCE-ESRE-CV.
- ✓ Pentru fiecare MWh de energie electrică din surse regenerabile ofertat/tranzacționat pe PCE-ESRE-CV, participantul la piață inițiator stabilește numărul întreg de CV asociate, tranzacționate la prețul pieței spot de CV stabilit în ultima sesiune de tranzacționare.

- ✓ Produsele tranzacționate sunt definite de către participanții inițiatori care stabilesc condițiile ofertelor și contractelor asociate acestora. Perioada de livrare a produselor tranzacționate este de minim o lună și este nelimitată ca durată maximă. Este obligatorie utilizarea contractului - cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice și a certificatelor verzi aplicabil pe PCE-ESRE-CV.
- ✓ Prețul de deschidere:
 - Preț minim (Pmin) - în cazul licitațiilor organizate pentru oferte de vânzare publicate;
 - Preț maxim (Pmax) - în cazul licitațiilor organizate pentru oferte de cumpărare publicate.
- ✓ Sesiunile de licitație sunt organizate în fiecare zi lucrătoare, între orele limită de începere, de luni până joi, 09:00 și 17:00 și vineri, 09:00 și 14:00. Programul de primire oferte inițiator/coințiator/modificare de preț este de luni până joi, între orele 08:00 - 15:00 și vineri, între orele 08:00 - 12:00, iar ofertele de răspuns se transmit în termenul precizat în tabelul de anunțuri.
- ✓ Ofertele sunt standardizate din punct de vedere al profilului livrărilor, existând posibilitatea ca inițiatorul să propună un profil de livrare, altul decât cele standardizate. Ofertele pot propune condiții flexibile care se referă doar la termenele de plată și modalitățile de plată, garanțiile și penalitățile de natură financiară.
- ✓ Inițiatorul poate propune formulă de ajustare a prețului energiei electrice de atribuire a contractului/contractelor (prețul de închidere a licitației), formula de ajustare fiind necesar să definită pe baza unor indicatori publici din domeniul energiei și modalitatea de aplicare a acesteia începând cu prima zi de livrare.
- ✓ Sesiunile de licitație sunt anunțate în mod transparent pe site-ul OPCOM SA și toate informațiile și documentele specifice sunt supuse consultării publice pentru cel puțin patru zile lucrătoare înainte de data sesiunii de licitație.
- ✓ Față de orice ofertă inițiator publicată pot fi formulate intenții de ofertare coințiator sau de răspuns. Ofertele pot fi retrase cu asumarea prevederilor Procedurii PCE-ESRE-CV referitoare la plata sumei penalizatoare.
- ✓ Participarea la sesiunile de licitație presupune asumarea fermă a condițiilor de vânzare/cumpărare a energiei electrice și a numărului de CV asociat propuse prin documentele transmise în vederea organizării sesiunii de licitație. În acest sens contractele semnate în urma atribuirii unei oferte trebuie să respecte întocmai forma și conținutul contractului cadru și anexelor publicate și prețul stabilit prin sesiunea de licitație pentru energie electrică. Prețul CV aplicabil pentru CV tranzacționate este prețul stabilit în ultima sesiune de tranzacționare încheiată pe Piața Centralizată Anonimă Spot de Certificate Verzi, anterior orei de desfășurare a sesiunii de licitație pe PCE-ESRE-CV. După închiderea sesiunii de licitație, lista ofertanților este publică.
- ✓ Rezultatele sesiunilor de licitație sunt publicate în integralitate și privesc lista participanților care au participat la licitație cu oferte inițiator/coințiator/de răspuns, inclusiv ofertele acestora, cantitatea tranzacționată, numărul de CV tranzacționat, precum și perioada de livrare și prețul de închidere pentru energie și prețul aplicabil pentru CV.

Pe parcursul anului 2021, din punct de vedere al participării pe PCE-ESRE-CV, s-au înregistrat următoarele rezultate:

- ✓ 73 de participanți activi (49 vânzători și 24 cumpărători) din cei 156 înregistrați, cu 18,89% mai puțin decât în 2020, când au fost 90;
- ✓ 1,23 reprezintă numărul mediu de participanți respondenți pe sesiune, cu 2,38% mai puțin decât în 2020, respectiv 1,26;

Din punct de vedere al cantităților de energie electrică ofertate și tranzacționate, realizările din anul 2021 comparativ cu anul 2020 se prezintă astfel:

- ✓ Ofertele inițiator/coințiator publicate au totalizat 3.670,37 GWh energie electrică cu 4,72% mai mult decât ofertele publicate în anul 2020, care au totalizat 3.504,8 GWh, acestora atașându-li-se 11.120.219 de CV, cu 1.671.202 mai mult decât cele atașate ofertelor publicate în anul 2020;

- ✓ Contractele atribuite au însumat cantitatea de 753,16 GWh energie electrică cu 23,73% mai puțin față de cantitatea tranzacționată în anul precedent, care a totalizat 987,46 GWh, acestora atașându-li-se 2.148.380 CV, cu 519.607 mai puțin decât cele atașate ofertelor tranzacționate în anul 2020;
- ✓ La această piață s-au înregistrat tranzacții încheiate de entitate agregată, în număr de 5, însumând o cantitate de energie electrică de 33,435 GWh, cu 40,29% mai mult comparativ cu anul 2020 când s-a tranzacționat o cantitate de 23,832 GWh;
- ✓ Cantitatea de energie electrică de 753,16 GWh tranzacționată și contractată în anul 2021 este destinată livrărilor, după cum urmează:
 - 377,646 GWh pentru livrare în anul 2021,
 - 375,518 GWh pentru livrare în anul 2022;
- ✓ Volumul maxim lunar tranzacționat în anul 2021, a fost de 277,761 GWh și s-a înregistrat în luna martie;
- ✓ Prețul mediu ponderat corespunzător cantităților contractate în anul 2021 a fost de 287,44 lei/MWh (58,42 euro/MWh), cu 42,57% mai mare decât prețul mediu ponderat de 201,62 lei/MWh (41,68 euro/MWh) aferent contractelor încheiate în anul 2020;
- ✓ Valoarea contractelor pentru energie electrică încheiate în anul 2021 a fost de 216,49 mil. lei (44 mil.euro) cu 8,74% mai mult decât valoarea corespunzătoare contractelor încheiate în anul 2020 și anume de 199,09 mil.lei (41,16 mil.euro);
- ✓ Cantitatea de energie electrică tranzacționată pentru a fi livrată în anul 2021, în baza contractelor încheiate, a avut valoarea 1.096,397 GWh și a fost mai mare cu 198,17%, comparativ cu cantitatea cu livrare în 2020 când a fost de 367,706 GWh;
- ✓ Cantitatea tranzacționată pentru a fi livrată în anul 2021 a reprezentat 1,91% din consumul intern, comparativ cu cota de 0,67% aferentă livrărilor contractate pentru anul 2020;
- ✓ Prețul mediu ponderat corespunzător cantităților tranzacționate pe PCE-ESRE-CV pentru a fi livrate în anul 2021 a fost de 218,03 lei/MWh (44,31 euro/MWh), cu 9,92% mai mare decât prețul mediu ponderat de 198,36 lei/MWh (41 euro/MWh) aferent livrărilor contractate pentru anul 2020;
- ✓ Valoarea anuală a livrărilor contractate pentru anul 2021 a fost de 239,05 mil.lei (48,58 mil.euro) comparativ cu valoarea corespunzătoare pentru anul 2020 și anume 72,94 mil.lei (15,79 mil.euro);
- ✓ Numărul de CV tranzacționate în 2021 prin intermediul PCE-ESRE-CV este 2.148.380.

6. Activitatea de administrare a Pieței Centralizate pentru Serviciul Universal (PCSU)

Piata centralizata pentru serviciul universal (PCSU) a fost administrata si a functionat in baza Ordinului ANRE nr. 27/31.01.2018 pentru aprobarea Regulamentului de organizare si desfasurare a licitatiilor pe piata centralizata pentru serviciul universal, cu modificările ulterioare, și în baza Procedurii operationale de desfasurare a licitatiilor pe piata centralizata pentru serviciul universal.

Participarea la Piața centralizată pentru serviciul universal este voluntară inclusiv pentru furnizorii de ultimă instanță.

Este obligatorie utilizarea contractului-cadru de vanzare/cumparare a energiei electrice tranzactionate pe piata centralizata pentru serviciul universal.

In vederea administrarii acestei pietei s-au desfasurat in principal urmatoarele activitati:

- ✓ Actualizarea si pastrarea "Registrului de Tranzactionare" pe PCSU;
- ✓ Suspendarea/retragerea/revocarea participantilor la PCSU;
- ✓ Configurarea si gestionarea participantilor in platforma informatica a PCSU;
- ✓ Asistenta, consultanta si pregatirea participantilor in conformitate cu reglementarile in vigoare privind organizarea si functionarea PCSU;
- ✓ Administrarea platformei informatice utilizata pentru desfasurarea sesiunilor de licitatie pe PCSU;
- ✓ Programarea si organizarea sesiunilor de licitatie in sistem online, in conformitate cu prevederile cadrului de reglementare specific PCSU in vigoare;

- ✓ Stabilirea calendarului sesiunilor de licitații și a prețurilor de deschidere pentru fiecare produs tranzacționat în cadrul sesiunilor de licitații;
- ✓ Notificarea participanților care au încheiat tranzacții prin transmiterea formularelor de confirmare a tranzacțiilor în vederea încheierii contractului standard;
- ✓ Verificarea conformității contractului semnat cu cel standard;
- ✓ Intocmirea de rapoarte referitoare la funcționarea PCSU, în conformitate cu cerințele ANRE, a Serviciului Supraveghere Funcționare Piete Administrate, precum și a altor instituții abilitate;
- ✓ Aplicarea, în situațiile în care se impune, a procedurilor de urgență pentru administrarea platformelor de tranzacționare din administrare.

La începutul anului 2021 la Piața centralizată pentru serviciul universal se înregistrează un număr de 16 participanți, 1 s-a înregistrat la piață în cursul anului și astfel la data de 31.12.2021 numărul participanților la Piața centralizată pentru serviciul universal a fost de 17 societăți, 5 înregistrați în calitate de cumpărători prin licitație (furnizori de ultimă instanță) și 12 înregistrați în calitate de participanți la licitație (vânzători).

În cadrul acestei piețe, tranzacțiile încheiate sunt bazate pe oferte pentru produse standard stabilite prin Ordinul ANRE nr. 27/2018 cu modificările ulterioare, pentru fiecare sesiune de licitație, caracterizate prin:

- ✓ putere medie orară/pe interval de decontare pe contract: un multiplu de 1 MW;
- ✓ profilul zilnic al livrarilor: banda, varf1 și varf2 de sarcină (pentru produsele cu livrare anuală se definește un singur produs de tranzacționare la varf);
- ✓ durata livrării: un an (1 iulie – 30 iunie), un semestru calendaristic, un trimestru calendaristic, o lună calendaristică;

Funcționarea PCSU poate fi cuantificată pe baza următoarelor date sintetice:

- ✓ 12 sesiuni de licitație organizate;
- ✓ în anul 2021 nu au fost încheiate tranzacții;
- ✓ un singur furnizor de ultimă instanță a participat cu oferte la sesiuni de licitație;
- ✓ un singur participant vânzător a participat cu oferte la sesiuni de licitație.

7. Activitatea de administrare a Pieței de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC)

Piața de energie electrică pentru clienții finali mari a fost lansată în baza Ordinului președintelui ANRE nr. 55/21.12.2012 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari, cu modificările ulterioare.

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PMC sunt următoarele:

- ✓ În poziția de cumpărători de energie electrică se pot înscrie doar clienții finali mari care achiziționează energia electrică numai pentru consumul propriu (consumatori cu un consum anual mai mare de 70.000 MWh), fiind interzisă revânzarea energiei electrice achiziționate de către clienții finali mari pe această piață cu excepția revânzării către afiliați pentru consumul propriu al acestora.
- ✓ Pentru atribuirea contractelor de vânzare-cumpărare pe această piață, procedura prevede 2 etape: etapa de negociere publică ce se realizează în vederea consultării publice asupra elementelor din oferta inițiatoare supuse discuției în cadrul etapei de negociere publică (ENP) și licitația propriu-zisă care are loc prin intermediul platformei electronice specifice.

Pe această piață s-au înregistrat 2 participanți, iar unul dintre aceștia s-a retras pe parcursul anului 2017. În decursul anului 2021 nu a fost transmisă nicio ofertă inițiatoare.

8. Activitatea de administrare a Pieței centralizate destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare (PCTL)

- ✓ Piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare (PCTL) a fost lansată în baza Ordinului Nr. 129 din 24 iunie 2020, cu modificările ulterioare, pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe

piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare și a devenit operațională începând cu 01.09.2020. Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PCTL sunt următoarele: Identitatea și condițiile inițiale ale ofertei și contractului supus dialogului competitiv sunt aduse la cunoștința întregului mediu de afaceri în vederea maximizării rezultatelor negocierilor în vederea stabilirii condițiilor finale ale contractului și prețului de deschidere în sesiunea de atribuire a ofertei finale;

- ✓ Mecanismul presupune publicarea ofertei inițiale inițitoare, etapa de preselecție, etapa de dialog competitiv și etapa de licitare (tranzacționare în sistem online);
- ✓ Contractul este propus în integralitate de participantul inițiator;
- ✓ Termenele de derulare a etapelor sesiunii de tranzacționare sunt de asemenea propuse de către participantul inițiator în vederea optimizării procesului de negociere derulat de către participantul la piață investitor atât cu părțile interesate în atribuirea contractului cât și cu potențialii finanțatori;
- ✓ Durata livrării energiei electrice trebuie să fie de minim un (1) an calendaristic.

Pe această piață nu s-a înregistrat încă niciun participant.

9. Activitatea de administrare a Pieței centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC)

Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC) a fost lansată în baza Ordinului ANRE nr. 49/12.07.2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare a contractelor bilaterale de energie electrică și modificat prin Ordinele președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 151/01.10.2015, 23/23.01.2018, 178/13.08.2019, 65/31.03.2020 și 27/31.03.2021.

Piața a fost lansată în funcționare operațională în 03.03.2014.

Mecanismul de piață implementat se bazează pe principiile tranzacționării continue și se realizează online, de la terminalele participanților înscrși la piață.

Ofertele sunt standardizate din punctul de vedere al puterii ofertate, profilului zilnic al livrărilor și perioadelor de livrare, respectiv oferte pentru livrare în bandă (oferte la putere medie orară constantă pe perioada de livrare) (00:00 – 24:00 CET), oferte pentru livrare în ore de vârf de sarcină (de Luni până Vineri de la ora 06:00 – 22:00 CET), oferte pentru livrare în ore de gol de sarcină (de Luni până Vineri 00:00 – 06:00 CET și 22:00 – 24:00 CET și Sâmbătă – Duminică 00:00 – 24:00 CET) și pentru perioade subsecvente de 1 an, 1 semestru, 1 trimestru, 1 lună, 1 săptămână, 1 week-end și 1 zi.

În fiecare zi de tranzacționare sunt puse la dispoziția participanților la piață un număr de 29 de produse specifice pentru perioade de livrare standard succesive, respectiv un număr total de 81 de instrumente de tranzacționare, după cum urmează:

- 6 produse zilnice cu câte șase instrumente specifice pentru livrare în bandă, în orele de vârf de sarcină și în orele de gol de sarcină;
- 3 produse de week-end pentru livrare în bandă;
- 4 produse săptămânale, cu câte patru instrumente specifice pentru livrare în bandă, în orele de vârf de sarcină și în orele de gol de sarcină;
- 7 produse lunare, cu câte trei instrumente specifice pentru livrare în bandă, în orele de vârf de sarcină și în orele de gol de sarcină;
- 5 produse trimestriale, cu câte trei instrumente specifice pentru livrare în bandă, în orele de vârf de sarcină și în orele de gol de sarcină;
- 2 produse semestriale, cu câte trei instrumente specifice pentru livrare în bandă, în orele de vârf de sarcină și în orele de gol de sarcină;
- 2 produse anuale, de asemenea cu câte trei instrumente specifice pentru livrare în bandă, în orele de vârf de sarcină și în orele de gol de sarcină.

Participarea la PC-OTC este condiționată de stabilirea listelor de eligibilitate notificate de fiecare participant la piață.

În conformitate cu Ordinul ANRE nr. 151/01.10.2015 privind modificarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 49/2013, începând cu 01.01.2016 listele de eligibilitate trebuie să prevadă un număr minim de 8 contrapărți eligibile ca potențiali parteneri contractuali.

Modificarea prin Ordinul ANRE nr. 23/23.01.2018 a Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 49/2013, aduce următoarele îmbunătățiri privind cadrul operațional aplicabil PC-OTC:

- trecerea la ore CET (Articolul 7, punctul 1, litera c);
- perioada de timp alocată participanților la piață pentru solicitarea anulării unei tranzacții, de 15 minute de la momentul realizării tranzacției (Articolul 10, punctul 3);
- automatizarea procesului de transmitere a formularelor de confirmare tranzacții (Articolul 4, litera c);
- posibilitatea diversificării produselor supuse tranzacționării cu definirea acestora în cadrul procedurii operaționale specifice (Articolul 7, punctul 2);
- Eliminarea prevederii referitoare la transmiterea contractelor EFET către ANRE (Articolul 7, punctul 1, litera d).

Modificarea prin Ordinul ANRE nr. 178/13.08.2019 a Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 49/201, introduce conceptul de entitate agregată ce reprezintă rezultatul asocierii dintre doi sau mai mulți producători de energie electrică din surse regenerabile, în vederea participării împreună la piața concurențială, conform prevederilor Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Modificarea prin Ordinul ANRE nr. 65/31.03.2020 a Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 49/2013, introduce o nouă definiție a participantului la piață, în înțelesul art. 2 pct. 25 din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului european și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică. Astfel „participant la piață” înseamnă o persoană fizică sau juridică, care cumpără, vinde sau produce energie electrică, care este implicat în agregare sau care este un operator de consum dispecerizabil sau de servicii de stocare a energiei, inclusiv prin plasarea de ordine de tranzacționare pe una sau mai multe piețe de energie electrică, inclusiv pe piețele de echilibrare a energiei. De asemenea este definită noțiunea de „agregare” ca fiind o funcție îndeplinită de o persoană fizică sau juridică care combină sarcinile mai multor clienți sau energia electrică produsă de mai multe surse în vederea vânzării, a cumpărării sau a licitării pe orice piață de energie electrică.

În conformitate cu Ordinul ANRE nr. 27 din 31 martie 2021 privind modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei a fost actualizat cadrul de reglementare aplicabil PC-OTC prin înlocuirea termenilor „putere medie orară” și „cantitate orară” cu termenii „putere medie pe interval de decontare” și „cantitate pe interval de decontare”. De asemenea, prin Ordin s-a stabilit ca durata intervalului de decontare să fie de 15 minute începând cu data de 01.07.2021, iar până la această dată de o oră.

Tranzacțiile încheiate pe această piață sunt subscrise contractelor bilaterale agreeate înainte de participarea la tranzacționare, încheiate în baza contractului standard EFET. Pentru o perioadă tranzitorie de 6 luni au fost acceptate, conform cadrului de reglementare aprobat de către ANRE, contracte agreeate de vânzare-cumpărare a energiei electrice atât de tip EFET cât și non EFET.

După încheierea sesiunii de licitație OPCOM SA publică pe pagina sa web date privind: cantitățile tranzacționate și prețurile de atribuire aferente, informații complete aferente tranzacțiilor la care prețul de închidere a variat cu cel puțin 10% față de prețul de referință, dacă aceasta a fost prima tranzacție în cursul zilei curente, sau față de prețul tranzacției precedente din ziua curentă, informații aferente tranzacțiilor pentru care cantitatea este de peste 50 MW/produs.

Participanții la PC-OTC introduc ofertele proprii de vânzare/cumpărare conform programului de tranzacționare și calendarului de tranzacționare. Pe toată durata sesiunii de tranzacționare, participanții pot introduce, modifica, suspenda/activa și/sau anula ofertele de vânzare/cumpărare precum și să vizualizeze toate ofertele existente în piață. Dacă partenerii eligibili introduc în piață oferte care îndeplinesc condiția de compatibilitate – prețul de cumpărare mai mare, cel puțin egal cu prețul de vânzare, respectiv prețul de vânzare mai mic, cel mult egal cu prețul de cumpărare, sunt corelate printr-un proces automat derulat de platforma de tranzacționare, în timp real. Dacă ofertele îndeplinesc condiția de compatibilitate dar sunt introduse în piață de participanți la piață alții decât partenerii eligibili, platforma va rezerva automat ordinele și administratorul platformei va desfășura activitățile prevăzute în procedurile operaționale pentru modul de intermediere a tranzacțiilor.

În vederea administrării acestei piețe se desfășoară în principal următoarele activități:

- ✓ Întocmirea, actualizarea și păstrarea Registrului cu datele necesare menținerii legăturii cu administratorii Pieței centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică;
- ✓ Configurarea și gestionarea participanților la PC-OTC în aplicația Trayport specifică;
- ✓ Primirea și verificarea a contractelor EFET;
- ✓ Primirea, gestionarea și configurarea în aplicația specifică a listelor de eligibilitate transmise de către participanții la PC-OTC;
- ✓ Asistență, consultanță și pregătirea participanților în conformitate cu reglementările în vigoare privind organizarea și funcționarea PC-OTC;
- ✓ Administrarea platformei de tranzacționare utilizată pentru desfășurarea sesiunilor de licitație pe PC-OTC;
- ✓ Organizarea sesiunilor în sistem online, pentru ofertele de vânzare/cumpărare introduse de către participanții la piață conform cadrului de reglementare specific PC-OTC în vigoare;
- ✓ Notificarea participanților la PC-OTC care au încheiat tranzacții prin transmiterea în format electronic a formularelor de confirmare a tranzacțiilor în vederea subscrierii/includerii tranzacțiilor confirmate la contractele agreeate;
- ✓ Analiza și soluționarea contestațiilor transmise de participanții la sesiunile de tranzacționare;
- ✓ Aplicarea, în situațiile în care se impune, a procedurilor de urgență pentru administrarea platformelor de tranzacționare din administrare.

În cursul anului 2021 numărul maxim al participanților înregistrați la Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică a fost 103 dintre care s-au retras 14 participanți, iar 3 participanți a fost revocați, astfel la data de 31.12.2021 numărul participanților înregistrați a fost de 86 de societăți.

În cadrul acestei piețe, prin intermediul platformei electronice specifice sunt încheiate tranzacții bazate pe oferte standardizate, caracterizate prin:

- putere minimă pe interval de decontare oferită spre tranzacționare: 1MW. Puterea pe interval de decontare oferită spre tranzacționare trebuie să fie un multiplu de 1 MW;
- profil zilnic al livrărilor: bandă/vârf de sarcină/gol de sarcină;
- durata livrării: o zi, un weekend, o săptămână, o lună, un trimestru, un semestru, un an - clar definită ca dată de începere și finalizare a livrării;

Participarea la PC-OTC este condiționată de stabilirea listelor de eligibilitate notificate de fiecare participant la piață. Listele de eligibilitate trebuie să conțină un număr minim de 8 contrapărți eligibile ca potențiali parteneri contractuali cu limite de creditare diferite de 0.

Tranzacțiile încheiate pe această piață sunt subscrise contractelor standard EFET agreeate înainte de participarea la tranzacționare.

Până la data de 31 decembrie 2021, pe PC-OTC au fost activi 66 participanți a caror activitate poate fi cuantificată pe baza următoarelor date sintetice:

- ✓ 62 participanți au încheiat tranzacții;
- ✓ 3947 tranzacții încheiate;
- ✓ Cantitate totală tranzacționată 26.517.207 MWh;

- ✓ Cantitatea tranzacționată pentru a fi livrată în 2021 de 31.411.112 MWh a reprezentat 54,83 % din consumul intern;
- ✓ Cantitatea tranzacționată pentru a fi livrată în 2022 de 16.656.588 MWh a reprezentat 29,08 % din consumul intern;
- ✓ Cantitatea tranzacționată pentru a fi livrată în 2023 de 1.016.160 MWh a reprezentat 1,77 % din consumul intern;
- ✓ Preț mediu ponderat [Lei/MWh]: 470,37
- ✓ Valoare tranzacții [Lei]: 12.472.786.895,20

În perioada de analiză 1 ianuarie - 31 decembrie 2021, un număr de 120 tranzacții din cele 3.947 tranzacții încheiate, au fost introduse în sistemul de tranzacționare de către administratorii PC-OTC urmare celor 60 de situații de intermediere acceptate de participanții la piață. Cantitatea aferentă tranzacțiilor încheiate prin intermediere (897.252 MWh) a reprezentat 3,38 % din cantitatea totală tranzacționată (26.517.207 MWh).

În continuare se prezintă funcționarea PC-OTC în cursul anului 2021 comparativ cu anul 2020:

- ✓ Cantitatea tranzacționată în anul 2021 a prezentat o scădere cu 25,54 % față de cantitatea de 35.611.349 MWh tranzacționată în anul 2020;
- ✓ Volumul maxim lunar tranzacționat în anul 2021, a fost de 3.240.909 MWh și s-a înregistrat în luna iulie comparativ cu volumul maxim lunar înregistrat în 2020 de 5.651.237 MWh aferent lunii noiembrie;
- ✓ Numărul situațiilor de intermediere acceptate în anul 2021 a fost de 60 (897.252 MWh) în scădere față de numărul de 102 (888.128 MWh) situații acceptate în anul 2020.
- ✓ Prețul mediu ponderat corespunzător cantităților tranzacționate în anul 2021 a fost de 470,37 lei/MWh, în creștere față de prețul mediu ponderat de 236,05 lei/MWh, aferent tranzacțiilor încheiate în anul 2020;
- ✓ Cantitatea tranzacționată cu livrare în anul 2021 a fost de 31.411.112 MWh, în timp ce în 2020 cantitatea livrată a fost de 25.463.403 MWh;
- ✓ Cantitatea livrată în anul 2021 a reprezentat 54,83 % din consumul intern, comparativ cu cota de 46,62 % aferentă livrărilor din anul precedent.

10. Activitatea de administrare a Pieței pentru Ziua Următoare

Începând cu 19.11.2014, Piața pentru Ziua Următoare (PZU) din România a funcționat în regim cuplat cu piețele spot din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria prin mecanismul de cuplare prin preț, proiect cunoscut ca 4M MC. Regulile PZU au fost prevăzute în cadrul „Regulamentului de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor”, aprobat prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 82/2014, cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul cuplării celor patru piețe pentru ziua următoare, serviciul zilnic de cuplare a fost asigurat de fiecare bursă în parte pe principiul rotațional, fie individual dacă bursa deține activele PCR, fie printr-un furnizor de servicii având activele PCR. OPCOM ca deținător al activelor PCR a asigurat rolul de Coordonator al cuplării încă din 17 ianuarie 2017.

Din data de 17.06.2021 (prima zi de tranzacționare pentru 18.06.2021 prima zi de livrare) OPCOM funcționează ca OPEED pentru PZU în cadrul cooperării Interim Coupling (Proiectul DE-AT-PL-4M MC) și din 27.10.2021 (prima zi de tranzacționare pentru prima zi de livrare 28.10.2021) și în proiectul de cooperare BG-RO MC.

Regulile Pieței pentru Ziua Următoare sunt prevăzute pentru cooperarea europeană în procedurile operaționale elaborate în comun de toate OPEED (procedurile ANDOA), respectiv de toate OPEED și OTS (procedurile SDAC) în cadrul pieței unice cuplate SDAC, procedurile operaționale elaborate în comun în cadrul proiectelor de cooperare Interim Coupling și BG-RO MC, respectiv pentru relația cu participanții în „Procedura privind funcționarea Pieței pentru Ziua Următoare de energie electrică” avizată prin avizul ANRE nr. 10 din 20.10.2021, în alte proceduri specifice și în „Convenția de participare la Piața pentru Ziua Următoare de energie electrică”.

De asemenea, în Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC – Single Day-Ahead Coupling) se aplică prevederile relevante ale următoarelor documente:

- Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor,
- Decizia președintelui ANRE nr. 2515 din 14.12.2015 privind desemnarea societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale „Opcom” S.A. ca „operator al pieței de energie electrică desemnat” (OPEED),
- Decizia președintelui ANRE nr. 908 din 22.06.2017 pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor OPEED pentru aprobarea OCP”,
- Decizia ACER nr. 04/2017 din 14.11.2017 de aplicare a prețurilor de decontare maxime și minime armonizate pentru toate zonele de ofertare care participă la cuplarea unică a pieței pentru ziua următoare conform art. 54 al Regulamentului (UE) 2015/1222,
- Ordinul președintelui ANRE nr. 29 din 31.01.2018 pentru aprobarea documentului *“Propunerea tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED-uri în procesul de cuplare intrazilnică, în conformitate cu Articolul 53 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”*,
- Ordinul președintelui ANRE nr. 30 din 31.01.2018 pentru aprobarea documentului *“Propunerea tuturor OPEED pentru Metodologia de rezervă, în conformitate cu Articolul 36 (3) din Regulamentul (UE) al Comisiei 2015/1222 din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”*,
- Decizia ACER nr. 4/2018 din 24.04.2018 de definire a orelor de deschidere și de închidere a porților interzonale pentru piața intrazilnică, elaborată conform art. 41 al Regulamentului (UE) 2015/1222,
- Decizia ACER nr. 8/2018 din 26.07.2018 de adoptare a metodologiei și setului comun de cerințe pentru algoritmul de cuplare prin preț și pentru algoritmul de corelare prin tranzacționare continuă, elaborate conform art. 37 al Regulamentului (UE) 2015/1222.

Procesul de cuplare a piețelor cuprinde trei etape sub aspectul derulării cronologice a operațiunilor, respectiv: etapa de pre-cuplare, etapa de cuplare și etapa de post-cuplare.

Pe PZU se încheie în fiecare zi de tranzacționare, tranzacții ferme cu energie electrică, pentru fiecare interval orar al zilei de livrare care urmează zilei de tranzacționare, pe baza ofertelor transmise de participanții la PZU. Ofertele pot fi încărcate în sistemul de tranzacționare numai cu respectarea orarului de tranzacționare, stabilit în ore CET, și numai dacă este disponibilă scala de preț în lei, respectiv a fost publicat de către BNR cursul de schimb valutar pentru ziua de livrare respectivă.

10.1. În etapa de pre-cuplare se asigură realizarea următoarelor acțiuni:

- Determinarea, în mod coordonat, de către OTS-uri a valorilor capacităților de interconexiune disponibile pentru piața pentru ziua următoare (denumite în continuare, generic, ATC);
- Publicarea, până la ora 9:30¹, a valorilor ATC atât pe granița RO-HU (din cadrul cooperării Interim Coupling), cât și RO-BG (din cadrul cooperării BG-RO MC);
- Transmiterea în sistemul de cuplare a datelor de rețea aflate în responsabilitatea OPCOM (ATC pentru RO-HU și RO-BG);
- Transmiterea în sistemul de cuplare a datelor de rețea pentru OKTE conform contractelor de deservire (pentru 4M MC și ulterior, Interim Coupling);
- Transmiterea ofertelor de către participanții la piață până la ora 12:00 (până la integrarea în SDAC termenul de ofertare era 11 :00);
- Validarea/invalidarea de către sistemul informatic a ofertelor transmise de participanți în conformitate cu:
 - perioada de valabilitate a licenței,
 - limitele scalei de preț,

¹ Raportat la ore CET

- exprimarea corectă a cantităților și prețurilor din punct de vedere al numărului de zecimale,
- încadrarea cantităților agregate la nivel orar din ofertă în limitele de volum declarate de participant;
- caracterul monoton al prețurilor;
- încadrarea în numărul admis de perechi cantitate-preț pe interval orar/ participant, în cazul ofertelor orare;
- încadrarea în numărul admis de oferte bloc/participant, în cazul ofertelor bloc;
- încadrarea în limita maximă de volum stabilită pentru ofertele bloc;
- încadrarea în limitele valorice ale garanției de validare/disponibilă pentru ofertele de cumpărare cu preț pozitiv sau pentru ofertele de vânzare cu preț negativ;
- Agregarea și anonimizarea ofertelor, ulterior orei de închidere a porților.

10.2 În etapa de cuplare se asigură realizarea următoarelor acțiuni:

- Transmiterea ofertelor agregate, inclusiv a ofertelor bloc anonimizate de către burse coordonatorului (prin intermediul furnizorului de servicii sau direct către coordonator);
- Rularea algoritmului de cuplare și distribuirea rezultatelor cuplării de către coordonator burselor în vederea validării; în funcționarea cuplată, tranzacțiile pe PZU se efectuează prin corelarea ofertelor de vânzare și de cumpărare, prin mecanismul de licitație, stabilit conform mecanismului de cuplare prin preț al regiunilor (PCR – Price Coupling of Regions). Rezultatele furnizate de algoritmul de cuplare constau în stabilirea:
 - poziției nete a fiecărei zone de ofertare;
 - prețului de închidere din fiecare zonă de ofertare;
 - ofertelor bloc executate;
 - fluxurile de energie electrică transfrontaliere, al căror sens este de la prețul mai mic la prețul mai mare;
- Stabilirea cantităților tranzacționate prin alocarea pe participanți de către fiecare bursă a rezultatelor cuplării; participanții la PZU obțin informațiile referitoare la propriile tranzacții încheiate în cadrul acestei piețe prin accesarea sistemului informatic de tranzacționare ;
- Asigurarea schimbului de date și informații cu OKTE conform contractelor de deservire (pentru 4M MC și ulterior, Interim Coupling);
- Publicarea rezultatelor cuplării.

10.3. În etapa de post-cuplare se asigură realizarea următoarelor acțiuni:

- Stabilirea și transmiterea notificărilor fizice către operatorului de transport și sistem (OTS); Pe baza confirmărilor tranzacțiilor corespunzătoare unei zile de livrare, OPCOM SA stabilește notificările fizice corespunzătoare tranzacțiilor pe PZU, pe care le pune la dispoziția OTS și Părților Responsabile cu Echilibrarea (PRE) la care sunt înregistrați Participanții la PZU.
- Elaborarea rapoartelor de sinteză și transmiterea acestora intern conform procedurilor interne, precum și asigurarea publicării informațiilor pe website-ul OPCOM.
- Realizarea calculelor privind obligațiile de plată/drepturile de încasare ale Participanților la PZU pentru tranzacțiile realizate la nivelul bursei locale; tranzacțiile încheiate pe PZU la prețuri pozitive determină o obligație a respectivului Participant la PZU de a vinde energia electrică, în cazul în care tranzacțiile s-au bazat pe oferte de vânzare, sau o obligație de a achiziționa energia electrică, în cazul în care tranzacțiile s-au bazat pe oferte de cumpărare, în conformitate cu specificațiile respectivei tranzacții. Tranzacțiile se pot încheia la prețuri negative. O tranzacție cu preț negativ are semnificația legală a furnizării unui serviciu (serviciu de îndepărtare/extracție) de către partea care primește energia către partea care o livrează, iar nu ca o livrare de bunuri de către partea care livrează energia.
- Realizarea calculelor privind obligațiile de plată/drepturile de încasare pentru tranzacțiile bilaterale între OTS-uri pe baza fluxurilor rezultate din mecanismul de cuplare; OTS acționează

ca intermediar din punct de vedere comercial pentru transferul fluxurilor de energie electrică transfrontaliere, astfel:

- dacă SEN a rezultat ca fiind zonă exportatoare, OTS cumpără energia electrică de la OPCOM SA la prețul (mai mic) al zonei de ofertare naționale și o vinde la același preț către OTS vecin;
- dacă SEN a rezultat ca fiind zonă importatoare, OTS cumpără energia electrică de la OTS vecin la prețul (mai mic) al zonei de ofertare vecine și o vinde către OPCOM SA la prețul (mai mare) al zonei de ofertare naționale, diferența de preț constituind venit din congestii;
- Stabilirea venitului din congestii și distribuirea acestuia între OTS-uri. OTS importator (afert zonei de ofertare cu preț mai mare, conform principiilor de cuplare) achită contravaloarea energiei importate la prețul zonei de export (mai mic) și vinde energia intern la prețul pieței locale (mai mare). Diferența valorii încasate reprezintă venitul din congestii care se distribuie între OTS-urile implicate și se utilizează conform prevederilor din reglementările europene.

La sfârșitul anului 2021 erau înregistrați la PZU un număr de 350 participanți, în scădere cu 4,6% față de numărul de participanți înregistrați la 31.12.2020, respectiv 367.

În cursul anului 2021, numărul de participanți activi a fost de 318 față de 321 în anul 2020, înregistrându-se o scădere de 0,9 %.

Pe PZU, în anul 2021, cantitățile de energie electrică oferite și tranzacționate au avut următoarea dinamică:

- volumul total al ofertelor de cumpărare în anul 2021 a totalizat 29.477 GWh, cu 0,69% mai puțin decât în anul anterior;
- volumul total al ofertelor de vânzare a totalizat 29.327 GWh cu 7,52 % mai puțin decât în anul anterior;
- volumul total al cantităților tranzacționate a totalizat 25.860 GWh, cu 3,76 % mai mult decât în anul anterior, cu o medie lunară de 2.155 GWh și a înregistrat valori lunare cuprinse între 1.764 GWh în luna septembrie 2021 și 2.482 GWh în luna martie 2021.
- cota de piață a cantităților de energie electrică tranzacționate PZU raportată la consumul intern net a scăzut de la 45,6% realizată în 2020 la 45,1% în 2021, cu o evoluție lunară cuprinsă între 39,3% realizată în luna august 2021 și 54,8% realizată în luna mai 2021.

Prețul de Închidere a Pieței pentru Ziua Următoare, valoare medie aritmetică, a fost de 549,52 lei/MWh (111,41 Euro/MWh) înregistrând o creștere față de anul precedent cu 187,8 %. Subliniem faptul că, de la cuplarea piețelor spot prin mecanismul de cuplare prin preț, pe zona România nu s-au înregistrat prețuri negative. Prețul minim orar înregistrat pe parcursul anului 2021 a fost de 0,10 lei/MWh (0,02 Euro/MWh) pentru int. 2 și int. 3 în ziua de livrare 05 aprilie, iar prețul maxim a fost de 2.684,72 lei/MWh (542,50 Euro/MWh) în ziua de livrare 22 decembrie int. 18. Valoarea medie aritmetică lunară a PIP în anul 2021 a înregistrat valori cuprinse între 234,40 lei/MWh (48,09 Euro/MWh) în luna februarie și 1139,30 lei/MWh (230,2 Euro/MWh) în luna decembrie.

La nivel anual, valoarea medie ponderată a PIP a fost de 539,00 lei/MWh (109,32 Euro/MWh), în timp ce la nivel lunar, prețul mediu ponderat a fost cuprins între 241,61 lei/MWh (49,57 Euro/MWh), minim înregistrat în luna februarie și 1.173,64 lei/MWh (237,15 Euro/MWh), valoare maximă înregistrată în luna decembrie.

Valoarea totală a tranzacțiilor (exclusiv TVA) efectuate în anul 2021 a fost de 13.938,7 mil. lei (2.826,90 mil. Euro), cu 184,5 % mai mare decât valoarea înregistrată în anul precedent, respectiv 4.899 mil. lei (1.013 mil. Euro).

Pentru funcționarea în regim cuplat a pieței spot, OTS a stabilit zilnic capacitatea de interconexiune disponibilă, pentru alocarea în mod implicit în ambele direcții: România – Ungaria și România – Bulgaria. Capacitățile de interconexiune disponibile pe granițele comune România-Ungaria și România Bulgaria, stabilite de OTS, conform Agreement-urilor încheiate, au fost de 747 MWh/h pe sensul România → Ungaria, 898 MWh/h pe sensul Ungaria → România, 891 MWh/h pe sensul România → Bulgaria, respectiv de 667 MWh/h pe sensul Bulgaria → România.

Ca urmare a capacității de interconexiune disponibilă, a cuplării prin preț și a alocării implicite a ATC prin proiectul 4M MC, respectiv INTERIM, s-au realizat fluxuri de energie electrică pe liniile de interconexiune cu Ungaria și Bulgaria totalizând la nivel de an 1.831 GWh export (cu variații lunare cuprinse între 21 GWh și 265 GWh) și 2.652 GWh import (cu variații lunare cuprinse între 80 GWh și 605 GWh).

Au fost actualizate și completate procedurile publice și procedurile și instrucțiunile de lucru interne pentru adaptarea la funcționarea cuplată în SDAC odată cu implementarea proiectului Interim Coupling și, ulterior, pentru implementarea cuplării RO-BG, considerând și modificările implementate în sistemul local de tranzacționare ALSTOM precum și adaptarea aplicațiilor interne conexe necesare administrării PZU.

11. Activitatea de administrare a Pieței Intrazilnice de energie electrica

Piața Intrazilnică este o componentă a pieței angro de energie electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică activă pentru o zi de livrare, în principiu, începând cu o zi înainte și până cu două ore înainte de începerea livrării astfel încât Notificările Fizice ale tranzacțiilor încheiate pe această piață să poată fi transmise cel mai târziu cu un interval prestabilit de Operatorul de Transport și de Sistem, respectiv cu o ora înainte de începutul livrării.

Începând cu data de 19 noiembrie 2019 piața intrazilnică de energie electrică din România funcționează în regim cuplat cu piețele din celelalte țări participante la proiectul european SIDC – Single Intra-Day Coupling (cunoscut anterior ca XBID) de introducere a tranzacționării trans-zonale pan-europene pe orizontul intrazilnic, respectiv Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania.

Regulile Pieței Intrazilnice sunt prevăzute pentru cooperarea europeană în procedurile operaționale elaborate în comun de toate OPEED, respectiv de toate OPEED și OTS în cadrul pieței unice cuplate SIDC, respectiv pentru relația cu participanții în „Procedura privind funcționarea Pieței intrazilnice de energie electrică” avizată prin avizul ANRE nr. 89 din 11.11.2019, în alte proceduri specifice și în „Convenția de participare la Piața intrazilnică de energie electrică”.

De asemenea, în Cuplarea unică a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intra-Day Coupling) se aplică prevederile relevante ale următoarelor documente:

- Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor,
- Decizia președintelui ANRE nr. 2515 din 14.12.2015 privind desemnarea societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale „Opcom” S.A. ca „operator al pieței de energie electrică desemnat” (OPEED),
- Decizia președintelui ANRE nr. 908 din 22.06.2017 pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor OPEED pentru aprobarea OCP”,
- Decizia ACER nr. 05/2017 din 14.11.2017 de aplicare a prețurilor de decontare maxime și minime armonizate pentru toate zonele de ofertare care participă la cuplarea unică a pieței intrazilnice conform art. 54 al Regulamentului (UE) 2015/1222,
- Ordinul președintelui ANRE nr. 29 din 31.01.2018 pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED-uri în procesul de cuplare intrazilnică, în conformitate cu Articolul 53 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”,
- Ordinul președintelui ANRE nr. 30 din 31.01.2018 pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor OPEED pentru Metodologia de rezervă, în conformitate cu Articolul 36 (3) din Regulamentul (UE) al Comisiei 2015/1222 din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”,
- Decizia ACER nr. 4/2018 din 24.04.2018 de definire a orelor de deschidere și de închidere a porțiilor interzonale pentru piața intrazilnică, elaborată conform art. 59 al Regulamentului (UE) 2015/1222,

- Decizia președintelui ANRE nr. 989 din 13.06.2018 privind stabilirea modalității de transfer al pozițiilor nete rezultate din alocarea capacităților transfrontaliere între zona de ofertare România și alte zone de ofertare, în cuplarea unică a piețelor intrazilnice de energie electrică,
- Decizia ACER nr. 8/2018 din 26.07.2018 de adoptare a metodologiei și setului comun de cerințe pentru algoritmul de cuplare prin preț și pentru algoritmul de corelare prin tranzacționare continuă, elaborate conform art. 37 al Regulamentului (UE) 2015/1222.

Cantitatea de energie electrică tranzacționată în anul 2021 a crescut cu 105,6 % la 1.198,5 GWh, comparativ cu cantitatea tranzacționată în anul 2020 de 582,8 GWh, în timp ce prețul mediu a crescut cu 183,8 % de la 208,28 lei/MWh la 591,01 lei/MWh. Câteva date de sinteză privind rezultatele tranzacționării pe PI în anul 2021 sunt prezentate în continuare:

Numărul total de participanți înregistrați la 31.12.2021 a fost 157.

- Numărul mediu de participanți activi	125
- Cantitatea tranzacționată	1.198,5 GWh
- Număr de tranzacții încheiate	874.977
- Preț mediu ponderat	591,01 lei/MWh

În luna mai 2021 s-a înregistrat cea mai mare cantitate de energie electrică tranzacționată de 124,4 GWh. În ceea ce privește prețul mediu ponderat lunar cea mai mică valoare (238,45 lei/MWh) s-a înregistrat în luna februarie 2021, iar cea mai mare valoare a prețului mediu ponderat lunar (1.298,64 lei/MWh) a fost realizată în luna decembrie 2021.

12. Activitatea de Decontare pe pietele în care OPCOM este contraparte

Pe baza confirmărilor de tranzacții, zilnic, se elaborează și se pune la dispoziția participanților la PZU/PI care au realizat tranzacții cu energie electrică, Notele de decontare zilnice care cuprind obligații de plată/drepturi de încasare pentru fiecare participant la PZU/PI.

În fiecare zi bancară lucrătoare, OPCOM S.A. emite și transmite la BCR, IDD pentru tranzacțiile realizate pe PZU, în ziua respectivă, cu termen de finalizare următoarea zi bancară lucrătoare, respectiv IDD pentru tranzacțiile realizate pe PI, în ziua anterioară.

În prima zi bancară lucrătoare a săptămânii, OPCOM S.A. emite și transmite la BCR, IDD pentru tranzacțiile realizate pe PZU în zilele de sâmbătă, duminică și luni, respectiv pentru tranzacțiile realizate pe PI în zilele de vineri, sâmbătă și duminică. În aceste condiții valoarea cumulată a IDD emise în ziua de luni este cea mai ridicată din săptămână.

Prin aderarea la schema de debitare directă B2B SEPA RON încasările și plățile se efectuează într-o zi bancară lucrătoare de la data emiterii IDD, astfel că ziua din săptămână cu nivelul cel mai ridicat al încasărilor și al plăților este marți.

In Piata pentru Ziua Urmatoare de energie electrica (PZU)

În anul 2021 au fost gestionate un număr total de 281 Scrisori de Garanție Bancară de Plată și un număr important de acte adiționale la acestea.

În baza mecanismului de contraparte, în vederea efectuării încasărilor și plăților pentru tranzacțiile înregistrate în anul 2021 pe PZU:

- au fost emise și transmise de către OPCOM SA la BCR un număr de 33.486 Instrucțiuni de Debitare Directă (IDD), cu 379 IDD mai multe decât în anul 2020, respectiv o creștere cu 1,3 %, pentru suma de cca. 12.948,5 mil.lei reprezentând valoarea netă (inclusiv TVA, după caz) a obligațiilor de plată ale participanților la PZU;
- a fost plătită suma de 12.270,5 mil.lei, reprezentând valoarea netă a drepturilor de încasare ale participanților la PZU, pe baza a 57.389 Ordine de Plată (OP), cu 11.237 OP mai puține decât în anul 2020, respectiv o creștere cu 16,4 %), emise și transmise de OPCOM SA la BCR;
- au fost efectuate 205 compensări în valoare de 1.204,8 mil.lei.

In Piata Intrazilnica de energie electrica (PI)

In baza mecanismului de contraparte, pentru tranzacțiile înregistrate în anul 2021:

- au fost emise și transmise de către OPCOM SA la BCR un număr 7.894 IDD (cu 3.616 IDD mai multe decât în anul 2020, respectiv o creștere cu 84,5 %), pentru suma de 430,4 mil.lei, reprezentând valoarea netă (inclusiv TVA, după caz) a obligațiilor de plată ale participanților la PI;
- a fost plătită suma de 362,4 mil.lei reprezentând valoarea netă a drepturilor de încasare ale participanților la PI, pe baza a 8.154 OP emise (cu 1.699 OP mai multe decât în anul 2020, respectiv o creștere cu 26,3 %);
- au fost efectuate 174 compensări în valoare de 275,9 mil lei.

Diferențele pozitive între valoarea încasărilor și cea a plăților, pentru energia electrică tranzacționată pe PZU și PI, respectiv contravaloarea TVA, a fost generată de faptul că, în conformitate cu prevederile Codului Fiscal, OPCOM S.A. beneficiază de măsura de simplificare prin aplicarea taxării inverse la cumpărările de energie electrică pe PZU și pe PI, în timp ce o parte dintre participanții la PZU și la PI nu îndeplinesc condițiile prevăzute în Codul Fiscal pentru a beneficia de această măsură de simplificare pentru cumpărările de energie electrică.

De subliniat că activitățile de organizare și administrare a PZU și a PI se desfășoară în condiții foarte bune, tranzacțiile au loc în fiecare zi calendaristică, inclusiv sâmbata, duminica și în zilele de sărbători legale, când 5 salariați din cadrul direcției asigură, în ture, condițiile necesare tranzacționării în bune condiții, iar începând cu implementarea mecanismului de corelare continuă pe PI, a fost asigurată operarea continuă a platformei, zilnic, 24 de ore din 24 de ore.

13. Stabilirea obligațiilor de plată /drepturilor de încasare pentru tranzacțiile cu energie electrică realizate în Piața de Echilibrare/dezechilibrele Partilor Responsabile cu Echilibrarea

Tranzacțiile în Piața de Echilibrare

În anul 2021, OPCOM și-a desfășurat activitatea de determinare a obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pentru tranzacțiile pe Piața de Echilibrare și pentru dezechilibrele Partilor Responsabile cu Echilibrarea, în baza responsabilităților atribuite operatorului pieței de energie electrică prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare, art.36 alin.(7) lit.j) și prin legislația secundară elaborată și aprobată de către ANRE.

În vederea stabilirii obligațiilor de plată/drepturilor de încasat pe Piața de Echilibrare au fost aplicate prevederile Ordinului nr.61/31.03.2020 pentru aprobarea „Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, 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” și ale „Ordinului nr.152/24.08.2020 pentru aprobarea regulilor de compensare financiară a resurselor dispecerizabile angajate în scopul redispecerizării sau comercializării în contrapartidă coordonată care nu se bazează pe piață și pentru modificarea unor reguli din domeniul energiei electrice.

Comparativ cu anul 2020, în anul 2021 cantitățile tranzacționate pe Piața de Echilibrare (PE):

- s-au majorat la Creștere de putere cu 71,7 %, de la 630 GWh la 1.082 GWh;
- s-au diminuat la Reducere de putere cu 51,3 %, de la 2.593 GWh la 1.329 GWh;
- cota de piață a cantităților de energie electrică tranzacționate pe PE raportată la consumul intern net a scăzut de la 6 % realizată în 2020 la 4,3 % în 2021.

Valorile totale aferente tranzacțiilor pe Piața de Echilibrare, în anul 2021, s-au majorat comparativ cu realizările din anul 2020:

- la Creștere de putere cu 254,9 %, de la 383,5 mil.lei la 1361 mil.lei;
- la Reducere de putere cu 137,3%, de la 8,5 mil.lei la 20,2 mil.lei.

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 31/31.03.2018, nr. 61/31.03.2020 și nr.152/24.08.2020, aplicabile în cursul anului 2020 și în luna ianuarie 2021, modul de calcul al prețurilor orare de deficit/excedent a fost determinat prin raportarea valorii orare a energiei de echilibrare la

Creștere/Reducere de putere la cantitățile de energie electrică efectiv livrate, în intervalele orare corespunzătoare la Creștere/ Reducere de putere.

Astfel la nivelul anului 2020:

- valoarea prețului de deficit, calculat ca medie aritmetică a fost de 577,4 lei/MWh,
- valoarea prețului de excedent, calculat ca medie aritmetică, a fost de 7,1 lei/MWh.

În luna ianuarie 2021:

- valoarea prețului de deficit, calculat ca medie aritmetică a fost de 702,9 lei/MWh,
- valoarea prețului de excedent, calculat ca medie aritmetică, a fost de 3,0 lei/MWh.

În vederea transpunerii prevederilor *Regulamentului (UE) 2017/2195 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică și ale Regulamentului (UE) 2019/943 privind piața internă de energie electrică* ANRE a aprobat:

- *Ordinul ANRE nr.213/25.11.2020 pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea - preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui ANRE și*
- *Ordinul ANRE nr.231/16.12.2020, privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 213/2020 pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea - preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui ANRE și pentru modificarea Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2020,*

acte normative ale căror dispoziții au modificat substanțial principiile de calcul ale prețurilor de dezechilibru, după cum urmează:

- în principiu se stabilește utilizarea unui preț final unic de dezechilibru, pentru toate intervalele de decontare (ID) de 15 minute, care îndeplinesc anumite condiții;
- în ID în care nu sunt îndeplinite condițiile respective se aplică prețurile duale, respectiv prețurile finale de deficit și de excedent;
- asigurarea neutralității financiare a OTS, pentru fiecare ID și la nivel de lună.

În vederea implementării principiilor enunțate anterior au fost introduse formule noi de calcul pentru determinarea:

- Prețurilor medii ponderate al prețurilor marginale la Creștere/Reducere de putere, stabilite pentru fiecare ID;
- Prețurilor inițiale unice de dezechilibru, determinate, în baza unor condiții/criterii pentru fiecare ID;
- Costurilor/veniturilor pentru echilibrarea sistemului, costurilor efective rezultate din echilibrarea sistemului, pe fiecare ID;
- Prețurilor inițiale de deficit și prețurile inițiale de excedent, determinate pentru fiecare ID;
- Penalității specifice pe fiecare ID, care se aplică pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare la Creștere/Reducere de putere pentru fiecare UD, pe baza prețului inițial unic de dezechilibru sau pe baza prețurilor inițiale de deficit, respectiv prețurile inițiale de excedent, după caz;
- Componentelor de neutralitate financiară a OTS, determinate pentru fiecare ID;
- Criteriilor privind stabilirea ID în care se aplică prețurile finale unice de dezechilibru, respectiv a ID în care se aplică prețurile finale de deficit și prețurile finale de excedent;
- Prețurilor finale unice de dezechilibru, prețurile finale de deficit și prețurile finale de excedent, determinate pe fiecare ID, corespunzător criteriilor de aplicare a acestor prețuri;

Pretul final unic de dezechilibru, medie aritmetică, calculat pentru perioada februarie-decembrie 2021a fost de 463,0 lei/MWh, cu valori medii lunare cuprinse între 48,6 lei/MWh (luna mai) și 1.095,3 lei/MWh (luna decembrie).

Prețul final unic de dezechilibru a înregistrat valoarea maximă de 5.581,2 lei/MWh (int.84 din 22.12.2021) și respectiv valoarea minimă de - 4.056,6 lei/MWh (int.7 în 30.12.2021).

Din numărul total de ID în care au fost înregistrate prețurile finale unice de dezechilibru, aceste prețuri au avut valori pozitive în 71,9 % din ID și respectiv valori negative în 28,1 % din ID.

Prețurile finale unice de dezechilibru au fost înregistrate în 88,0 % din ID din perioada februarie - decembrie 2021, cu procente cuprinse între 82,7 % (luna februarie) și 92,2 % (luna mai).

Pretul de deficit înregistrat în perioada februarie – decembrie 2021, calculat ca medie aritmetică, a fost în valoare de 991 lei/MWh, cu valori medii lunare cuprinse între 757,6 lei/MWh (luna mai) și 2.573,2 lei/MWh (luna decembrie).

Prețul final de deficit a înregistrat valoarea maximă de 8.500,1 lei/MWh (int.34 din 17.12.2021).

Pretul de excedent înregistrat în perioada februarie – decembrie 2021, calculat ca medie aritmetică, a fost în valoare de -12,9 lei/MWh, cu valori medii lunare cuprinse între -352,4 lei/MWh (luna decembrie) și 175,2 lei/MWh (luna septembrie).

Prețul final de excedent a înregistrat valoarea maximă de 4,052.6 lei/MWh (int.10 din 30.12.2021) și respectiv valoarea minimă de - 6,100,6 lei/MWh (int.34 din 17.12.2021).

Dezechilibrele Părților Responsabile cu Echilibrarea

În determinarea valorii obligațiilor de plată / a drepturilor de încasat, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.213/2020, cu modificările și completările ulterioare se aplică următoarele principii:

1. În cazul prețului final unic de dezechilibru

- 1.1. dacă prețul final unic de dezechilibru este pozitiv și dezechilibrul unei PRE este pozitiv (indicând un excedent al respectivei PRE) atunci respectiva PRE primește prețul final unic de dezechilibru,
- 1.2. dacă prețul final unic de dezechilibru este pozitiv și dezechilibrul unei PRE este negativ (indicând un deficit al respectivei PRE) atunci respectiva PRE plătește prețul final unic de dezechilibru,
- 1.3. dacă prețul final unic de dezechilibru este negativ și dezechilibrul unei PRE este pozitiv (indicând un excedent al respectivei PRE) atunci respectiva PRE plătește prețul final unic de dezechilibru,
- 1.4. dacă prețul final unic de dezechilibru este negativ și dezechilibrul unei PRE este negativ (indicând un deficit al respectivei PRE) atunci respectiva PRE primește prețul final unic de dezechilibru.

2. În cazul prețului final de deficit

- 2.1. dacă prețul final de deficit este pozitiv și dezechilibrul unei PRE este negativ (indicând un deficit al respectivei PRE) atunci respectiva PRE plătește prețul final de deficit,
- 2.2. dacă prețul final de deficit este negativ și dezechilibrul unei PRE este negativ (indicând un deficit al respectivei PRE) atunci respectiva PRE primește prețul final de deficit.

3. În cazul prețului final de excedent

- 3.1. dacă prețul final de excedent este pozitiv și dezechilibrul unei PRE este pozitiv (indicând un excedent al respectivei PRE) atunci respectiva PRE primește prețul final de excedent,
- 3.2. dacă prețul final de excedent este negativ și dezechilibrul unei PRE este pozitiv (indicând un excedent al respectivei PRE) atunci respectiva PRE plătește prețul final de excedent.

- Dezechilibrele negative cantitative înregistrate de Părțile Responsabile cu Echilibrarea (PRE), contravaloarea acestora și prețurile de revenire au crescut în anul 2021 față de realizările din anul 2020 după cum urmează:
 - dezechilibrele cantitative cu 55 %, de la 831 GWh la 1509 GWh;
 - dezechilibrele valorice cu 230 %, de la 495,9 mil.lei la 1636 mil.lei;
 - prețurile medii de revenire plătite de PRE pentru dezechilibrele negative au crescut, cu 76,9 % de la 595,7 lei/MWh la 1,053.6 lei/MWh.
- Dezechilibrele pozitive cantitative înregistrate de (PRE), contravaloarea acestora și prețurile de revenire au crescut în anul 2021 față de realizările din anul 2020 după cum urmează:
 - dezechilibrele cantitative au scăzut cu 38,1 %, de la 2.794 GWh la 1729 GWh;

- dezechilibrele valorice au crescut de cca. 23 ori, de la 9,2 mil.lei la 211 mil.lei;
 - prețurile medii de revenire încasate de PRE pentru dezechilibrele pozitive au crescut de peste 37 ori de la 3,3 lei/MWh la 122,2 lei/MWh.
- La nivelul anului 2021, au fost calculate venituri/costuri suplimentare din echilibrarea sistemului numai până în luna mai 2021, inclusiv. În perioada ianuarie - mai au fost înregistrate venituri suplimentare din echilibrarea sistemului de 35,4 mil.lei, din care 14,4 mil.lei realizate în luna ianuarie 2021 au fost redistribuite către PRE-urile care au îndeplinit condițiile prevăzute în Ordinul ANRE nr.61/2020, iar restul de 21 mil.lei au fost direcționate în tariful de servicii de sistem al CNTEE Transelectrica SA, conform dispozițiilor Ordinului ANRE nr.213/2020, cu modificările și completările prevăzute în Ordinul ANRE nr.231/2020.

Ordinul nr.33 privind modificarea și completarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor partilor responsabile cu echilibrarea – pret unic de dezechilibru aprobat prin Ordinul prezidentului ANRE nr. 213/2020 și abrogarea Ordinului prezidentului ANRE nr. 59/2015 pentru aprobarea Regulilor privind preluarea energiei electrice livrate în rețelele electrice, produsă în perioada de probe a capacităților de producere a prevăzut suspendarea aplicării prevederilor art. 141 alineatele (2) și (3) până în luna iulie 2022, prevederi care determinau apariția veniturilor/costurilor suplimentare.

În anul 2020 au fost înregistrate venituri suplimentare din echilibrarea sistemului în valoare de 117,6 mil.lei, care au fost redistribuite către PRE-urile care au îndeplinit condițiile prevăzute în Ordinele ANRE nr.31/2018 și nr.61/2020.

Menționăm că întreaga activitate s-a derulat fără ca rezultatele să fie contestate ca urmare a unor erori ale OPCOM SA.

Trebuie subliniat faptul că prin *OUG nr.143/28.12.2021 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, precum și pentru modificarea unor acte normative*, a fost eliminată din Lege prevederea privind responsabilitatea operatorului pieței de energie electrică de a efectua calculele pentru decontarea dezechilibrelor PRE și ca urmare, având în vedere expertiza umană și informatică, deținută de OPCOM, în desfășurarea acestei activități de cca 15 ani, am solicitat Autorității competente atribuirea responsabilității efectuării în continuare a acestei activități în conformitate cu prevederile *Regulamentului (UE) 2017/2195 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică*, art.13 alin.(4) și alin.(5).

14. Activitatea de administrare a Pieței de Certificate Verzi (PCV)

În anul 2021 activitatea de administrare a pieței certificatelor verzi s-a desfășurat în conformitate cu:

- prevederile Legii nr. 220/27.10.2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare;
- prevederile legislației secundare emisă de Autoritatea Competentă:
 - Ordinul ANRE nr. 77/18.08.2017 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi (Modificat și completat prin Ordinul nr. 127/22.12.2017; nr. 65/29.03.2018, 178/24.10.2018, nr. 46/29.03.2019 și nr. 49/23.06.2021);
 - Ordinul ANRE nr. 52/27.09.2016 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie prin certificate verzi (Modificat și completat prin Ordinul nr. 195/09.10.2019), aplicabil până la data de 01.07.2021;
 - Ordinului ANRE nr. 52/23.06.2021, publicat în Monitorul Oficial Nr. 653/29.06.2021, pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, aplicabil începând cu data 01.07.2021;
 - Ordinul ANRE nr. 157/27.07.2018 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi, cu modificările și completările ulterioare (Modificat și completat prin Ordinul nr. 11/30.12.2020 și nr. 165/16.09.2020);

Numărul total de participanți înregistrați la Piața de Certificate Verzi la sfârșitul anului 2021 s-a modificat față de numărul total din anul precedent, respectiv 931 participanți înregistrați la data de 31.12.2020 și 922 participanți înregistrați la data de 31.12.2021.

În anul 2021, numărul producătorilor înregistrați la PCV s-a diminuat cu 1,68 %, respectiv de la 716 înregistrați la 31.12.2020 la 704 înregistrați la 31.12.2021, iar numărul operatorilor economici cu obligație de achiziție de CV înregistrați la PCV s-a majorat cu 1,40 %, respectiv de la 215 înregistrați la 31.12.2020, la 218 înregistrați la 31.12.2021.

În perioada ianuarie-decembrie 2021, numărul de CV emise a fost cu 19,59 % mai mare față de perioada ianuarie-decembrie 2020, respectiv respectiv 22.230.031 CV față de 18.588.876 CV.

Pe Piața Centralizată anonimă Spot de Certificate Verzi (PCSCV), administrată și organizată de OPCOM SA, în anul 2021 au fost tranzacționate cu 17,08 % mai puține CV decât în anul 2020, respectiv 5.455.195 CV față de 6.578.991 CV.

Valoarea lunară în lei a PIPSCV a fost în anul 2021 de 142,2107 lei/CV.

Pe Piața Centralizată Anonimă la Termen de Certificate Verzi (PCTCV) administrată și organizată de OPCOM S.A., în anul 2021 au fost organizate sesiuni de tranzacționare în fiecare zi lucrătoare. Pentru fiecare sesiune de tranzacționare pe PCTCV au fost disponibile un număr de 30 de instrumente actualizate lunar.

În urma sesiunilor de tranzacționare organizate pe PCTCV în anul 2021 au fost încheiate 10 contracte în cadrul cărora au fost tranzacționate un număr de 62.900 CV și au fost transferate un număr de 165.900 CV (în baza contractelor valabile în anul 2021).

Totodată, în conformitate cu prevederile art. II din Legea nr. 23/2014, au fost încheiate direct de către producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie care dețin grupuri/centrale electrice care beneficiază de sistemul de promovare cu puteri instalate de cel mult 3 MW pe producător. Dintre acestea, în anul 2021 au fost administrate un număr de 622 contracte în baza cărora au fost transferate un număr de 2.390.839 CV.

Dintre Contractele Bilaterale de Certificate Verzi, încheiate pe platforma Opcom care au continuat din anii 2014-2017, în anul 2021 au fost administrate un număr de 758 contracte în baza cărora au fost transferate un număr de de 5.666.950 CV.

Dintre Contractele Bilaterale de Certificate Verzi negociate direct care au fost încheiate înainte de 01.07.2013, în anul 2021 au fost administrate un număr de 60 contracte în baza cărora au fost transferate din contul vânzătorului în contul cumpărătorului un număr de 1.966.972 CV.

În urma sesiunilor de tranzacționare organizate pe PCE-ESRE-CV în anul 2021 au fost încheiate 66 contracte în cadrul cărora au fost tranzacționate un număr de 2.148.380 CV și au fost transferate un număr de 2.832.045 CV.

Numărul total de certificate verzi transferate în cursul anului 2021, în baza contractelor bilaterale enumerate, a fost de 13.022.706 CV, ceea ce reprezintă 58,58 % din numărul total de CV emise participanților înscrși la Piața Certificatelor Verzi în anul 2021 (22.230.031 CV).

15. Activitatea de administrare a Pieței pentru Ziua următoare de Gaze Naturale (PZU-GN)

Administrarea Pieței Centralizate de Gaze Naturale se desfășoară în baza următoarelor acte normative:

- Regulile generale privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr.105/06.06.2018, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 150/29.07.2020 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A., aplicabil până la data de 12.10.2021;
- Ordinul nr. 107/13.10.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A.;
- Procedura privind înregistrarea participanților la piețele centralizate de gaze naturale administrate de OPCOM S.A., elaborată de OPCOM S.A. în urma procesului de consultare publică;
- Convenția de participare la piețele produselor standardizate pe termen scurt de gaze naturale, avizată cu Avizul ANRE nr.67/19.12.2018;
- Procedura privind funcționarea pieței pentru ziua următoare de gaze naturale, avizată cu Avizul ANRE nr.73/19.12.2018;

- Procedura privind constituirea, verificarea si utilizarea garantiilor financiare pentru participarea la piata pentru ziua urmatoare de gaze naturale, avizata cu Avizul nr. 22/06.03.2019.
- Procedura privind incasarile si platile aferente tranzactiilor pe piata pentru ziua urmatoare de gaze naturale, avizata cu Avizul nr. 21/06.03.2019.

Dintre cei 29 de participanti inregistrati la inceputul anului 2021 la Piata pentru ziua urmatoare de gaze naturale, 2 s-au retras din proprie initiativa si unul a fost revocat, astfel la sfarsitul anului numarul de participanti inregistrați a fost de 26.

In vederea administrarii acestei pietete se desfasoara in principal urmatoarele activitati:

- Actualizarea si pastrarea "Registrului de Tranzactionare" pe PZU-GN;
- Suspendarea/ridicarea suspendarii/retragerea/revocarea participantilor la PZU-GN;
- Gestionarea participantilor in sistemul de tranzactionare a PZU-GN;
- Administrarea sistemului de tranzactionare utilizat pentru desfasurarea sesiunilor de tranzactionare pe PZU-GN;
- Organizarea in fiecare zi calendaristica a sesiunilor de tranzactionare, in conformitate cu prevederile cadrului de reglementare specific PZU-GN in vigoare;
- Intocmirea de rapoarte referitoare la functionarea PZU-GN, in conformitate cu cerintele ANRE si ale Serviciului Supraveghere Functionare Piete Administrate;
- Aplicarea, in situatiile in care se impune, a procedurilor de urgenta pentru administrarea platformelor de tranzactionare din administrare.

Principalele caracteristici ale mecanismului de piață prin care are loc încheierea tranzacțiilor pe PZU-GN sunt următoarele:

- Piata este deschisa participarii titularilor de licenta care se inscriu si respecta Conventia de participare la pietele produselor standardizate pe termen scurt de gaze naturale, avand bifata in anexa optiunea de participare la piata pentru ziua urmatoare de gaze naturale, aviz ANRE nr. 67/19.12.2018;
- Tranzactionarea se desfasoara on-line, de la terminalele participantilor inscrisi la piata;
- Pentru fiecare zi gaziera se defineste in sistemul de tranzactionare cate un instrument standard si se organizeaza o sesiune de tranzactionare;
- Participantii pot introduce in sistemul de tranzactionare oferte de cumparare (validate in functie de garantia disponibila) si oferte de vanzare;
- Sesiunile de tranzactionare se desfasoara in doua etape succesive:
 - Etapa de transmitere a ofertelor, intre orele 10:00 – 14:00;
 - Etapa de incheiere a tranzactiilor, intre orele 14:00 – 14:10;
- Toate tranzactiile sunt incheiate la pretul de inchidere a pietei;
- OPCOM este contraparte pentru toate tranzactiile incheiate pe PZU-GN;
- Identitatea participantilor la tranzactionare este anonima pe toata durata sesiunii de tranzactionare;
- Tranzactiile sunt notificate Operatorului de Transport si Sistem, de catre OPCOM, in maxim 30 de minute dupa incheierea sesiunii de tranzactionare;
- Dupa incheierea sesiunii de tranzactionare:
 - Sunt elaborate si puse la dispozitia participantilor care au incheiat tranzactii, prin intermediul sistemului de tranzactionare: Confirmarile de tranzactii, Nota de decontare zilnica, Notificarile fizice ,care contin informatii privind gazele naturale ce urmeaza a fi livrate in Punctul Virtual de Tranzactionare in ziua urmatoare;
 - Sunt publicate rezultatele sesiunii de tranzactionare pe pagina web a OPCOM, respectiv: ziua de tranzactionare, produsul tranzactionat, volumul tranzactionat, numărul de tranzacții încheiate, prețul de închidere al pieței, variația prețului de închidere al pieței față de ziua anterioară, numărul participanților la sesiunea de tranzacționare.

În anul 2021 nu au fost încheiate tranzacții pe PZU-GN.

16. Activitatea de administrare a Pieței Centralizate de Gaze Naturale (PCGN-LN, PCGN-LP, PCGN-OTC)

Administrarea Pieței Centralizate de Gaze Naturale se desfășoară în baza următoarelor acte normative:

- Regulile generale privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr.105/06.06.2018, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 150/29.07.2020 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A., aplicabil până la data de 12.10.2021;
- Ordinul nr. 107/13.10.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A.;
- Ordinul ANRE nr.143/17.07.2020 privind obligația de a oferta gaze naturale pe piețele centralizate a producătorilor de gaze naturale a căror producție anuală realizată în anul anterior depășește 3.000.000 MWh;
- Ordinul ANRE nr.144/17.07.2020 privind obligația participanților la piața de gaze naturale de a oferta pe piețele centralizate.
- Procedura privind înregistrarea participanților la piețele centralizate de gaze naturale administrate de OPCOM S.A., elaborată de OPCOM S.A. în urma procesului de consultare publică;
- Convenția de participare la Piețele produselor standardizate pe termen mediu și lung de gaze naturale, avizată cu Avizul ANRE nr. 66/19.12.2018;
- Procedura privind tranzacționarea pe Piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare PCGN-LN, elaborată de OPCOM S.A. în urma procesului de consultare publică;
- Procedura privind tranzacționarea pe Piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare PCGN-LP, avizată cu Avizul ANRE nr. 71/19.12.2018;
- Procedura privind tranzacționarea pe Piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare de tip OTC, avizată cu Avizul ANRE nr. 72/19.12.2018.

În conformitate cu Procedura privind tranzacționarea pe Piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare PCGN-LN sunt organizate sesiuni de tranzacționare, în sistem online, prin negociere continuă, pentru oferte definite conform produselor standard săptămânale, lunare, trimestriale, semestriale, sezoniere (corespunzător semestrului gazier) și anuale (an calendaristic și an gazier). Ordinele introduse sunt corelate în mod continuu și automat cu ordinele de răspuns transmise cu respectarea intervalului de suspendare a corelării (Δt) de 2 minute pentru ordinele care propun cel mai bun preț. Tranzacțiile încheiate prin această modalitate sunt derulate pe baza contractelor standard aprobate de către ANRE, prin Avizul nr.65/19.12.2018 pentru Contractul standard de vânzare-cumpărare a gazelor naturale pe PCGN-LN și pe baza Contractului de vânzare-cumpărare gaze naturale standard elaborat de ANRE.

Procedura privind tranzacționarea pe Piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare PCGN-LP oferă participanților la piața posibilitatea să supună tranzacționării, în mod centralizat, transparent și nediscriminatoriu, contracte bilaterale personalizate în conformitate cu cerințele tehnice, economice și comerciale ale acestora, pentru perioade standard de livrare: o săptămână, o lună, un trimestru, un semestru, un sezon (semestrul gazier), un an (calendaristic sau gazier).

În conformitate cu Procedura privind tranzacționarea pe Piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare PCGN-OTC, participanții la piața transmit OPCOM, înainte de a intra în tranzacționare, o listă albă de eligibilitate care cuprinde participanții la piața (minimum 8) cu care are încheiate contracte preagreate de vânzare-cumpărare gaze naturale, ale caror termeni contractuali sunt stabiliți, cu excepția pretului, cantității și a perioadei de livrare. Mecanismul de tranzacționare permite încheierea tranzacțiilor doar între partenerii eligibili (participanții sunt incluși reciproc în listele albe de eligibilitate). În cazul în care în piața există două ordine de sens contrar la preturi care ar permite încheierea unei tranzacții, dar participanții nu sunt eligibili, se inițiază un proces de intermediere care constă în găsirea unui al treilea participant care este eligibil atât cu vânzătorul cât și cu cumpărătorul.

În vederea administrării acestei piețe s-au desfășurat în principal următoarele activități:

- ✓ Actualizarea și pastrarea "Registrului de Tranzacționare" pe PCGN;
- ✓ Suspendarea/ridicarea suspendării/retragerea/revocarea participanților la PCGN;
- ✓ Gestionarea participanților la PCGN în platforma de tranzacționare aferentă PCGN-LN și PCGN-LP;
- ✓ Asistența, consultanța și pregătirea participanților în conformitate cu reglementările în vigoare privind organizarea și funcționarea PCGN;
- ✓ Administrarea platformei informatice utilizată pentru desfășurarea sesiunilor de licitație pe PCGN-LN și PCGN-LP;
- ✓ Intocmirea de rapoarte referitoare la funcționarea PCGN, în conformitate cu cerințele ANRE și ale Serviciului Supraveghere Funcționare Piețe Administrate;
- ✓ Aplicarea, în situațiile în care se impune, a procedurilor de urgență pentru administrarea platformelor informatice utilizate;

În anul 2021 pe Piața centralizată de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare PCGN-LN au fost activi 3 participanți și nu au fost încheiate tranzacții;

În anul 2021 pe Piața centralizată de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare PCGN-LP nu au fost primite oferte inițiatore pentru organizarea de sesiuni de licitație.

Piața centralizată de gaze naturale – modalitatea de tranzacționare PCGN-OTC:

- pe platforma de tranzacționare Trayport au fost disponibile participanților pentru tranzacționare instrumente cu perioade de livrare 1 week-end, 1 săptămână, 1 lună, 1 trimestru, 1 semestru gazier, 1 an gazier, 1 an calendaristic;
- nici un participant nu a primit dreptul de a introduce oferte în platforma de tranzacționare având în vedere că nu au fost primite contracte preagreate, respectiv liste de eligibilitate.

La începutul anului 2021 la Piața centralizată de gaze naturale erau înregistrați 33 participanți, dintre care 3 participanți s-au retras și unul a fost revocat, astfel la sfârșitul anului numărul de participanți înregistrați a fost de 29.

17. Înregistrarea participanților la piețele centralizate de energie electrică, la piața centralizată de certificate verzi, la piața centralizată de energie electrică susținută prin certificate verzi și la piețele de gaze naturale. Administrarea acordurilor REMIT

Activitatea de înregistrare a participanților la piețele de energie electrică și la piața de certificate verzi administrate de societatea noastră a cunoscut și în anul 2021 un volum însemnat de muncă, numărul participanților înregistrați menținându-se în continuare la un nivel ridicat, având în vedere condițiile deosebite care au afectat piața de energie spre finalul anului 2021.

Astfel, comparând numărul de participanți înregistrați la 31.12.2021 față de cei înregistrați la 31.12.2020 rezulta următoarele: la PZU 350 participanți față de 367; la PI 157 față de 160; la PCCB-LE-FLEX 171 față de 239; la PCCB-NC 190 față de 205; la PMC 1 față de 1; la PC-OTC 86 față de 91; la PCSU 17 față de 17; la PCE-ERSE-CV 156 față de 145; la PCV 922 față de 931.

La aprecierea volumului de muncă desfășurat trebuie avut în vedere că pe parcursul anului 2021 au avut loc și retrageri/revocări și reinscrieri de la/la piețele enumerate mai sus. La acestea se mai adaugă și semnarea a numeroase convenții actualizate de participare la piețele administrate sau acte adiționale la aceste convenții pentru participanții care și-au schimbat datele de contact ale firmei precum și asigurarea actualizării permanente a acestor date în aplicația utilizată pentru înregistrarea participanților și pentru gestionarea datelor aferente lor, denumită RECLIP – Registrul Clienților Înregistrați la Piețe.

Dezvoltarea continuă a acestei activități, prin upgradarea aplicației RECLIP, prin actualizarea procedurilor și instrucțiunilor de lucru, etc., a necesitat un efort comun al Serviciului Secretariat General - Înregistrare Participanți și al celorlalte departamente interesate, desfășurându-se practic în paralel cu efectuarea, într-un ritm susținut și fără întreruperi, a înregistrării participanților și a actualizării datelor de contact ale acestora.

În anul 2021 înregistrarea participanților la piețele centralizate de gaze naturale administrate de OPCOM S.A. s-a făcut în baza următoarele documente:

- Procedura privind înregistrarea participanților la piețele centralizate de gaze naturale administrate de OPCOM S.A., elaborată de OPCOM S.A. în urma procesului de consultare publică;
- Convenția de participare la piețele produselor standardizate pe termen mediu și lung de gaze naturale, avizată cu Avizul ANRE nr.66/19.12.2018 pentru PCGN-LN, PCGN-LP și PCGN-OTC;
- Convenția de participare la piețele produselor standardizate pe termen scurt de gaze naturale, avizată cu Avizul ANRE nr.67/19.12.2018 pentru PZU-GN și PI-GN;

Numărul participanților înregistrați a cunoscut o scădere la Piața Centralizată de Gaze Naturale (PCGN) și respectiv la Piața pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale (PZU-GN).

Astfel, comparând numărul de participanți înregistrați la 31.12.2021 față de numărul celor înregistrați la 31.12.2020 rezultă următoarele:

- la PCGN numărul de participanți înregistrați a scăzut la 29 față de 33;
- la PZU-GN numărul de participanți înregistrați a scăzut la 26 față de 29;

Dintre societățile înregistrate la PCGN și PZU-GN la data de 31.12.2021, 23 de societăți erau înscrise la ambele piețe de gaze naturale.

La aprecierea volumului de munca desfășurată trebuie avut în vedere că pe parcursul anului 2021 au avut loc și retrageri/revocări și reinscrieri de la/la piețele enumerate mai sus.

Pe parcursul anului 2021 la PCGN, 1 participant a fost revocat iar 3 s-au retras din proprie inițiativă și nu au fost înregistrați noi participanți. La PZU-GN a fost revocat 1 participant iar 2 s-au retras din proprie inițiativă și nu au fost înregistrați noi participanți.

La acestea se mai adaugă și semnarea a numeroase acte adiționale întocmite la convențiile de participare la piețele administrate pentru participanții care și-au schimbat datele de contact ale firmei precum și asigurarea actualizării permanente a acestor date în aplicația utilizată pentru înregistrarea participanților și pentru gestionarea datelor aferente lor, denumită RECLIP – REGISTRUL CLIENTILOR ÎNREGISTRAȚI LA PIETE.

În luna octombrie 2019 s-a realizat trecerea la noua aplicație utilizată pentru înregistrarea participanților și pentru gestionarea datelor aferente lor, RECLIPWEB, realizată de SABD, cu sprijinul SSG-IP și al compartimentelor din OPCOM implicate direct în administrarea și supravegherea piețelor administrate de societatea noastră. Trecerea la noua aplicație s-a efectuat fără niciun fel de întreruperi în activitatea de înregistrare a participanților și de gestionare a datelor de contact ale acestora.

De asemenea, în anul 2019 a fost finalizat proiectul de eficientizare a activității de înregistrare a participanților la piețele administrate de OPCOM SA, prin reorganizarea gestionării documentelor care certifică starea la zi și istoricul participanților.

De la intrarea în vigoare a prevederilor Regulamentelor (UE) nr. 1227/2011 și 1348/2014 și până la sfârșitul lunii decembrie 2021 au fost semnate peste 680 de Acorduri REMIT, serviciile prestate conform acestuia facilitând îndeplinirea obligațiilor de raportare ale participanților la piața conform REMIT.

Datorită dinamicii participării la piețele administrate, un număr de 455 Acorduri au fost în vigoare la sfârșitul anului 2021, din care pe parte de energie electrică au fost monitorizate 409 Acorduri privind accesarea și raportarea de date, 2 Acorduri privind accesarea și raportarea de date pentru participanții care nu sunt înregistrați la una din piețele de energie electrică administrate de OPCOM, 1 Acord privind raportarea de date Tel4 și 1 Acord privind raportarea de date Tel3, în timp ce pe parte de gaze naturale au fost monitorizate un număr de 28 Acorduri / Acte adiționale de extindere a serviciilor prestate pentru gaze naturale și 14 Acorduri pentru participanții care nu sunt înregistrați la una din piețele de gaze naturale administrate de OPCOM.

La acestea se adaugă cele peste 44 de acte adiționale la Acordurile REMIT semnate de către participanții ale caror date de identificare au suferit modificări, precum și acte adiționale de extindere/restrângere a serviciilor de raportare de date către ACER pentru energie electrică. Acest proces continuu de monitorizare a Acordurilor REMIT a fost transpus operativ în aplicația RECLIP - REGISTRUL CLIENTILOR ÎNREGISTRAȚI LA PIETE, precum și în sistemul de raportare RRM OPCOM.

În conformitate cu prevederile *Deciziei (UE) 2020/2152 a Comisiei din 17 decembrie 2020 privind taxele datorate Agenției Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei pentru colectarea, utilizarea, prelucrarea și analizarea informațiilor raportate în temeiul Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului („Decizia Comisiei 2020/2152”), publicată în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene la 18.12.2020, OPCOM exercită rolul de colector al taxei ACER de la participanții la piață, în condițiile în care prin Decizia Comisiei 2020/2152, pentru a se evita facturarea de către ACER a peste 14.000 de entități incluse în Registrul european al participanților la piață, s-a stabilit că taxele pentru colectarea, utilizarea, prelucrarea și analizarea informațiilor raportate în temeiul Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului se consideră datorate ACER de către mecanismele de raportare înregistrate pentru raportarea evidențelor tranzacțiilor în numele participanților la piață. În lipsa unor condiții specifice impuse de către Agenție sau prin intermediul Deciziei, modalitatea prin care OPCOM taxează participanții la piață este cea stabilită prin contractele bilaterale încheiate între OPCOM și Participanții la Piață. Astfel, în data de 08.06.2021 au fost transmise Participanților la Piață / Beneficiarilor Serviciilor, inclusiv OTS, actele adiționale referitoare la taxa ACER (peste 430 participanți la piață/beneficiari de servicii).*

Până la data de 31.12.2021 au fost permise de la Participanții la Piață / Beneficiarii Serviciilor un număr de 425 Acte adiționale privind introducerea taxelor ACER.

18. Activitatea de elaborare/modificare reglementari, inclusiv din perspectiva calitatii OPCOM de operator al pieței de energie electrică desemnat

18.1. Piețe la termen de energie electrică

Având în vedere aplicarea intervalului de decontare al dezechilibrelor de 15 minute începând cu data de 1 februarie 2021, potrivit obligațiilor stabilite de Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare) și Regulamentul (UE) nr. 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, în urma unui proces de consultare publică, ANRE a aprobat Ordinul nr. 27 din 31 martie 2021 privind modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

Acest Ordin propune modificarea Regulamentelor pietelor la termen: Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică, Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, Piața centralizată pentru serviciul universal, Piața centralizată pentru energie electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi, Piața pentru clienții finali mari, Piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare, prin înlocuirea termenilor “putere medie orară” și “cantitate orară” cu termenii “putere medie pe interval de decontare” și “cantitate pe interval de decontare”.

De asemenea, prin Ordin se stabilește ca durata intervalului de decontare să fie de 15 minute începând cu data de 01.07.2021, iar până la această dată de o oră. În acest sens, OPCOM a modificat și actualizat documentele specifice pentru piețele la termen și le-a publicat pe website, în conformitate cu prevederile ordinului.

18.2. Piața pentru Ziua Următoare de energie electrică

Au fost actualizate și completate procedurile și instrucțiunile de lucru interne pentru adaptarea la noul rol al OPCOM și noua topologie a pieței cuplate 4M MC, considerând și modificările implementate în sistemul local de tranzacționare ALSTOM în noua schemă operațională.

În acest context au fost transmise propuneri de actualizarea a unor prevederi din Regulamentul de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor și modificarea unor acte normative care reglementează piața pentru ziua următoare de energie electrică, aprobat prin Ordinul ANRE nr.82/03.09.2014, cu modificările și completările ulterioare, precum și Convenția de participare la PZU și procedurile operaționale de funcționare a PZU. Au fost considerate în actualizarea procedurilor operaționale și actualizarea relației contractuale dintre participantul la PZU și OPCOM S.A. în cadrul Convenției de participare la PZU pentru a reflecta contextul funcționării PZU în regim cuplat și reglementările conexe elaborate după lansarea proiectului de cuplare 4MMC.

De asemenea având în vedere prevederile Ordinului ANRE nr.65/31.03/2020, au fost actualizate și publicate următoarele documente:

- Procedura Operațională privind funcționarea Pieței pentru Ziua Următoare de energie electrică, revizia 3, revizia 4 și revizia 5;
- Convenția de participare la Piața pentru Ziua Următoare de energie electrică, revizia 5 ;
- Procedura privind încasările și plățile aferente tranzacțiilor pe Piața pentru Ziua Următoare, revizia 8;
- Procedura privind constituirea, verificarea și utilizarea garanțiilor financiare pentru participarea la Piața pentru Ziua Următoare, revizia 7;

18.3. Piața Intrazilnică de energie electrică

Regulile Pieței Intrazilnice prevăzute în Regulamentul de organizare și funcționare a pieței intrazilnice de energie electrică au fost revizuite în anul 2021 pentru piața intrazilnică din perspectivă locală, respectiv pentru aplicarea prevederilor Ordinului ANRE nr. 63/31.03.2020 privind aprobarea programului de implementare a măsurilor necesare în scopul asigurării condițiilor de decontare la un interval de 15 minute, a Ordinului ANRE nr. 230/16.11.2020 privind prorogarea unor termene prevăzute în ordine ale președintelui ANRE și completate cu dreptul participantului de a depune contestație.

Astfel, au fost actualizate și publicate următoarele documente:

- Procedura privind încasările și plățile aferente tranzacțiilor pe Piața Intrazilnică de energie electrică, revizia 6 și revizia 7;
- Procedura privind constituirea, verificarea și utilizarea garanțiilor financiare pentru participarea la Piața Intrazilnică de energie electrică, revizia 5 și revizia 6;

18.4 Piața Certificatelor Verzi

În perioada 01.04. -30.04.2021, ANRE a supus consultării publice, pe pagina proprie de internet, proiectul de Ordin pentru modificarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 77/2017, cu modificările și completările ulterioare și proiectul de Ordin pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie - revizia Ordinului ANRE nr. 195/2019, cu modificările și completările ulterioare.

În acest context au fost transmise propuneri de actualizare a unor prevederi din Regulamentul de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 77/2017, cu modificările și completările ulterioare iar în perioada 02.06.-12.06.2021, ANRE a supus consultării publice, pe pagina proprie de internet, proiectul de Ordin pentru modificarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 77/2017, cu modificările și completările ulterioare, faza a 2-a.

Sunt aprobate următoarele Ordine:

- Ordinul ANRE nr. 49/23.06.2021 pentru modificarea și completarea Regulamentului de organizare și funcționare a Pieței de Certificate Verzi, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 77/2017, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 52/23.06.2021 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie.

În acest sens, OPCOM a actualizat, a supus consultării publice, a publicat și a transmis pentru informare la ANRE, documentele aferente Pieței Certificatelor Verzi:

- Convenția de participare la Piața de Certificate Verzi;
- Procedura privind Înregistrarea, retragerea, suspendarea Participanților la/de la Piața de Certificate Verzi;
- Procedura privind funcționarea pieței centralizate anonime spot de certificate verzi;

- Procedura privind funcționarea pieței centralizate anonime la termen de certificate verzi și administrarea pieței contractelor bilaterale de certificate verzi.

18.5 Modificarea cadrului de reglementare privind tranzacționarea gazelor naturale

OPCOM a analizat *Proiectul de Ordin pentru modificarea Regulilor generale privind piețele centralizate de gaze naturale, anexă la Ordinul ANRE nr. 105/2018 pentru aprobarea Regulilor generale privind piețele centralizate de gaze naturale* și a transmis punctul de vedere și observațiile referitoare la documentul supus consultării publice de către ANRE în perioada 24.02 – 17.03.2021.

Urmare aprobării modificării *Regulilor generale privind piețele centralizate de gaze naturale* prin Ordinul ANRE nr. 29/14.04.2021 în care principala modificare se referă la introducerea pe Piața centralizată de gaze naturale a unui segment nou de piață, respectiv „Piața produselor derivate standardizate pe termen mediu și lung”, OPCOM a transmis propuneri de actualizarea a unor prevederi din *Regulamentul privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A.* precum și *Lista produselor tranzacționabile în cadrul pieței produselor standardizate pe termen scurt, a pieței produselor standardizate pe termen mediu și lung și a pieței produselor flexibile pe termen mediu și lung administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM S.A.*

În perioada 25.06. – 26.07.2021 ANRE a supus consultării publice, pe pagina proprie de internet, proiectul de Ordin pentru aprobarea *Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A.*

Principalele propuneri transmise de participanții la PCGN în cadrul procesului de consultare publică, fac referire la:

- micșorarea sumei penalizatoare de la 10% la 5% din valoarea tranzacției încheiate, în cazul refuzului semnării contractului standard;
- mărirea termenului de la 10 la 15 minute, în cazul în care se solicită anularea tranzacției de către ambii parteneri implicați;
- pentru tranzacțiile încheiate, publicarea numai a datelor referitoare la tipul produsului, volumului tranzacționat și a prețului de tranzacționare.

În perioada 19.08. – 20.09.2021 ANRE a supus consultării publice, pe pagina proprie de internet, proiectul de Ordin pentru aprobarea *Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A.*, faza a II-a.

Prin Decizia ANRE nr. 1721/01.09.2021 este aprobată *Lista centralizată a produselor tranzacționabile în cadrul pieței produselor standardizate pe termen scurt, a pieței produselor standardizate pe termen mediu și lung, a pieței produselor flexibile pe termen mediu și lung, precum și a pieței produselor derivate standardizate pe termen mediu și lung.*

Prin Ordinul ANRE nr. 107/13.10.2021 este aprobat *Regulamentul privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A.*

În perioada 14.12.2021-28.12.2021, OPCOM S.A. a supus procesului de consultare publică, pe pagina proprie web, documentele:

- Procedura privind tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale - Modalitatea de tranzacționare prin licitație și negociere;
- Procedura privind tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale - Modalitatea de tranzacționare prin licitație publică;
- Procedura privind tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale - Modalitatea de tranzacționare de tip OTC;
- Procedura privind tranzacționarea pe piața produselor flexibile pe termen mediu și lung de gaze naturale;
- Convenția de participare la piețele produselor standardizate pe termen scurt de gaze naturale;
- Convenția de participare la piețele produselor standardizate pe termen mediu și lung de gaze naturale.

Față de formele publicate nu au fost primite observații și astfel acestea au intrat în vigoare la data de 01.01.2022.

18.6. Modificările regulilor privind stabilirea obligațiilor de plată/ drepturilor de încasat pentru tranzacțiile realizate pe Piața de Echilibrare și dezechilibrele PRE

În vederea implementării în luna martie 2021, pentru tranzacțiile înregistrate pe Piața de Echilibrare în cursul lunii februarie 2021, au fost analizate prevederile:

- *Ordinului ANRE nr.213/25.11.2021 pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea - preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui ANRE și ale*
- *Ordinului ANRE nr.231/16.12.2021, privind modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 213/2020 pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea - preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui ANRE și pentru modificarea Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2020.*

Din analiza prevederilor Ordinului ANRE nr.213/25.11.2020 și nr.231/16.12.2020 a rezultat necesitatea unor modificări importante ale platformei informatice dedicate activității de stabilire a drepturilor de încasat și ale obligațiilor de plată ale participanților la PE și a dezechilibrelor cantitative și valorice ale PRE, în vederea determinării prețurilor finale unice de dezechilibru, prețurilor finale de deficit, prețurilor finale de excedent, obligațiilor de plată și ale drepturilor de încasat pentru dezechilibrele PRE, precum și pentru stabilirea valorii costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului.

Astfel, noile reguli conțin elemente noi de calcul/modificări substanțiale (aplicabile din luna martie 2021) față de regulile implementate, începând cu luna octombrie 2020 (prin Ordinele ANRE nr.61/31.03.2020 și nr.152/24.08.2020), după cum urmează:

a) Elementele noi de calcul introduse:

- Prețurile medii ponderate al prețurilor marginale la Creștere/Reducere de Putere, stabilite pentru fiecare ID;
- Prețurile inițiale unice de dezechilibru, determinate pentru fiecare ID;
- Componentele de neutralitate financiară a OTS, determinate pentru fiecare ID;
- Criteriile privind stabilirea ID în care se aplică prețurile finale unice de dezechilibru, respectiv a ID în care se aplică prețurile finale de deficit și prețurile finale de excedent;
- Prețurile inițiale de deficit și prețurile inițiale de excedent, determinate pentru fiecare ID;
- Prețurile finale unice de dezechilibru, prețurile finale de deficit și prețurile finale de excedent, determinate pe fiecare ID, corespunzător criteriilor de aplicare a acestor prețuri;

b) Modificări ale formulelor de calcul privind:

- Stabilirea penalității specifice pe fiecare ID, care se aplică pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare la Creștere/Reducere de Putere pentru fiecare UD, pe baza prețului inițial unic de dezechilibru sau pe baza prețurilor inițiale de deficit, respectiv prețurile inițiale de excedent, după caz;
- Costurile pentru echilibrarea sistemului, pe fiecare ID, amendate cu obligațiile de plată ale PRE-Schimburi Neplanificate, calculate pe baza prețului inițial unic de dezechilibru sau pe baza prețului inițial de deficit, după caz;
- Veniturile pentru echilibrarea sistemului, pe fiecare ID, amendate cu drepturile de încasat ale PRE-Schimburi Neplanificate, calculate pe baza prețului inițial unic de dezechilibru sau pe baza prețului inițial de excedent, după caz;
- Stabilirea veniturilor/costurilor suplimentare din echilibrarea sistemului pe fiecare ID în care se aplică prețurile finale unice de dezechilibru.

În cursul trim. I 2021 OPCOM împreună cu GE Digital Services Europe, furnizorul platformei informatice, dedicate activității de stabilire a obligațiilor de plată și a drepturilor de încasat pentru tranzacțiile realizate pe PE și pentru dezechilibrele cantitative și valorice ale PRE, au testat și au implementat, cu succes, pe baza specificațiilor tehnice, în platforma informatică, modificările necesare (față de formulele implementate în luna octombrie 2020, urmare a prevederilor Ordinului ANRE

nr.61/2020 și nr.152/2020) pentru aplicarea noilor formule de calcul prevăzute în Ordinul ANRE nr. 213/2020, modificat și completat prin Ordinul ANRE nr. 231/2020.

Aplicarea prevederilor celor două ordine, s-a realizat în conformitate cu dispozițiile Ordinului ANRE nr.230/16.12.2020 privind prorogarea unor termene prevăzute în ordine ale președintelui ANRE, începând cu data de 01.02.2021, odată cu trecerea la intervalul de decontare de 15 minute, deoarece menținerea unui nivel de granularitate de 60 minute prezenta potențialul de a genera pe lângă un sentiment de neîncredere în rândul participanților la piața și partilor responsabile cu echilibrarea, entități care suporta în mod direct de consecințele financiare ale implementării și eventuale riscuri de valori mari ale dezechilibrelor PRE.

În paralel cu calculele efectuate în vederea decontării dezechilibrelor PRE pe baza preturilor finale unice de dezechilibru, ale preturilor finale de deficit și ale preturilor finale de excedent, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.213/2020, cu modificările și completările ulterioare, OPCOM a efectuat, conform dispozițiilor art.15 alin.(1) și alin.(3) din ordinul menționat, simulări ale calculelor dezechilibrelor valorice ale PRE, pentru livrările de energie electrică din lunile februarie - iulie 2021, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.61/2020, iar rezultatele simulărilor au fost comunicate către ANRE și către PRE-urile implicate.

ANRE a supus, în data de 28.04.2021, consultării publice „Proiectul de Ordin pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 213/2020 pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru”, prin care, urmare a nivelului ridicat al veniturilor suplimentare din echilibrarea sistemului, s-a propus suspendarea temporară a prevederilor art.141 alin. (2) și alin. (3), dispoziții preluate din art.55 alin.(4) și alin.(5) din *Regulamentul (UE) 2017/2195 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică* și mai multe modificări ale formulelor de calcul, inclusiv propunerea, anterioară a OPCOM, de abrogare a prevederilor *Ordinului președintelui ANRE nr. 59/2015 pentru aprobarea Regulilor privind preluarea energiei electrice livrate în rețelele electrice, produsă în perioada de probe a capacităților de producere*, având în vedere faptul că prevederile acestuia nu se mai pot aplica în condițiile dispozițiilor Ordinului ANRE nr.213/2020. Față de documentul propus de ANRE, OPCOM a transmis prin adresa nr.22909/10.05.2021, propuneri de modificare și corectare a unor formule considerate eronate, clarificări ale modului de funcționare a PRE- Probe, precum și necesitatea utilizării platformei integrate deținută de operatorul pieței de energie electrică, prin menținerea responsabilităților existente ale OPCOM, în vederea evitării unor costuri suplimentare suportate de participanții la piața angro de energie electrică.

În data de 26.05.2021, ANRE a emis *Ordinul nr.33 privind modificarea și completarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor partilor responsabile cu echilibrarea – pret unic de dezechilibru aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 213/2020 și abrogarea Ordinului președintelui ANRE nr. 59/2015 pentru aprobarea Regulilor privind preluarea energiei electrice livrate în rețelele electrice, produsă în perioada de probe a capacităților de producere*. Pe baza noilor prevederi, OPCOM a elaborat specificațiile tehnice pe care le-a transmis în data de 28.05.2021 către GE Digital Services Europe, furnizorul platformei informatice, dedicate activității de stabilire a obligațiilor de plată și a drepturilor de încasare pentru tranzacțiile realizate pe PE și pentru dezechilibrele cantitative și valorice ale PRE.

Astfel, noile reguli conțin elemente noi de calcul/modificări substanțiale (aplicabile din luna iulie 2021) față de regulile implementate, începând cu luna martie 2021 (prin Ordinul ANRE nr.213/2020, modificat și completat prin Ordinul ANRE nr.231/2020), după cum urmează:

- Eliminarea formulei de calcul a dezechilibrului cantitativ al PRE constituit de CNTEE Transelectrica SA pentru Schimburile Neplanificate (PRE-SN);
- Modificarea formulei de calcul a dezechilibrului sistemului;
- Stabilirea drepturilor de încasat de către capacitățile de producție a energiei electrice care se afla în perioada de probe și respectiv a obligațiilor de plată ale OTS, pe baza pretului determinat ca medie aritmetică a indicilor ROPEX_DAM_Base, calculat pentru o perioadă de 90 de zile calendaristice anterioare zilei de livrare.
- Modificarea structurii costurilor/veniturilor/costurilor efective pentru echilibrarea sistemului;

- Eliminarea temporara a calculului veniturilor/costurilor suplimentare din echilibrarea sistemului;
- Modificarea modului de calcul al bilantului energiei electrice.

OPCOM impreuna cu GE Digital Services Europe au testat si au implementat, cu succes, pe baza specificatiilor tehnice, in platforma informatica, in cursul lunii iulie 2021, modificarile necesare prevazute prin Ordinul ANRE nr.33/2021.

In data de 03.08.2021 ANRE a supus, consultării publice „*Proiectul de Ordin pentru modificarea și completarea Ordinului președintelui ANRE nr. 213/2020 pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru*”, prin care, au fost propuse din nou modificări ale formulelor de calcul ale dezechilibrului SEN, ale costurilor/veniturilor/costurilor efective din echilibrarea sistemului, completarea, precum și modificarea, conform solicitărilor anterioare ale OPCOM, ale formulelor de calcul ale preturilor finale de deficit/excedent și respectiv a formulei de calcul al bilanțului pe Piața de Echilibrare. Față de documentul propus de ANRE, OPCOM a transmis prin adresa nr.37879/13.08.2021, propuneri de modificare și corectare a unor formule considerate eronate, susținute prin rezultatele simulărilor efectuate, a reformulării definițiilor termenilor utilizați, etc.

In data de 01.09.2021, ANRE a emis *Ordinul nr.96 privind modificarea si completarea Regulamentului de calcul si de decontare a dezechilibrelor partilor responsabile cu echilibrarea – pret unic de dezechilibru aprobat prin Ordinul presedintelui ANRE nr. 213/2020*. Pe baza noilor prevederi, OPCOM a elaborat specificatiile tehnice pe care le-a transmis in data de 26.08.2021 catre GE Digital Services Europe, furnizorul platformei informatice, dedicate activitatii de stabilire a obligatiilor de plata si a drepturilor de incasare pentru tranzactiile realizate pe PE si pentru dezechilibrele cantitative si valorice ale PRE.

Astfel, noile reguli contin elemente noi de calcul/modificari substantiale (aplicabile din luna octombrie 2021) fata de regulile modificate, incepand cu luna iulie 2021 (prin Ordinul ANRE nr.33/2021 pentru modificarea si completarea Ordinului ANRE nr.213/2020), dupa cum urmeaza:

- Modificarea formulei de calcul a dezechilibrului sistemului;
- Modificarea structurii costurilor/veniturilor/costurilor efective pentru echilibrarea sistemului;
- Completarea formulei de calcul a preturilor finale de deficit și a preturilor finale de excedent;
- Modificarea modului de calcul al bilantului energiei electrice.

OPCOM impreuna cu GE Digital Services Europe au testat si au implementat, cu succes, pe baza specificatiilor tehnice, in platforma informatica, in cursul lunii octombrie 2021, modificarile necesare prevazute prin Ordinul ANRE nr.96/2021.

Având în vedere prevederile art. 18 și ale art. 52 din *Regulamentul (UE) 2017/2195 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică*, ANRE a publicat în data de 15.03.2021, pentru consultare publică, *Proiectul de ordin pentru aprobarea clauzelor și condițiilor în materie de echilibrare* elaborat de către operatorul de transport și sistem CNTEE Transelectrica, document pe care OPCOM l-a analizat și față de care prin adresa nr.18071/15.04.2021 a transmis la ANRE punctul de vedere și observațiile privind erorile de principiu, ale formulelor de calcul, definițiile termenilor, necorelările termenelor propuse pentru finalizarea calculelor cu termenele de transmitere a datelor de către operatorii responsabili către OPCOM, precum și necesitatea corelării dispozițiilor proiectului de ordin cu prevederile incidente din alte ordine aprobate de către Autoritatea competentă.

In data de 24.06.2021, ANRE a publicat, pentru consultare publică, *Faza a II-a a Proiectului de ordin pentru aprobarea clauzelor și condițiilor în materie de echilibrare* elaborat de către operatorul de transport și sistem CNTEE Transelectrica. Față de noua versiune a proiectului de ordin, OPCOM a transmis prin adresa nr.31211/12.07.2021 solicitarea de a se lua în considerare propunerile transmise la faza anterioară de consultare publică și, în plus, corelarea termenelor pentru efectuarea calculelor cu termenele la care OMEPA și Operatorul Piețe de Echilibrare (OPE) transmit informațiile necesare la OPCOM, propuneri de termene realiste și corelate pentru emiterea/plata facturilor de către CNTEE Transelectrica/Participanții la Piața de Echilibrare/Părțile Responsabile cu Echilibrarea, precum și necesitatea utilizării platformei integrate deținută de operatorul pieței de energie electrică, prin

menținerea responsabilităților existente ale OPCOM, în vederea evitării unor costuri suplimentare suportate de participanții la piața angro de energie electrică.

În data de 15.10.2021, ANRE a publicat, în vederea consultării publice, *Proiectul de Ordin pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui ANRE*. OPCOM a transmis prin adresa nr.48246/25.10.2021 propuneri de corectare a unor formule, precum și de reformulare/corectare a unor definiții ale termenilor din formulele de calcul.

În intervalele de timp, dintre publicarea diferitelor variante ale Proiectelor de Ordin și până la aprobarea formei finale a Ordinului respectiv, OPCOM, la solicitarea ANRE a efectuat mai multe simulări în baza unor variante de formule, coeficienți, criterii, în vederea stabilirii ID în care se vor aplica prețuri finale unice de dezechilibru, respectiv prețuri duale, rezultate care au fost puse la dispoziția Autorității competente, pentru facilitarea celor mai bune decizii, privind forma finală a Ordinului.

În data de 08.12.2021, ANRE a emis *Ordinul nr. 127 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui ANRE*, ale cărui prevederi vor fi implementate în luna noiembrie 2022, cu efecte comerciale pentru tranzacțiile realizate pe Piața de Echilibrare în luna octombrie 2022.

În paralel cu calculele efectuate în vederea decontării dezechilibrelor PRE pe baza prețurilor finale unice de dezechilibru, ale prețurilor finale de deficit și ale prețurilor finale de excedent, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.213/2020, cu modificările și completările ulterioare, OPCOM a demarat efectuarea, conform dispozițiilor art. 3 alin.(1) și alin.(2) din Ordinul ANRE nr.127/2021, simulări ale calculelor prețurilor finale unice de dezechilibru, prețurilor finale de deficit și de excedent, dezechilibrelor valorice pentru fiecare ID ale Părților Responsabile cu Echilibrarea și veniturilor/costurilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului pentru livrarile de energie electrică din lunile decembrie 2021 - septembrie 2022, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.127/2021, iar rezultatele simulărilor sunt comunicate către ANRE, CNTEE Transelectrica și către PRE-urile implicate.

În conformitate cu prevederile Art.145 și ale Art.146 din „*Ordinul ANRE nr. 213/25.11. 2020 pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor partilor responsabile cu echilibrarea – pret unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui ANRE*”, cu modificările și completările ulterioare au fost actualizate:

- Procedura operațională privind stabilirea lunară drepturilor de încasare și a obligațiilor de plată aferente tranzacțiilor realizate pe Piața de Echilibrare,
- Procedura privind stabilirea prețurilor finale unice de deficit și de excedent, a dezechilibrelor cantitative și valorice ale PRE și a veniturilor sau costurilor suplimentare din echilibrarea sistemului – preț unic de dezechilibru, procedură care în cursul lunii iulie 2021 a fost reactualizată conform regulilor aprobate prin Ordinul ANRE nr.33/26.05.2021, iar în cursul lunii octombrie 2021 a fost din nou reactualizată în baza Ordinului ANRE nr.96/01.09.2021.

18.7. Modificările regulilor de suspendare și restabilire a activităților de piață și a regulilor de decontare aplicabile

În perioada martie-mai 2021 au fost convocate de către ANRE mai multe sedinte organizate on-line, la care alături de CNTEE Transelectrica a participat și OPCOM. Urmare a discuțiilor clarificatoare cu privire la acest subiect, în data de 28.05.2021, ANRE a publicat un *Proiect de Ordin pentru aprobarea regulilor de suspendare și restabilire a activităților de piață și a regulilor de decontare aplicabile și de abrogare a Regulamentului privind suspendarea funcționării pieței angro de energie electrică și regulile comerciale aplicabile aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 23/2016*, document

elaborate de CNTEE Transelectrica, în conformitate cu prevederile *Regulamentului (UE) 2017/2196 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic.*

Față de prevederile acestui document, OPCOM a transmis prin adresa nr.29026/25.06.2021, propuneri de clarificare față de modul în care vor fi afectate relațiile contractuale din piața angro/cu amănuntul de energie electrică, în cazul suspendării activităților de piață, clarificarea modului în care se vor suspenda plățile (deja efectuate în piețele de energie electrică în care OPCOM este contraparte), corectarea unor formule considerate eronate, propunerea de invocarea a Forței majore, în astfel de situații, propuneri de reformulări ale definițiilor care deja există în cadrul de reglementare, pentru evitarea eventualelor confuzii, etc.

În data de 15.10.2021 ANRE a supus consultării publice *„Proiectul de Ordin pentru aprobarea Regulilor de suspendare și restabilire a activităților de piață și a regulilor de decontare aplicabile*

OPCOM a analizat noile prevederi ale acestui document și a transmis din nou, prin adresa nr.48461/25.10.2021, propuneri de clarificare față de modul în care vor fi afectate relațiile contractuale din piața angro/cu amănuntul de energie electrică, în cazul suspendării activităților de piață, clarificarea modului în care se vor suspenda plățile (deja efectuate în piețele de energie electrică în care OPCOM este contraparte), precum și propunerea de invocarea a Forței majore.

În data de 08.12.2021, ANRE a aprobat *Ordinul nr.128 pentru aprobarea regulilor de suspendare și restabilire a activităților de piață și a regulilor de decontare aplicabile, ale cărui dispoziții se aplică de la 01.10.2022*

18.8. Cadrul de reglementare european

Având în vedere procesul în derulare la nivel european de gestionare / elaborare a cadrului contractual referitor la crearea și operarea cuplării unice a pietelor pentru ziua următoare (SDAC, Single Day-Ahead Coupling) și a cuplării unice a pietelor intrazilnice de energie electrică (SIDC, Single Intra-Day Coupling), OPCOM a participat în anul 2021 la negocierea și stabilirea a noi contracte și a gestionat o serie de acorduri/contracte aflate în derulare, dintre care menționăm, după cum urmează:

- „The Master Agreement on 4M Market Coupling”, document prin care sunt stabilite scopul și forma de cooperare, coordonare și flux informational între OPEED și OTS ca părți ale proiectului 4M MC în procesul de operare în comun a cuplării pietelor pentru ziua următoare din cele patru țări, Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România;
- „4M MC PX-PX Agreement”, document care stabilește principiile generale ale colaborării între OPEED ca părți în cadrul 4M MC, precum și termenii și condițiile care guvernează operarea 4M MC din punctul de vedere al responsabilităților ce revin burselor de energie;
- Acordul cadru al Proiectului privind proiectarea și faza de implementare a proiectului de cuplare pe baza de fluxuri în regiunea CEE, Core FB MC;
- Acordul cadru de servicii de management de proiect (PMO) încheiat între părțile Core FB MC și furnizorul serviciilor PMO;
- Contractele de co-proprietate PCR;
- Contractul de cooperare al tuturor OPEED-urilor (All NEMO Cooperation Agreement; ANCA), conform prevederilor Planului OCP (anterior INCA, Interim NEMO Cooperation Agreement);
- Contractul operational pentru cuplarea unică a pietelor intrazilnice încheiat între OTS-uri și OPEED-uri (Intraday Operations Agreement, IDOA);
- Contractul operational dintre OPEED-uri pentru cuplarea unică a pietelor intrazilnice (ANIDOA, All NEMOs Intra-Day Operational Agreement);
- Contractul operational aferent SDAC încheiat între OPEED-uri și OTS-uri (Single Day-Ahead Coupling Operations Agreement; SDAC DAOA) și a Contractului de prestări servicii de entitatea centrală de decontare în cadrul cooperării sub contractul SDAC DAOA, încheiat încheiat între OPEED-uri, OTS-uri și furnizorul de servicii (Central Settlement Entity Service Level Agreement for Day-Ahead Coupling Operations);
- Contractul operational aferent SDAC încheiat între OPEED-uri (All NEMO Day Ahead Operational Agreement; ANDOA);

- Contractul de prestari servicii de Oficiu de management de proiect sub auspiciile IDOA, incheiat intre OTS-uri, OPEED-uri si furnizorul de servicii (Framework Agreement "Project Management Office (PMO) Services for joint-XBID Project");
- Contractul de servicii inclusiv de oficiu de management de proiect - PMO (Consultancy Service Agreement), existent intre burse (actual OPEED-uri) din proiectul initial XBID si furnizorul de servicii;
- Contractul XBID-MSA incheiat de burse cu furnizorul solutiei in cadrul XBID;
- Contractul de prestari servicii PMI Logger Analysis Tool incheiat cu furnizorul de servicii IT in cadrul XBID;
- Contractul cadru de prestari servicii incheiat de burse cu furnizorul de servicii de comunicatii in cadrul XBID;
- Acorduri de confidentialitate incheiate cu furnizorii IT;
- Alte contracte de suport, mentenanta, prestari servicii etc.

18.9. Elaborare analize, puncte de vedere si observatii la documentele conexe activitatii

- Continuarea activității ca membru al Consiliului Consultativ constituit prin Ordinul Ministrului Energiei nr. 725/08.10.2018 pentru dezvoltarea unui mecanism de sprijin de tipul Contracte pentru Diferență.

Mecanismul de sprijin prin ajutor de stat ce face obiectul proiectului presupune implementarea la nivelul sectorului energiei electrice a unei noi funcții și anume aceea de Contraparte centrală pentru contractele pentru diferență.

Conform practicii europene descrise în raportul consultanților acest rol este asumat fie de către Operatorul de Transport și de Sistem, fie de către entități nou create aflate în coordonarea autorităților de stat (Guvern, Minister de resort).

Având în vedere experiența deținută în calitate de contraparte pe piețele pe termen scurt, OPCOM și-a exprimat disponibilitatea de a răspunde favorabil propunerilor ce i-au fost adresate în cadrul Grupului de lucru și de a-și asuma rolul de Contraparte pentru Contractele pentru Diferență în cadrul unui mecanism de sprijin bazat pe ajutor de stat prin Contracte pentru Diferență.

Față de rezultatele proiectului de consultanță, la nivelul Ministerului Energiei a fost luată decizia inițierii unui proces de consultare publică cu privire la implementarea Contractelor pentru Diferență în România pe baza documentului „Elaborarea unui mecanism de sprijin de tipul Contracte pentru Diferență („CFD”) pentru producerea de energie cu emisii reduse de carbon”.

Pe baza observațiilor colectate și a discuțiilor clarificatoare purtate la nivelul Ministerului Energiei a fost întocmit documentul intitulat „Principii generale privind implementarea unui mecanism de sprijin de tipul Contracte pentru Diferență („CFD”) pentru producerea de energie electrică cu emisii reduse de carbon”, document care preia atât concluziile studiului realizat cu sprijinul consorțiului Marsh Europe, NERA Economic Consulting și CMS Cameron McKenna, cât și din o parte dintre comentariile/observațiile efectuate de ANRE, OPCOM și CNTEE Transelectrica.

Pentru continuarea demersurilor aferente acestui proiect privind implementarea unui mecanism de sprijin de tipul Contracte pentru Diferență („CFD”) pentru producerea de energie electrică cu emisii reduse de carbon, Ministerul Energiei a adresat OPCOM rugămintea de a continua buna colaborare și în vederea pregătirii etapei a doua a acestui proiect, respectiv dezvoltarea cadrului legislativ și instituțional aferent implementării acestui mecanism de sprijin în România, fapt ce a determinat participarea OPCOM la stabilirea formei finale a documentului „Caietul de sarcini pentru elaborarea Studiului privind dezvoltarea legislației necesare pentru implementarea mecanismului de sprijin de tipul Contract pentru Diferență adaptat condițiilor specifice ale României”.

De asemenea, OPCOM a participat în cadrul Comitetului Consultativ organizat în cadrul proiectului „Suport tehnic pentru proiectarea noii piețe a energiei electrice din România” (“Technical support for the design of the new electricity market in Romania” SRSS / SC2019 / 016) derulat la nivelul MEEMS în cadrul programului de finanțare al Comisiei Europene, în calitate de Autoritate contractantă, pentru

Srijin pentru Reforme Structurale, pentru stabilirea formei finale a "Raportului referitor la proiectarea unei noi piețe a energiei în România și prezentare" ("Final version of a report with a proposal for the design of a new electricity market in Romania") realizat de PWC (PricewaterhouseCoopers Management Consultants SRL).

Într-o fază ulterioară a studiului realizat de consorțiul MARSH Europe-NERA-CMS CameronMcKENNA Nabarro Olswang LLP, urmează implementarea concretă a mecanismului Contracte pentru Diferență, mecanism aplicabil în cadrul pieței de energie numai producătorilor care vor pune în funcțiune capacități noi de producere energie electrică cu emisii reduse de carbon.

Astfel, la solicitarea Ministerului Energiei, reprezentanții OPCOM au participat începând cu anul 2021, alături de reprezentanți din partea Ministerului Energiei, Băncii Europene pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD), Consultantului Cameron McKenna Nabarro Olswang LLP SCP, CNTEE Transelectrica și ANRE, în cadrul grupului de lucru constituit în acest sens.

Prin studiul realizat de CMS Cameron McKenna Nabarro Olswang LLP SCP urmează să se clarifice aspectele principale din punct de vedere juridic și financiar care stau la baza funcționării mecanismului de sprijin cum ar fi: analizarea modelului pieței de energie din România care să permită adoptarea mecanismului CfD, elaborarea legislației primare și secundare precum și a regulilor și cerințelor necesare desfășurării procedurii de licitație, monitorizarea CfD de către Contraparte și structura costurilor necesare funcționării mecanismului de sprijin, asistența tehnică necesară notificării mecanismului CfD către Comisia Europeană etc.

În cadrul acestui proiect, rolul OPCOM de Contraparte pentru Contractele pentru Diferență (CfD Contraparty) și de Organism de plată (Payment Body) a fost confirmat atât în cadrul discuțiilor Grupului de lucru pentru implementarea schemei de sprijin de tipul Contracte pentru Diferență (CfD) cât și în cadrul prezentării "Industry briefing event. Launch of CfD Scheme" realizată în decembrie 2021 în cadrul evenimentului de prezentare a Schemei de sprijin de către echipa CfD CMS Law Firm and NERA Economic Consulting, BERD și Ministerul Energiei.

În acest sens, OPCOM va fi responsabil pentru îndeplinirea următoarelor activități principale:

- stabilirea valorilor aferente pentru prețul de referință utilizat pentru stabilirea nivelului sprijinului acordat prin Contracte pentru Diferență;
- colectarea obligațiilor aferente pentru Taxa de consum pe baza căreia se vor constitui fondurile necesare mecanismului de sprijin;
- colectarea sumelor aferente din partea producătorilor de energie electrică în cazul în care prețul de valorificare a energiei electrice este superior prețului de exercitare a Contractului pentru Diferență de care acesta dispune, fiind parte în Contractele pentru diferențe pentru care aceștia vor licita și vor fi desemnați câștigători;
- gestionarea garanțiilor constituite de către părțile implicate și cărora le revin obligații de plată conform regulilor de funcționarea mecanismului de sprijin;
- realizarea plăților către beneficiarii din cadrul Contractelor pentru Diferență pentru sumele stabilite pe baza diferențelor dintre prețul de exercitare al contractului și prețul de referință al pieței stabilit conform regulilor aplicabile în cadrul mecanismului de sprijin;
- monitorizarea datelor privind evoluția prețului de referință și cele privind orele de producere a energiei electrice de către beneficiarul unui CfD pentru a se asigura că nu sunt realizate plăți în cadrul mecanismului de sprijin prin ajutor de stat în perioadele cu un preț negativ;
- monitorizarea obligațiilor asumate de fiecare beneficiar.

OPCOM a participat activ în acest proces și și-a manifestat în mod constant interesul pentru preluarea rolului de Contraparte pentru Contractele pentru Diferență, în condițiile nominalizării în acest sens prin legislația relevantă și asigurării resurselor necesare exercitării acestui rol.

- Analiza cauzelor care au determinat creșterea prețurilor tranzacțiilor pe Piața pentru Ziua Următoare, analiza ofertelor, tranzacțiilor și preturilor înregistrate pe piețele de energie electrică pe termen scurt, mediu și lung, în contextul funcționării Sistemului Energetic Național.
- Analizele diverselor solicitări ale ANAF/Instanțelor de Judecată și elaborarea răspunsurilor corespunzătoare.

- Participare la sesiunile Comandamentului de iarnă și prezentarea sintezei funcționării PZU, precum și a altor aspecte ale funcționării piețelor administrate de OPCOM, în funcție de problemele ridicate în cadrul întâlnirilor;
- Elaborarea de propuneri, la solicitarea autoritatilor, la documentele aflate în proces de elaborare sau monitorizare la nivel național/european, precum și participarea în cadrul grupurilor de lucru constituite la nivel ministerial. De asemenea, participarea la elaborarea altor solicitări de la autorități: Prospectul de țară în vederea includerii informațiilor referitoare la OPCOM și menite a oferi informații suplimentare potențialilor investitori în emisiunile de euroobligațiuni realizate de Ministerul Finanțelor etc.

19. Activitatea de supraveghere a funcționării piețelor administrate

Activitatea de supraveghere s-a desfășurat în anul 2021 aplicând prevederile procedurii operaționale elaborată în conformitate cu prevederile „Codului comercial al pieței angro de energie electrică” și ale „Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică” aprobată prin Ordinul ANRE nr. 67/2018: „Procedura operațională privind supravegherea funcționării piețelor administrate de energie electrică și de gaze naturale”. În ceea ce privește informațiile publice, SSFPA a aplicat prevederile referitoare la transparență și monitorizare stipulate în regulamentele de funcționare ale piețelor administrate de OPCOM. Aceste prevederi sunt transpuse în proceduri interne de lucru: „Supravegherea funcționării piețelor administrate” și „Colectarea datelor publice și private în vederea îndeplinirii sarcinilor de supraveghere și raportare”, parti componente ale sistemului de management al calității. Suplimentar, în vederea îndeplinirii obligațiilor OPCOM, în calitate de piață organizată și de Mecanism de Raportare Înregistrat, în conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei privind raportarea de date, pentru punerea în aplicare a articolului 8 alineatele (2) și (6) din Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie, precum și în calitate de Operator al Pieței de Energie Electrică Desemnat, în conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 al Comisiei pentru stabilirea unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, SSFPA în activitatea desfășurată aplică și prevederile procedurii interne de lucru „Raportarea informațiilor către ACER conform REMIT și CACM”.

Rezultatele activității de supraveghere răspund necesităților de informare a patru factori, managementul OPCOM, Autoritatea de reglementare, Agenția pentru Cooperarea Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei și participanții la piață, concretizându-se în:

- rapoarte interne periodice (zilnice, săptămânale, lunare) precum și ori de câte ori este cazul, asupra aspectelor legate de funcționarea piețelor administrate, rezultatelor și concluziilor monitorizării;
- rapoarte externe, către autoritatea de reglementare, periodice (zilnice, săptămânale, lunare) precum și ori de câte ori este cazul, asupra evenimentelor deosebite înregistrate în funcționarea piețelor administrate, asupra indicatorilor de performanță și de concentrare și asupra comportamentului participanților la piață. Raportările includ atât date primare (date de intrare/ieșire din procesele de tranzacționare), cât și prelucrări, analize și interpretări ale evoluției piețelor, sintetizate în cadrul informațiilor săptămânale și a rapoartelor lunare;
- rapoarte externe, către Agenția pentru Cooperarea Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei (ACER), conform Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT), cu periodicitate zilnică, ofertele și tranzacțiile stabilite pe piețele administrate de OPCOM în calitate de piață organizată (OMP);
- rapoarte externe, către Agenția pentru Cooperarea Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei (ACER), conform Regulamentului (UE) nr. 2015/1222 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (CACM) și în mod specific a prevederilor menționate în Articolul 82 (6), Monitorizarea punerii în aplicare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, respectiv obligația OPEED-urilor de a furniza, la cererea comună a agenției și a ENTSO pentru energie electrică, cu periodicitate semestrială, informațiile necesare în contextul sarcinilor lor de monitorizare a punerii în aplicare a SDAC (Single Day-Ahead Coupling) și SIDC (Single Intra-Day Coupling).
- rapoarte publice periodice referitoare la funcționarea piețelor, agregate la un nivel care să nu dezvăluie poziția pe piață a unui anumit participant. Canalul principal de diseminare a acestei informații este website-ul OPCOM.

Raportările includ atât date primare (date de intrare/iesire din procesele de tranzacționare), cât și prelucrări, analize și interpretări ale evoluției pietelor, sintetizate în cadrul informărilor săptămânale și a rapoartelor lunare.

Suplimentar raportărilor periodice, s-a răspuns prompt tuturor solicitărilor venite din partea autorității de reglementare, furnizând rezultatele unor analize privind comportamentul de ofertare al unor participanți, valorile indicatorilor de concentrare la nivelul ofertelor/tranzacțiilor pe fiecare dintre piețele administrate, alte situații realizate la cerere.

Activitățile de supraveghere și raportare conform REMIT către ACER/ANRE desfășurate în anul 2021:

- Raportarea, începând cu 7 octombrie 2015, către Agenția pentru Cooperarea Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei (ACER), conform Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT), a ofertelor și tranzacțiilor stabilite pe piețele administrate de OPCOM în calitate de piață organizată (OMP).
- Monitorizarea acordurilor de raportare conform REMIT și a actelor adiționale la acordurile de raportare, a elementelor de facturare a serviciilor prestate de OPCOM pentru raportarea către ACER.
- Gestionarea activității de colectare a taxelor REMIT, rol asumat de OPCOM în raport cu ACER și participanții la piață, obligatoriu pentru exercitarea în continuare a funcției de Mecanism de raportare înregistrat, ca urmare a adoptării *Deciziei (UE) 2020/2152 a Comisiei din 17.12.2020 privind taxele datorate Agenției Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei pentru colectarea, utilizarea, prelucrarea și analizarea informațiilor raportate în temeiul Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului („Decizia Comisiei 2020/2152”) în implementarea art. 32 din Regulamentul ACER prin care au fost stabilite taxele ACER pentru participanții la piață înregistrați în conformitate cu articolul 9 din REMIT, cu aplicabilitate din data de 1 ianuarie 2021.*
- Elaborarea de propuneri de extindere a serviciilor de raportare oferite de OPCOM (tarife, contracte).
- Raportarea trimestrială către ANRE a contractelor raportate către ACER, încheiate în afara pietelor administrate de către OPCOM, defalcat pe tipuri de tarife (tarif reglementat, tarif nereglementat).
- Raportarea către ACER/ANRE a STR-urilor (Suspicious Transaction Reporting) conform articolelor 15 și 16 din Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie.
- Clarificarea împreună cu ACER a elementelor supuse raportării conform REMIT.
- Participarea, în organizarea ACER, la reuniunile partilor semnatare ale Memorandumului de Înțelegere între ACER și piețele de energie organizate privind cooperarea în monitorizarea pieței în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) Nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT).

Activitățile de raportare conform CACM către ACER desfășurate în anul 2021:

- Raportarea semestrială, începând cu 1 iulie 2018, către Agenția pentru Cooperarea Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei (ACER), Regulamentului (UE) nr. 2015/1222 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (CACM) și în mod specific a prevederilor menționate în Articolul 82 (6), Monitorizarea punerii în aplicare a cuplării unice a pietelor pentru ziua următoare și a pietelor intrazilnice, respectiv obligația OPEED-urilor de a furniza, la cererea comună a agenției și a ENTSO pentru energie electrică, cu periodicitate semestrială, informațiile necesare în contextul sarcinilor lor de monitorizare a punerii în aplicare a SDAC (Single Day-Ahead Coupling) și SIDC (Single Intra-Day Coupling).
- Clarificarea împreună cu ACER a elementelor supuse raportării conform CACM.

In anul 2021 s-a continuat elaborarea, in versiunile romana si engleza, a urmatoarelor rapoarte: raport zilnic privind participarea si concentrarea pe PZU si PI (este evidentiata numarul participantilor activi, rata de concentrare a primilor trei vanzatori/cumparatori si indicatorul Herfindahl-Hirschman pe parte de vanzare si cumparare); raport saptamanal privind functionarea pietelor administrate de energie electrica si de gaze naturale in saptamana anterioara raportarii; raport lunar privind participarea si concentrarea pe PCCB-LE, PCCB-LE-flex, PCCB-NC, PC-OTC, PCE-ESRE-CV, PCSCV, (este evidentiata numarul participantilor activi, rata de concentrare a primilor trei vanzatori/cumparatori si indicatorul Herfindahl-Hirschman pe parte de vanzare si cumparare in luna anterioara raportarii). S-a imbunatatit continutul rapoartelor saptamanale, lunare si anuale de evolutie a performantei pietelor administrate de OPCOM. S-a extins informatia publicata pe website cu cea referitoare la rezultatele stabilite pe platforma de tranzactionare M7 Trading a PI-produsul 15min. De asemenea, a fost actualizat documentul privind indicii specifici publicati de OPCOM prin introducerea modului de calcul pentru prețurile / volumele tranzactionate pe produsul cu granularitate 15 minute pe Piața Intrazilnică, conform Ordinului ANRE nr. 63/2020, introducerea modului de calcul pentru prețurile / volumele stabilite pe PCCB-LE-Flex și PCE-ESRE-CV, actualizarea modului de calcul al indicelui ROPEX_FM, începând cu 1 Martie 2021, actualizarea indicatorilor Pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică – modalitatea de tranzacționare PCCB-LE, operationala pana la data de 08.05.2020, prin eliminarea contractelor care au fost reziliate / încetate cu acordul părților și notificate OPCOM în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 50/2019 și a adresei ANRE nr. 19941/02.03.2020.

Au fost realizate in vederea difuzarii catre agentile de stiri si mass-media din tara (Bursa) si strainatate (Heren) precum si in scopul elaborarii comunicatelor de presa (lunare, anuale, prilejuite de diverse evenimente), sinteze specifice ale rezultatelor functionarii pietelor administrate, incluzand gradul de participare si evolutia indicatorilor de performanta.

Comunicatele de presa au fost elaborate si publicate pe site-ul OPCOM in legatura cu evolutia parametrilor ce caracterizeaza fiecare piata, semnaland opiniei publice si implicit participantilor cresterea lichiditatii – vectorul principal pentru descoperirea pretului corect.

In anul 2021 a continuat colaborarea cu „Observatorul de piata din sectorul energiei al Comisiei Europene”, prin furnizarea datelor necesare prezentarii pietei spot din Romania in cadrul Rapoartelor trimestriale privind pietele de energie electrica din Europa. A continuat, de asemenea, colaborarea cu Prospex Research Ltd prin furnizarea datelor necesare prezentarii pietei spot din Romania in cadrul rapoartelor anuale privind pietele de energie electrica din Europa.

Au fost furnizate la cerere informatii de natura publica, raspunsuri la intrebari/solicitari formulate de edituri/furnizori de date din tara si din strainate.

In procesul de diseminare a informatiei neutre relevante s-a urmarit in permanenta corecta gestionare a datelor referitoare la rezultatele functionarii pietelor administrate, precum si imbunatatirea/extinderea informatiei publicate.

In anul 2021 a continuat activitatea de verificare a respectarii reglementarilor ANRE, a normelor interne de catre fiecare departament operativ din cadrul OPCOM.

In ceea ce priveste monitorizarea conformitatii cu legislatia primara si secundara, s-a colaborat cu serviciile operative in urmatoarele directii de analiza: analiza propunerilor legislative (legislatie primara si secundara cu impact asupra domeniului de activitate al societatii) si elaborarea de puncte de vedere cu privire la continutul acestora - s-a colaborat permanent cu serviciile operative din cadrul OPCOM in vederea amendarii unor propuneri de legislatie secundara, sesizarii anumitor aspecte procedurale/actualizarii unor documente interne, elaborarii de noi reglementari; analiza adecvarii reglementarilor la obiectivele pietelor centralizate administrate de OPCOM S.A., identificarea oportunitatii adoptarii unor mecanisme si produse noi si a zonelor de reglementare ce necesita dezvoltari prin evaluarea comparativa a pietelor administrate de OPCOM S.A. cu cele similare din Europa – s-a colaborat cu departamentele operative sau direct implicate la adecvarea reglementarilor in vigoare la obiectivele si intentiile OPCOM de punere in functiune a noi mecanisme de tranzactionare.

In vederea facilitarii monitorizarii performantei pietelor administrate de OPCOM si a comportamentului participantilor au fost imbunatatite si intretinute aplicatiile informatice dezvoltate intern, au fost create aplicatii noi, in functie de necesitatile impuse de solicitarile ANRE, ale ministerului sau a altor autoritati.

In anul 2021 prin activitatea de supraveghere s-a contribuit si la implementarea in cadrul OPCOM a:

- prevederilor REMIT, Regulamentul (UE) nr 1227/2011 al Parlamentului European si al Consiliului privind integritatea si transparenta pietei angro de energie electrica, din perspectiva continuarii implementarii cerintelor/standardelor de raportare a datelor si a implementarii prevederilor articolului 15 din REMIT privind supravegherea pietelor administrate,
- a obligatiilor de raportare conform Regulamentului (UE) nr. 2015/1222 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacitatilor si gestionarea congestiilor (CACM) si in mod specific a prevederilor mentionate in Articolul 82 (6), Monitorizarea punerii in aplicare a cuplarii unice a pietelor pentru ziua urmatoare si a pietelor intrazilnice, respectiv obligatia OPEED-urilor de a furniza, la cererea comuna a agentiei si a ENTSO pentru energie electrica, informatiile necesare in contextul sarcinilor lor de monitorizare a punerii in aplicare a SDAC (Single Day-Ahead Coupling) si SIDC (Single Intra-Day Coupling).

Persoane din departamentul de supraveghere au participat in calitate de reprezentanti ai OPCOM la urmatoarele evenimente: la workshop-urile online ale Grupului de lucru din cadrul Proiectului de implementare a schemei de sprijin de tipul Contracte pentru Diferenta (CfD) organizate de MEEMA, CMS si NERA; la sedinta de lucru cu ME, ANRE, CNTEE Transelectrica SA si Consultantul CMS cu privire la Proiectul de act normativ de modificare a Legii energiei urmare transpunerii Directivei 944/2019, intalnire ce s-a desfasurat in data de 10.03.2021; la workshop-ul online al Grupului de lucru ANRE-Transelectrica -OPCOM cu privire la Procedura de suspendare a functionarii pietei de energie electrica si a regulilor de decontare aplicabile, intalnire ce s-a desfasurat in data de 21 si 28.04.2021; la webinar-ul REMIT Forum organizat de ACER cu partile interesate privind modificarile TRUM si modelul taxei REMIT datorata ACER, intalnire ce s-a desfasurat in perioada 25-26 si 28.10.2021; la workshop-ul online - CfD proiect organizat de MEEMA, CMS si NERA, intalnire ce s-a desfasurat in data de 04.11.2021; la masa rotunda organizata de ACER cu AEMP-OMP-RRM privind modificarile TRUM si modelul taxei REMIT datorata ACER, intalnire ce s-a desfasurat in data de 16.11.2021; la webinar-ul: Launch of a Contracts for Difference support scheme for low-carbon electricity in Romania cu partile interesate organizat de MEEMA, CMS si NERA, intalnire ce s-a desfasurat in data de 08.12.2021; la webinar-urile organizate de ACER (RRM User Group); la Grupul ad-hoc al EUROPEX pe probleme de reglementare (MIT TF).

SSFPA a furnizat suport permanent la intocmirea prezentarilor OPCOM privind evolutia pietelor centralizate administrate de OPCOM, sustinute in cadrul unor manifestari interne si internationale: conferinte, seminarii, mese rotunde, intalniri cu diverse foruri internationale, precum si pentru sustinerea proiectelor aflate in derulare in cadrul OPCOM: REMIT, OPEED (NEMO), PCR, SDAC, XBID/SIDC, Core FB MC, Interim Coupling.

Au fost permanent sustinute comunicari OPCOM catre piata emise prin intermediul website-ului, atat referitoare la aspecte tehnice, de natura operativa, cat si referitoare la rezultatele si realizările inregistrate in activitatea de operare si dezvoltare a OPCOM.

S-a dat curs tuturor solicitarilor provenite de la autoritati privind comunicarea de informatii cu privire la sinteze ale indicatorilor de performanta a pietelor administrate, evaluarea nivelului de concurenta pe piata pentru ziua urmatoare administrata de OPCOM, rata de concentrare, indicatorul Herfindahl-Hirschman si comportamentul participantilor la pietele administrate.

20. Activitatea de raportare catre ACER (REMIT)

Regulamentul de punere in aplicare a prevederilor REMIT (Regulamentul nr. 1348/2014) a intrat in vigoare in data de 7 ianuarie 2015, data la care Agentia pentru Cooperarea Autoritatilor de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) a publicat Manualul Procedurilor cu privire la raportarea datelor, cerintele impuse mecanismelor de raportare pentru a fi inregistrate in vederea raportarii conform REMIT, lista pietelor organizate precum si Manualul de raportare a tranzactiilor (TRUM).

OPCOM a initiat procesul de inregistrare ca RRM (Mecanism de raportare inregistrat) in data de 19.01.2015, transmitand ACER informatiile obligatorii pentru identificarea sa in aceasta calitate. In data de 12.02.2015 identificarea OPCOM a fost confirmata de ACER, solicitandu-se continuarea procesului de inregistrare a contului utilizatorului Administratorului RRM. Au fost elaborate documentele care sa ateste indeplinirea cerintelor impuse RRM si transmise ACER in vederea analizei, astfel ca in data de 24.07.2015, OPCOM a fost aprobat de catre agentie ca Mecanism de raportare inregistrat. Alaturi de OPCOM, dintre cele 34 de mecanisme de raportare pre-inregistrate,

in lista primelor cinci mecanisme de raportare inregistrate de ACER la nivel european au fost nominalizate Nord Pool Spot AS – Norvegia, EFETnet B.V. – Olanda, OMI-Polo Español S.A. (OMIE) – Spania si OMIP - Pólo Português S.G.M.R. - Portugalia. Aceasta aprobare a conferit OPCOM dreptul de a raporta ofertele si tranzactiile, in numele unui participant la piata, catre agentie, daca participantul delega aceasta responsabilitate catre OPCOM. Prima faza a raportarii REMIT a inceput la 7 octombrie 2015. In acest scop, a fost necesara inclusiv crearea cadrului contractual care sa prevada prestarea de catre OPCOM a serviciilor de raportare, conform REMIT, inclusiv modalitatea de remunerare a acestei activitati, conform reglementarilor ANRE si a deciziilor Consiliului de administratie al OPCOM.

Serviciul de raportare este prestat zilnic incepand cu 7 octombrie 2015, pentru toti participantii activi si pentru toate pietele de energie electrica si gaze naturale administrate. In anul 2021 au fost raportate la ACER conform REMIT pentru cei 340 participantii activi pe pietele administrate de OPCOM un numar de 5.660.482 ordine de tranzactionare, respectiv un numar de 2.750.392 tranzactii.

Ulterior fiecarei operatiuni de raportare, prin intermediul sistemului de raportare <https://reporting.opcom.ro/>, OPCOM asigura accesul participantilor la datele raportate la ACER, în formatul impus de agentie, precum si accesul la confirmările de raportare a acestor date.

OPCOM a continuat pregatirea pentru indeplinirea, in numele participantilor la piata, a obligatiilor de raportare ce le revin acestora aplicabile incepand cu data de 07.04.2016, obligatii stabilite de Regulamentul de punere in aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei privind raportarea de date, pentru punerea in aplicare a articolului 8 alineatele (2) si (6) din Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European si al Consiliului privind integritatea si transparenta pietei angro de energie, de a raporta contractele standard si nestandardizate de furnizare de energie electrica si gaze efectuate in afara unei pieti organizate, contractele de transport, precum si datele fundamentale necesar a fi raportate de operatorii de transport si de sistem de energie electrica, operatorii de transport si de sistem de gaze si operatorii sistemelor de inmagazinare.

In sprijinul participantilor la piata, OPCOM a oferit posibilitatea extinderii serviciilor prestate in cadrul fazei 1 de raportare conform REMIT, prin furnizarea de servicii de raportare a contractelor standard si nestandardizate, precum si a datelor fundamentale privind gazele a caror obligatie de raportare a revinut participantilor la piata incepand cu data de 7 aprilie 2016.

De asemenea, in sprijinul indeplinirii obligatiilor de raportare prevazute in Regulament pentru diferite categorii de factori implicati in aplicarea acestui Regulament, OPCOM si-a extins gama de servicii de raportare oferite, parcurgand in acest scop etapele necesare autorizarii de catre ACER in vederea raportarii tipurilor de date care se incadreaza conform Regulamentului in categoria contractelor de transport, inclusiv revanzarea si transferul contractelor legate de transportul energiei electrice care au fost incheiate pe piete secundare, precum si a datelor fundamentale privind energia electrica si gazele, respectiv: contracte legate de transportul energiei electrice intre doua sau mai multe zone de ofertare incheiate ca rezultat al unei prime alocari a capacitatii de interconexiune, nominalizarile finale dintre zonele de ofertare specificand identitatea participantilor la piata implicati si cantitatea programata, precum si datele referitoare la capacitatea instalatiilor de inmagazinare, volumul de gaz inmagazinat la finalul unei zile gaziere, inclusiv injectii/extractii si anunturile de indisponibilitate planificata si neplanificata a instalatiei de inmagazinare.

Pana la sfarsitul lunii decembrie 2021 au fost semnate peste 450 de Acorduri REMIT, serviciile prestate conform acestuia facilitand indeplinirea obligatiilor de raportare ale participantilor la piata conform REMIT.

21. Directii de dezvoltare a OPCOM in vederea integrarii regionale si europene

21.1 Activitati in cadrul SDAC, Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, inclusiv în cadrul proiectelor regionale și a cooperărilor tuturor OPEED, a cooperărilor multilaterale sau bilaterale pe orizontul piața pentru ziua următoare:

În cadrul de organizare aferent SDAC, au fost îndeplinite sarcinile ce revin OPCOM in Grupurile de lucru și Comitetele operative și de conducere reunite ale OPEED, respectiv ale OPEED si operatorilor de transport si de sistem (OTS).

Activitati in procesul de participare a OPCOM in calitate de OPEED desemnat de ANRE, la indeplinirea sarcinilor referitoare la cuplarea unica a pietelor pentru ziua urmatoare si a pietelor intrazilnice conform Regulamentului (UE) 2015/1222:

- Participarea OPCOM, in calitate de OPEED, in sarcinile comune ce revin operatorilor desemnati sa participe in mecanismele de cuplare pe orizontul piata pentru ziua urmatoare si piata intrazilnica, cu respectarea termenelor precizate in Regulamentul 2015/1222 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacitatii si managementul congestiilor.
- Participarea la demersurile comune ale OPEED in vederea implementarii MCO Plan (Planului OCP, Operator de cuplare a pietelor), document aprobat de toate autoritatile nationale de reglementare in luna iunie 2017 si care stabileste modul in care pot fi stabilite si exercitate in comun functiile de operator de cuplare conform Regulamentului (UE) 2015/1222;
- Participarea la demersurile comune ale OPEED in vederea elaborarii si amendarii, dupa caz, a procedurilor si metodologiilor solicitate prin Regulamentul (UE) 2015/1222, inclusiv a cadrului de guvernanta comuna OPEED-OTS al SDAC si SIDC;
- Participarea OPCOM la teleconferintele organizate in vederea stabilirii si discutarii documentelor si a altor livrabile, dupa caz, care pun in practica cerintele privind modul in care sunt stabilite si exercitate in comun functiile de operator de cuplare conform Regulamentului (UE) 2015/1222;
- Participarea, impreuna cu reprezentantii OPEED si ACER, la implementarea indicatorilor in vederea monitorizarii implementarii si functionarii SDAC si SIDC in conformitate cu prevederile articolului 82 din CACM;
- Participarea OPCOM la discutiile privind aspectele legate de evolutia cadrului de guvernanta comuna a SDAC si SIDC;
- Participarea, in coordonare cu toti OPEED, respectiv in cadrul comun OPEED-OTS, la discutiile cu ACER privind modificarea Regulamentului 2015/1222 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacitatii si managementul congestiilor si in perspectiva transmiterii propunerii de nou regulament in proces de comitologie pana la sfarsitul anului 2022.

De asemenea, in contextul participării OPCOM în Cuplarea unică a pietelor pentru ziua următoare, au continuat activitățile in procesul de exercitare de către OPCOM a sarcinilor care revin societății în calitate de co-proprietar al soluției PCR. Astfel, au continuat:

- Participarea OPCOM in structurile de lucru si decizionale constituite la nivelul initiativei (Grupurile de lucru Algoritm, Sisteme, Proceduri, Teste, Guvernanta, Financiar si Comunicare, precum si Comitetul operational – OPSCOM si Comitetul de conducere – Steering Committee);
- Participarea OPCOM la activitatile de dezvoltare a activelor PCR, respectiv a Euphemia si PMB, in vederea continuarii implementarii cerintelor Regulamentului 1222/2015;
- Participarea in cadrul Grupurilor tehnice de lucru organizate la nivelul PCR si NEMO Committee cu reprezentantii NSide, acesta din urma in calitate de furnizor al serviciilor de mentenanta, suport si dezvoltare a algoritmului Euphemia, utilizat in prezent in procesul de cuplare a pietelor pentru ziua urmatoare si considerat prin prevederile Planului OCP (Planul de stabilire si exercitare a functiilor de cuplare) ca fiind punctul de plecare in dezvoltarea algoritmului de cuplare unica a pietei pentru ziua urmatoare (SDAC, Single Day-Ahead Coupling).

Activitati in cadrul Proiectului Interim Coupling

Activitățile de integrare a 4M MC si MRC (Multi-Regional Coupling) prin intermediul Proiectului Interim Coupling au inclus:

- Participarea OPCOM la pregatirea documentelor si discutiilor purtate la nivelul Comitetului de conducere, a Grupului de Experti, Grupurilor de lucru Proceduri, Testare, Legal constituite la nivelul proiectului Interim Coupling: revizuirea corespunzatoare a Foi de parcurs ca urmare a necesitatilor de reprogramare a testelor in conformitate cu pregatirea corespunzatoare a tuturor partilor pentru aceste teste, elaborarea procedurilor, a planului cadru de testare, scenariilor de test, gestionarea subiectelor deschise, elaborarea scenariilor de testare, stabilirea si finalizarea cadrului contractual regional in vederea semnarii la inceputul anului 2021;

- Derularea activitatilor locale de implementare a modificarilor, participarea la adaptarea procedurilor operationale comune, la etapele de testare ale proiectelor Interim Coupling;
- Participarea la teleconferintele comune ale partilor proiectului Interim Coupling, OPEED si OTS, cu autoritatile nationale de reglementare din cadrul proiectului, precum si cu reprezentantii ACER si ai Comisiei europene;
- Odata cu intrarea in regim operational, în data de 17.06.2021, au fost indeplinite sarcinile ce revin OPCOM in cadrul Comitetului Operativ al Interim Coupling, respectiv: gestionarea cererilor de modificare initiate; tratarea incidentelor; actualizarea procedurilor operationale aplicate in functionarea zilnica; a fost urmărit modul de derulare a acordurilor care guverneaza functionarea in regim cuplat in cadrul Interim Coupling, inclusiv din perspectiva serviciilor de implementare și cuplare furnizate OKTE (anterior inclusiv în 4M MC).

Activitati in cadrul Proiectului Core FB MC

- Participarea OPCOM in cadrul Comitetului de conducere reunit al proiectului Core FB MC, la teleconferintele JWG (Joint Working Group) si altor grupuri de lucru, in vederea contributiei la finalizarea documentelor proiectului (foaie de parcurs, proceduri operationale, scenariu si plan cadru de testare), programarea și derularea testelor, elaborarea procedurilor operationale regionale, sustinerea procesului de rulare externa paralela;
- Derularea activitatilor locale de implementare a modificarilor in vederea participarii la testele prevazute a se derula pe parcursului anul 2021, incluzând testele aferente deservirii OKTE;
- Participare la intalnirile Core IG+ (Core OTS, Core NRAs, participantii la piata si, incepand cu ultimele luni, cu participarea reprezentantilor ACER si ai Comisiei Europene);
- Participarea la procesul de stabilire a cadrului contractual regional regional al părților Core, inclusiv din perspectiva serviciilor de implementare și cuplare furnizate OKTE în acest cadru de cooperare regional.

Activitati in cadrul Proiectului de cuplare a pietelor pentru ziua urmatoare din Romania si Bulgaria

- Participarea OPCOM la activitatile de proiect, desfasurate in cadrul grupurilor de lucru ale proiectului de cuplare pe granita RO-BG;
- Participarea la activitatile de operare în contextul existenței proiectului Interim Coupling și adaptarea la implementarea CORE FB MC, implementare care va genera unele modificări în procesul operativ aferent cooperării BG-RPO MC;
- Participarea la teleconferintele comune ale partilor proiectului BG-RO MC, OPEED si OTS, cu autoritatile nationale de reglementare din cadrul proiectului;
- Participarea la elaborarea rapoartelor trimestriale de informare a autoritatilor nationale de reglementare si Comisiei Europene privind evolutia etapelor de proiect in conformitate cu prevederile Foii de parcurs.

Activitati de extindere a portofoliului de servicii prestate de OPCOM: prestarea de servicii de implementare / operationale de cuplare catre OKTE, bursa slovacă, in proiectele Interim Coupling si Core FB MC

- Activitati de stabilire a cadrului de implementare si operational in vederea deservirii OKTE initial asigurate în contextul cuplării 4M MC, continuat cu implementarea proiectului Interim Coupling și urmând a se continua cu deservirea în contextul implementării cuplării pe baza fluxurilor, CORE FB MC (planificată pentru 20 aprilie 2022);
- Asigurarea rolului de Coordonator la nivelul cuplării 4M MC și, ulterior implementării proiectului Interim Coupling, exercitarea in calitate de furnizor de servicii al OKTE a rolului de operator (Interim Coupling Market Operator) la nivelul cooperării regionale Interim Coupling si pregătirea pentru exercitarea unui rol similar la nivelul cooperării CORE FB MC;
- Asigurarea cadrului contractual aferent furnizării către OKTE a serviciilor menționate, respectiv implementare și operare în cadrul Interim Coupling și Core FB MC.

21.2 Activitati in cadrul SIDC, Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, inclusiv în cadrul proiectelor regionale și bilaterale

În cadrul de organizare aferent SDAC, au fost îndeplinite sarcinile ce revin OPCOM în Grupurile de lucru și Comitetele operative și de conducere reunite ale OPEED, respectiv ale OPEED și operatorilor de transport și de sistem (OTS).

De asemenea, OPCOM a participat la acțiunile inițiale în perspectiva implementării licitațiilor implicite pe orizontul intrazilnic (respectiv 3 sesiuni IDA – Intra-Day Auctions, în principal după modelul din PZU).

În ceea ce privește cooperarea regională, OPCOM a asigurat introducerea produsului transfrontalier de 15 minute în tranzacționare continuă intrazilnică pe granița România-Ungaria în cadrul SIDC. Prin această implementare care a implicat OPEED și OTS din România și Ungaria, România se alătură pieței intrazilnice deja cuplată pentru produsele de 15 minute la care participă Austria, Germania, Slovenia, Belgia, Ungaria și Olanda. Produsele de 15 minute sunt disponibile suplimentar produselor orare, în prezent, SIDC facilitând cuplarea piețele intrazilnice cu tranzacționare continuă din 22 de țări: Austria, Belgia, Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Ungaria, Letonia, Lituania, Luxemburg, Norvegia, Olanda, Polonia, Portugalia, România, Slovenia, Spania și Suedia.

În plan bilateral au fost desfășurate activități comune cu furnizorul platformei de tranzacționare pentru piața intrazilnică conectată la sistemul central XBID, incluzând dezvoltările solicitate de OPCOM, participarea la teste, punerea în producție a versiunilor de software îmbunătățite etc.

22. Demersuri privind implementarea instrumentelor derivate având ca activ suport pretul energiei electrice

Pe parcursul anului 2021 a continuat activitatea în cadrul proiectului "Dezvoltarea și susținerea colaborării cu autoritățile și instituțiile implicate în vederea identificării soluțiilor tehnice necesare implementării Pieței Derivatelor pe Energie Electrică în România".

22.1. Colaborarea cu Bursa de Valori București SA

În anul 2021 a continuat colaborarea OPCOM cu Bursa de Valori București pentru implementarea unei Contrapărți Centrale locale prin intermediul CCP.RO

CCP.RO BUCHAREST S.A. înființată în data de 4 noiembrie 2019, cu un capital inițial de aproximativ 17 milioane de euro., unde BVB este acționarul majoritar cu 59,52%, iar Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale „OPCOM” S.A. (OPCOM) deține 19,06% din capitalul social.

Colaborarea are ca obiectiv lansarea de servicii de compensare/decontare pentru tranzacții desfășurate pe piața de energie electrică, CCP.RO, casa de compensare externă devenind contraparte pentru fiecare cumpărător, respectiv vânzător, garantând astfel finalizarea decontării tranzacției prin aplicarea de mecanisme specifice pentru administrarea riscului. Astfel, a apărut necesitatea ca NFF, platforma de tranzacționare utilizată de OPCOM în prezent pentru administrarea Pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică - modalitatea de tranzacționare conform căreia contractele sunt atribuite prin negociere continuă (PCCB-NC), să se conecteze la nivel de piață cu casa de compensare externă CCP.RO. Scopul este exportul tranzacțiilor și a conturilor de tranzacționare, în timp real, din NFF către aplicația CCP.RO.

În urma solicitării formulate de OPCOM către NASDAQ de identificare a unei soluții tehnice pentru exportul tranzacțiilor și a conturilor de tranzacționare pentru o anumită piață, în timp real, din NFF către o casă de compensare externă și pe baza celor discutate de reprezentanții OPCOM și NASDAQ în cadrul ședințelor de proiect organizate, NASDAQ a propus OPCOM pentru analiză două soluții tehnice:

- Prima soluție, care presupune exportul tranzacțiilor și conturilor de tranzacționare în timp real din modulul Nasdaq Matching Engine (NME) către aplicația casei de compensare externă - External Clearing House (ECH).
- A doua soluție, care presupune exportul tranzacțiilor și conturilor de tranzacționare în timp real din modulul Nasdaq Packaged CCP (PCCP) către aplicația casei de compensare externe - External Clearing House (ECH).

Cele două soluții au fost analizate în paralel din punct de vedere al specificațiilor și a rezultat ca cea de a doua soluție este preferabilă, fiind mai fiabilă, prin urmare OPCOM a agreat cu Nasdaq solicitarea de schimbare CR 011 pentru dezvoltarea unei interfețe care să permită exportul tranzacțiilor și conturilor de tranzacționare în timp real din modulul Nasdaq Packaged CCP (PCCP) către aplicația casei de compensare externe - External Clearing House (ECH).

Această interfață îmbunătățită a fost livrată în luna martie 2021, împreună cu documentația aferentă, respectiv specificațiile noii interfețe și instrucțiunile de instalare necesare.

Pe parcursul derulării sesiunilor de testare au fost identificate câteva erori de configurare, erori care au fost remediate în ultima versiune Nasdaq Packaged CCP 3.201.0-2 livrată de către NASDAQ în data de 14.04.2021. Această versiune a fost retestată și nu au mai fost identificate erori.

Testele privind funcționalitatea de comunicare externă au fost realizate simulând conectarea cu Casa de Compensare Externă și vor fi reluate la momentul în care va exista o conexiune efectivă cu aceasta.

Noua versiune Nasdaq Packaged CCP 3.201.0-3 a fost instalată în mediul de producție în data de 30.06.2021, față de versiunea anterioară (Nasdaq Packaged CCP 3.201.0-2) livrată în 14.04.2021 fiind corectată o eroare de vizualizare.

În anul 2021 OPCOM și CCP.RO au negociat Contractul privind cadrul aferent compensării și decontării tranzacțiilor încheiate pe Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică – modalitatea de tranzacționare prin Negociere Continuă (PCCB-NC) administrată în cadrul OPCOM.

22.2. Colaborarea cu European Energy Exchange AG (EEX)

În conformitate cu contractul de parteneriat nr. 28845/04.10.2013 semnat cu European Energy Exchange, Leipzig (EEX) informează trimestrial OPCOM asupra volumului notificat pentru produsul Romanian Power Futures și asupra tarifelor aplicate.

În anul 2021 volumul notificat a fost de 11.040.631 MWh cu 37,00 % mai mic față de volumul notificat în anul 2020 de 17.524.514 MWh.

22.3. Colaborarea cu Power Exchange Central Europe, Praga (PXE)

La data de 31 iulie 2021 Contractul de parteneriat nr. 74239/16.10.2014 dintre OPCOM SA și PXE s-a încheiat, urmare a faptului ca PXE a devenit parte a EEX Group, iar OPCOM avea deja un contract în derulare cu EEX Group.

23. Promovarea imaginii societății

23.1. Promovarea imaginii prin asociațiile naționale la care societatea este afiliată

Corespunzător statutului sau de bursa națională și a rolului și gradului de dezvoltare atins, societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale "OPCOM" S.A. este afiliată la asociațiile naționale reprezentative pentru sectorul energiei, prin Comitetul Național Român pentru Consiliul Mondial al Energiei (CNR-CME) fiind afiliată și la asociația internațională de profil World Energy Council (WEC).

Pe parcursul anului 2021, societatea a fost asociată la CNR-CME (prin care are posibilitatea să participe la programele de studii și la evenimentele WEC) și la SIER.

Din statutul de membru decurg obligații, dar și oportunități de participare la adunările generale, în structurile acestora, în activitatea grupurilor de lucru și la evenimentele organizate, oportunități ce oferă asigurarea unei promovări corecte a piețelor și instrumentelor oferite de OPCOM.

CNR-CME (Comitetul Național Român pentru Consiliul Mondial al Energiei)

Pe parcursul anului 2021 OPCOM a participat la ședința Adunării Generale a membrilor Asociației și la ședințele Consiliului Director, conform solicitărilor.

S-a urmărit, totodată, implicarea în activitatea asociației. În acest context, menționăm participarea la realizarea primei ediții a Simpozionului Român al Energiei, SIREN 2021, care a avut loc în perioada 6 - 8 Septembrie 2021, cu tema "SECTORUL ENERGETIC ROMÂNESC – ȘANSA UNUI NOU ÎNCEPUT", organizat de CNR-CME și desfășurat sub egida Ministerului Energiei. În cadrul reuniunii OPCOM a susținut intervenții, a realizat prezentarea rezultatelor și a unor direcții de dezvoltare.

Participarea la aceste evenimente prezinta oportunitati in vederea promovarii rezultatelor, a produselor si serviciilor oferite de OPCOM participantilor in cadrul pietelor administrate, urmarind asigurarea unei cat mai bune cunoasteri a rolului, pozitionarii si directiilor de dezvoltare ale operatorului roman al pietei de energie electrica si de gaze naturale, atat in plan national cat si regional si european.

SIER (Societatea Inginerilor Energeticieni din Romania)

Referitor la colaborarea cu SIER, au fost monitorizate și rezolvate toate aspectele ce țin de calitatea OPCOM de membru colectiv al asociației (participare la Adunarea Generala).

23.2. Promovarea imaginii prin organizarea și participarea la manifestările tehnico-științific

In anul 2021, s-a asigurat participarea la activitati online (teleconferinte) organizate in cadrul proiectelor de dezvoltare cu obiectivul integrarii si operarii pietei de energie electrica din Romania in piata unica europeana, in cadrul contractual si procedural aferent, indeplinind obligatiile corespunzatoare.

Participarile la evenimente au fost organizate in conformitate cu rolul institutiei in cadrul pietei de energie electrica si de gaze naturale din Romania si in piata unica europeana, cadrul legislativ si procedural de organizare a acestora, afilierea la organisme si asociatii la nivel national, european si international, in cadrul institutional intern al OPCOM.

Oportunitățile de promovare facilitate de participarea la aceste evenimente au fost fructificate prin participarea la dezbateri, precum și prin utilizarea de materiale de informare și promovare, respectiv fișa de prezentare a pietelor administrate, a portofoliului de produse și a rezultatelor.

Realizarea materialelor informative

Factorii interesați/mass media au beneficiat în permanență de informații referitoare la activitatea societății prin publicarea pe website-ul OPCOM de anunțuri-știri sub formă de mesaje operaționale pentru fiecare dintre piețele administrate de OPCOM, inclusiv pentru cele în curs de implementare, precum și de comunicate de presă.

Website-ul OPCOM gazduiește pagini dedicate, cuprinzand informatii structurate tematic, dintre care mentionam paginile referitoare la serviciile de raportare REMIT (inclusiv cu trimitere spre consultare la documentele ACER), la proiectul Cuplarea prin Preț a Regiunilor (PCR), având în vedere statutul societății de membru deplin al cooperării PCR, precum și la OPEED (NEMO), pagina creată în contextul punerii în aplicare a sarcinilor stabilite de Regulamentul 2015/1222, considerând calitatea OPCOM de Operator al pieței de energie electrică desemnat (OPEED/NEMO), conform Regulamentului (UE) 2015/1222.

Pe parcursul anului 2021 s-a asigurat furnizarea raspunsurilor solicitate societatii, o parte dintre acestea avand caracter operativ, precum si solicitari de la factorii interesati vizând problematica pietei de energie din Romania.

24. Satisfactia clientilor

Pentru a obtine o imagine cat mai fidela a perceptiei clientilor (participantii activi la pietele administrate de societatea noastra) fata de serviciile prestate de catre OPCOM SA, a fost utilizat un chestionar de evaluare specific. In acest chestionar, pentru apreciere, a fost prevazut un sistem de punctaj cuprins intre minim 1 punct si maxim 5 puncte, iar aprecierea globala in cazul diverselor criterii s-a facut prin determinarea mediei aritmetice obtinute.

In luna decembrie 2021, acest chestionar de evaluare a fost transmis prin e-mail clientilor OPCOM SA. De asemenea, chestionarul de evaluare a fost afisat pe site-ul OPCOM, de unde clientii OPCOM SA (participantii la pietele administrate) au avut posibilitatea sa-l descarce.

Au fost primite raspunsuri de la 138 de clienti. Numarul raspunsurilor primite pentru anul 2021 (138) este mult mai mare decat cel primit in anul precedent (88), iar in comparatie cu anii anteriori in care s-a efectuat un astfel de sondaj in randul clientilor OPCOM, numarul de raspunsuri primite de la clienti pentru anul 2021 (138) este al doilea ca marime.

Punctajele medii obtinute de la clienti s-au mentinut si pentru anul 2021 foarte ridicate, situandu-se la toate intrebarile din chestionar privind activitatea OPCOM (1, 2, 6, 7, 8 si 9) in intervalul 4,69 - 4,95 dintr-un maxim de 5.

Un punctaj puțin mai scăzut s-a obținut la unul din cele trei puncte de la întrebarea 5 - *Cum apreciați modul de comunicare cu OPCOM a) prin fax 4,15 în timp ce la punctele b) prin telefon și respectiv c) prin e-mail punctajele obținute au fost de 4,79 și respectiv 4,89.*

Sunt de remarcat punctajele deosebite obținute la întrebările de la:

- punctul 2 - *Cum apreciați gradul de profesionalism al angajaților OPCOM SA?* - 4,93 (al doilea punctaj ca mărime obținut la acesta întrebare de când efectuăm acest sondaj);
- punctul 6 a), b), c) și d) - *În cazul în care ați beneficiat de suportul angajaților OPCOM SA pentru o problemă/aspect specific, cât de mulțumiți ați fost de modul de rezolvare al problemei din p.d.v. al: a) Proprietății; b) Corectitudinii informațiilor; c) Responsabilității d) Conduitei* - 4,88, 4,95, 4,90 și respectiv 4,95.

O serie de clienți au semnalat problemele întâmpinate în activitățile desfășurate, care au implicat interacțiunea cu OPCOM SA (10 din totalul de 138 de respondenți), sau au făcut comentarii și sugestii pentru îmbunătățirea calității serviciilor noastre (14 din totalul de 138 de respondenți), rezultând ca feedback-ul de la clienți a rămas în continuare important, fiind foarte valoros pentru societatea noastră.

Ca de fiecare dată, OPCOM SA a răspuns în scris tuturor clienților care au semnalat probleme întâmpinate sau care au făcut comentarii și sugestii. Au fost întocmite și transmise 13 astfel de scrisori de răspuns.

Cele prezentate în acest capitol reflectă existența unui proces continuu de perfecționare a activității OPCOM SA, care are loc concomitent cu maturizarea pieței de energie din România.

25. Monitorizarea/supravegherea mărcilor, produselor, prețurilor și indicilor "OPCOM" S.A. înregistrați pe cale națională la Oficiul de Stat pentru Invenții și Mărci (OSIM) și la nivel comunitar la Oficiul Uniunii Europene pentru Proprietate Intelectuală (EUIPO)

Amintim faptul că, odată cu modificarea Legii marilor (Legea 84/1998 prin care se prevedea că OSIM este cel care, în procedura de înregistrare se opune din oficiu oricărui terț care dorește să înregistreze o marcă identică sau similară cu una deja înregistrată) și prin intrarea în vigoare a Legii nr. 66/2010, fiecare proprietar de marcă, direct sau prin specialiști în domeniu, trebuie să supravegheze permanent bazele de date pentru a se informa dacă un terț încearcă să înregistreze o marcă similară sau identică și să se opună acestei înregistrări în termenul legal.

Mentionăm că începând cu trimestrul II 2019, marcele, produsele, prețurile și indicii OPCOM sunt înregistrați numai la nivel comunitar. Articolul 16 din Regulamentul (CE) nr. 207/2009 al Consiliului din 26 februarie 2009 privind marca comunitară, stabilește că o marcă UE ca obiect al dreptului de proprietate se consideră, în totalitatea sa și pe întreg teritoriul Uniunii Europene, ca o marcă națională înregistrată în statul membru. Cu referire la necesitatea monitorizării bazelor de date OSIM pentru identificarea eventualelor înregistrări de mărci similare sau identice, firma de avocatură recomandă a fi efectuată în continuare, având în vedere că potrivit dispozițiilor legale în vigoare, marca comunitară este asimilată marcii înregistrate la nivel național, sens în care se aplică aceleași prevederi legale.

Se precizează faptul că în trimestrul II 2019, au fost reînnoite 12 dintre marcele, produsele, prețurile și indicii OPCOM la nivel comunitar la EUIPO pentru o nouă perioadă de 10 ani. Totodată, s-a încheiat procesul de depunere a cererilor de înregistrare pentru 11 noi mărci, produse, prețuri și indici OPCOM la nivel comunitar la EUIPO, iar în perioada 10.01-14.01.2020, EUIPO a informat OPCOM cu privire la publicarea marilor în Buletinele EUTM și la faptul că Certificatele de înregistrare sunt disponibile pe website-ul EUIPO. Cele unsprezece noi mărci OPCOM înregistrate la nivel comunitar sunt protejate pe o perioadă de zece ani, de la data depunerii cererilor de înregistrare.

Pe parcursul anului 2021, nu s-a primit nici o comunicare de la EUIPO cu privire la înregistrarea vreunei mărci cu potențial conflict cu una dintre marcele OPCOM.

Totodată, urmare verificării Buletinelor Oficiale de Proprietate Industrială publicate de OSIM, a rezultat că, pe parcursul anului 2021, nici un terț nu a încercat să înregistreze la OSIM o marcă similară sau identică cu marcele înregistrate de OPCOM.

26. Promovarea imaginii prin activitatile de cooperare internationala pe relatia cu asociatiile la care societatea este afiliata

Societatea este afiliata respectiv activeaza in structuri de lucru ale Europex, APEx si WEC, in mod corespunzator fata de statutul de bursa nationala, rolul, portofoliul de produse si performanta, precum si in corelare cu obiectivele de dezvoltare ale societatii. In cadrul activitatilor desfasurate in anul 2021 au continuat urmarirea indeplinirii obligatiilor rezultate din statutul de membru al acestor asociatii precum si promovarea corespunzatoare a obiectivelor, produselor si imaginii societatii. Prin activitatea desfasurata s-a urmarit asigurarea unei pozitionari corespunzatoare si active in contextul activitatilor si eforturilor realizate de operatorii pietelor de energie europeni in cadrul procesului european coordonat de Comisia Europeana si ACER in scopul pregatirii si punerii in aplicare a cadrului legislativ european cu relevanta pentru domeniul de activitate al membrilor asociatiei, precum si in vederea asigurarii unei promovari externe corespunzatoare a obiectivelor societatii si pentru continuarea dezvoltarii relatiilor cu omologii europeni.

In acelasi timp, activitatea a fost corelata cu programul si tematicile abordate de asociatii si formulele de organizare a activitatii acestora, corespunzator domeniului societatii, precum si a alocarii optime a resurselor.

Europex (Asociatia burselor europene de energie)

A continuat realizarea de dezbateri referitoare la evolutia procesului european de stabilire si punere in aplicare a cadrului necesar dezvoltarii si implementarii modelului tinta pentru piata interna europeana de energie, incluzand aspecte legate de evolutia procesului de pregatire si implementare a unor elemente relevante ale cadrului legislativ european aferent pietei unice europene a energiei si Uniunii Energiei.

In cadrul acestor activitati s-a urmarit promovarea pozitiei si opiniei societatii pe subiectele supuse analizei si deciziei corespunzator directiilor de aplicabilitate pentru societate, promovarea obiectivelor societatii in contextul discutiilor si al procesului decizional al asociatiei, participarea la procesul de armonizare a pozitiiilor membrilor pe teme specifice, incluzand convenirea pozitiiilor comune in raport cu celelalte organizatii europene implicate in acest proces, precum si aspecte de natura conceptuala general in domeniul pietelor de energie electrica, gaze naturale si instrumente de mediu, privind transparenta si integritatea pietelor de energie.

Activitatile desfasurate in acest cadru au facilitat, totodata, informarea la zi asupra evolutiilor omologilor europeni si privind evolutiile si tendintele in plan european. S-a actionat in vederea promovarii obiectivelor societatii in raporturile cu omologii europeni in procesul de formulare a pozitiiilor si de intreprindere a actiunilor pe langa forurile europene si asociatiile de profil. Totodata, s-a actionat in directia dezvoltarii relatiilor bilaterale ale societatii cu organizatiile omoloage, precum si promovarea imaginii societatii.

S-a asigurat participarea la procesul decizional la nivelul Adunarii Generale. In acest cadru s-au realizat analize privind functionarea asociatiei si a grupurilor sale de lucru, directii de activitate si actiune ale asociatiei corespunzator evolutiilor europene in domeniile cu relevanta comuna pentru membrii acesteia, precum si in ceea ce priveste aspecte de natura organizatorica.

Societatea a monitorizat evolutia activitatii grupurilor de lucru interne ale asociatiei privind piata de energie electrica, instrumentele financiare, transparenta si integritatea pietei, piata instrumentelor de mediu si piata de gaze naturale, cu participare corespunzatoare temelor abordate si in conditiile utilizarii optime a resurselor. Activitatea s-a concentrat asupra evolutiile europene, considerand rolul asociatiei de platforma de dezbateri a membrilor pe teme si activitati desfasurate in plan european.

APEx (Asociatia internationala a burselor de energie)

In cursul anului 2021 prin activitatea desfasurata s-a urmarit asigurarea interfetei cu asociatia si realizarea comunicarii aferente.

Nu s-a participat direct la evenimente, asociatia considerand evolutia pandemiei la nivel international.

WEC (Consiliul Mondial al Energiei)

Similar anilor anteriori, societatea a mentinut permanent disponibilitatea si capacitatea de raspuns pe relatia cu Comitetul National Roman pentru Consiliul Mondial al Energiei pentru eventuale solicitari in vederea participarii la realizarea de activitati in cadrul forurilor de lucru ale WEC, corespunzator domeniul de competenta al societatii.

27. Informatica si telecomunicatii

In anul 2021 activitatea DIT a constat in a pune la dispozitie suportul informatic necesar desfasurarii activitatii societatii. Ca si in anul 2020 si in anul 2021 principala provocare a fost pandemia cauzata de noul coronavirus. In acest context, pe tot parcursul anului 2021 a continuat intretinerea cadrului tehnico-procedural pentru asigurarea conditiilor optime de desfasurare a activitatii in regim de telemunca. Au fost imbunatatite conditiile tehnice si securitatea informatica, permitand desfasurarea activitatii fara intreruperi si fara evenimente deosebite.

Pe langa aceasta continua provocare cu impact in protectia sanatatii colegilor nostri, in anul 2021 au fost indeplinite si numeroase alte obiective majore, dintre care amintim:

- Implementarea ordinelor ANRE 231/2020, 33 si 96/2021 in sistemul de decontare
- Lansarea cu succes a proiectului Interim pentru PZU
- Asigurarea continuitatii prestarii serviciilor de cuplare pentru OKTE prin trecerea de la proiectul 4M MC la proiectul Interim
- Lansarea cu succes a cuplarii PZU pe granita RO-BG
- Implementarea unor echipamente de securitate informatica performante si a unor solutii software profesionale
- Continuarea migrarii bazelor de date pe cea mai recenta versiune a software-ului

Pe tot parcursul anului a continuat operarea activelor PCR de catre OPCOM, in cadrul cuplarii pietelor (4M MC si apoi Interim) intr-un mod profesionist, procedurat, care a asigurat desfasurarea activitatilor de cuplare fara incidente. De asemenea, OPCOM a administrat infrastructura de test in aria MRC si a participat activ la testele din proiectul Core, testand totodata si continuitatea de servicii bursei slovace.

Alte obiectivele specifice Directiei IT, propuse si realizate in anul 2021, au fost:

- Exploatarea la parametri nominali a sistemelor informatice din dotarea societatii (activele PCR pentru 4M MC si MRC, PZU, PI, decontare, managementul garantiilor, SettPI si M7PT, interfatarea cu M7, PMB Proxy, pentru piata centralizata a contractelor bilaterale, pentru pietele anonimizate ale CV, pentru pietele de GN, Registrul si aplicatia certificatelor verzi, REMIT, registratura, site web, Reclip, pentru reseaua interna si pentru zona de DR) – 0 incidente majore datorate erorilor in administrarea platformelor;
- Coordonarea activitatilor specifice pentru actualizarea sistemelor informatice existente astfel incat serviciile oferite de OPCOM sa respecte legislatia primara si secundara;
- Implementarea activelor PCR la nivelul stabilit prin cooperarea cu ceilalti coproprietari (0 intarzieri in realizarea modificarilor stabilite in proiect);
- Administrarea sistemelor informatice din dotarea OPCOM (0 incidente majore datorate erorilor in administrarea sistemelor);
- Asigurarea preluarii in exploatarea curenta a sistemelor informatice necesare pentru diversificarea serviciilor oferite de OPCOM (0 intarzieri fata de termenele stabilite);
- Asigurarea dezvoltarii competentelor necesare pentru administrarea sistemelor informatice ce urmeaza a fi implementate;
- Asigurarea functionării și dezvoltării sistemului de management al securității informației in conformitate cu standardul 27001:2013
- Urmarirea respectarii conformitatii cu Regulamentul GDPR;
- Completarea investitiilor si sustinerea realizarii investitiilor in cursul anului 2021, atat pentru dotarile IT cit si pentru alte tipuri de dotari ale societatii;
- Mentinerea bazelor de date ale sistemelor informatice in stare optima de functionare (0 incidente majore provocate de erori de administrarea a bazelor de date);
- Dezvoltarea platformei RNCV;
- Dezvoltarea platformei PT7M;
- Administrarea si optimizarea site-ului web al OPCOM;
- Raportarea de date conform cerintelor REMIT;

- Administrarea sistemului de decontare pentru PE, PRE, dezechilibre si redistribuire in conformitate cu legislatia primara si secundara in vigoare. Adaptarea sistemului informatic la modificarile legislative;
- Administrarea sistemului de managementul garantiilor pentru pietele (PZU, PI, PZU-GN, PI-GN) deservite de Opcom in conformitate cu legislatia primara si secundara in vigoare. Adaptarea sistemului informatic la modificarile legislative;
- Administrarea sistemului RECLIP;
- Implementarea prevederilor legii 362/2018 privind asigurarea unui nivel comun ridicat de securitate a rețelelor și sistemelor informatice;
- Asigurarea infrastructurii pentru prestarea serviciilor de cuplare catre OKTE;
- Optimizarea arhitecturii de retea (eliminarea punctelor unice de defectiune (SPF) si a buclor de comunicare nenesesare).

In conditiile pandemiei, problemele de comunicare si alocare a resurselor au aparut si la colaboratorii nostri (furnizori dar si clienti). Solutiile tehnice si procedurale identificate si aplicate de OPCOM au sustinut in cel mai bun mod posibil procesele de business ale societatii, oferind disponibilitate si securitate ridicata pentru accesul tuturor angajatilor OPCOM la tehnica de calcul necesara pentru desfasurarea activitatii. Securitatea cibernetica a fost un capitol special in anul 2021, fiind aduse imbunatatiri de top in ceea ce priveste protectia impotriva atacurilor informatice.

Solutiile dezvoltate intern au functionat la parametrii normali si in anul 2021, aducand astfel un aport permanent la realizarea de economii operationale, contribuind astfel la desfasurarea eficienta a activitatii societatii, in conditiile in care si raspunsul la schimbari a fost mult mai rapid decat in cazul solutiilor externe. In plus, aceste solutii dezvoltate intern au reusit sa ofere si o componenta de atractivitate pentru colegii implicati in aceste solutii prin prisma dezvoltarii profesionale continue pentru o activitate cu accent preponderent pe administrare.

Activitatea OPCOM in calitate de co-proprietar PCR plaseaza societatea la un nivel ridicat al burselor de energie din Europa, iar succesul inregistrat prin integrarea in XBID si calitatea activitatii desfasurate zilnic a condus in mod cert la o imbunatatire a imaginii profesionale a OPCOM si a angajatilor sai. De asemenea, rolul de furnizor de servicii de cuplare pozitioneaza OPCOM in Top 4 burse din Europa, alaturi de EPEX, NORDPOOL si GME.

28. Mentinerea si imbunatatirea functionarii sistemului de management al securitatii informatiei (SMSI)

Politica OPCOM SA este de a urmari permanent indeplinirea responsabilitatilor ce ii revin in pietele de energie electrica si de gaze naturale la nivel national si european in conditiile asigurarii unei securitati a informatiilor la cele mai inalte standarde, prin implementarea si operarea unui Sistem de Management al Securitatii Informatiei in deplina conformitate cu standardul international ISO/IEC 27001:2013, urmarind imbunatatirea continua a acestuia si mentinerea certificarii organizatiei.

SMSI OPCOM SA a obtinut certificarea in conformitate cu Standardul ISO/IEC 27001:2013 in anul 2015, in urma Auditului de certificare efectuat de Lloyd's Register LRQA, a fost recertificat in anul 2018, iar in luna mai 2021, in urma Auditului de recertificare efectuat de acelasi organism de certificare (LRQA), SMSI OPCOM SA a obtinut un nou Certificat de aprobare care expira in data de 06 iunie 2024.

SMSI pastreaza confidentialitatea, integritatea si disponibilitatea informatiilor prin aplicarea unui proces de management al riscului si confera incredere partilor interesate ca riscurile sunt gestionate corespunzator. La nivelul OPCOM SA, implementarea SMSI este dimensionata in conformitate cu nevoile organizatiei. De asemenea, SMSI OPCOM SA asigura conditiile tehnice pentru prelucrarea datelor cu caracter personal asa cum sunt acestea stipulate in Sectiunea 2 (Securitatea datelor cu caracter personal), art. 32 (Securitatea prelucrării), alin. (1), pct. (b) si (c) din REGULAMENTUL (UE) 2016/679 AL PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI AL CONSILIULUI din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date și de abrogare a Directivei 95/46/CE (Regulamentul general privind protecția datelor).

Dintre activitatile desfasurate in anul 2021 enumeram:

- Actualizarea documentelor SMSI privind inventarul resurselor, evaluarea riscului, planul de tratare a riscului, fisa de urmarire obiectiv de securitate (in cadrul imbunatatirii continue a securitatii informatiei), obiectivele de securitate pentru anul 2021.
- Intocmirea Programului pentru Audit Intern SMSI – 2021. Programul a prevazut doua Audituri Interne SMSI (in lunile aprilie si octombrie 2021). Concluziile acestor audituri, mentionate in rapoartele de audit, confirma faptul ca SMSI functioneaza in mod eficace, ca eficacitatea sistemului este monitorizata, utilizandu-se indicatori de performanta in stabilirea obiectivelor de securitate, iar activitatea se desfasoara cu respectarea prevederilor legale, rolurile si responsabilitatile privind SMSI fiind cunoscute si aplicate. De asemenea, in rapoartele de audit au fost formulate recomandari privind imbunatatirea functionarii SMSI, recomandari care au fost analizate in cadrul Sedintelor de Analiza a Managementului, fiind incluse in planurile de masuri menite sa asigure mentinerea si imbunatatirea SMSI.
- Desfasurarea Auditului de Supraveghere (primul audit de supraveghere din actualul ciclu de certificare, 2021-2024) efectuat de LRQA. Principalele obiective urmarite in cadrul auditului de supraveghere au fost: stabilirea gradului in care SMSI OPCOM continua sa fie conform cu criteriile de audit si cu domeniul de activitate certificat si verificarea gradului in care procesele sistemului asigura respectarea cerintelor legale si de reglementare, a cerintelor contractuale si a celor definite de partile interesate, precum si stadiul adoptarii recomandarilor de la auditul de recertificare. Auditul de Supraveghere a constatat un bun nivel de implementare a sistemului, faptul ca SMSI OPCOM este conform cu standardul ISO/IEC 27001:2013 si a recomandat mentinerea certificarii.
- Constientizarea continua a personalului, ca cerinta principala a SMSI, astfel incat salariatii sa cunoasca documentele care stau la baza implementarii SMSI si sa contribuie activ la mentinerea functionarii si imbunatatirea acestuia. In acest scop documentele SMSI sunt accesibile intregului personal al OPCOM SA prin publicarea lor pe Intranet. De asemenea, instruirea personalului referitoare la cerintele standardului ISO/IEC 27001:2013 si la implementarea SMSI in cadrul OPCOM SA, precum si testarea cunostintelor reprezinta o forma eficace de constientizare a intregului personal in domeniul securitatii informatiilor. Conform "Obiectivelor de securitate 2021", document aprobat de conducerea OPCOM, in anul 2021 s-au desfasurat doua sesiuni de instruire a personalului OPCOM bazate pe cunoasterea implementarii SMSI in cadrul organizatiei. In plus, ca urmare a efectuarii a doua simulari a unui atac de tip spear phishing, rezultatele au dus la efectuarea de instruiiri suplimentare legate de acest aspect.
- Organizarea si desfasurarea exercitiilor de alarmare si evacuare in caz de incendiu, ca o componenta a „Planului de Continuitate a Afacerii” dar si a „Politicii privind situatiile de urgenta”. Actiunea urmareste pregatirea personalului OPCOM SA si insusirea de catre acesta a regulilor care trebuie respectate in cazul aparitiei unor situatii de urgenta
- Efectuarea testului PCA anual, prevazut in „Planul de Continuitate a Afacerii” (PCA), componenta esentiala a SMSI. In anul 2021, in conditiile pandemiei COVID-19, testul programat a fost inlocuit cu situatia reala de continuare a afacerii in situatia de pandemie. Pentru aceasta situatie, s-au adoptat masuri de prevenire a raspandirii virusului prin adoptarea telemuncii, programului flexibil, precum si adoptarea de masuri de igiena la sediu (notarea temperaturii la intrare, masti oferite angajatilor, paravane montate intre birouri etc.), masuri care au fost inregistrate, conform PCA, in “Jurnalul de gestionare a dezastrului”. In plus, a fost simulata situatia in care platforma de tranzactionare NFF nu functiona la sediul principal, sistemele fiind comutate automat pe cele din centrul de disaster recovery.

Ca parte din procesul de conformare la Legea nr. 362/2018 privind asigurarea unui nivel comun ridicat de securitate a retelelor si sistemelor informatice (legea NIS), in urma transmiterii notificarii in vederea inregistrarii OPCOM SA in ROSE (Registrul Operatorilor de Servicii Esentiale), a fost primit raspunsul pozitiv. Ca rezultat, conform deciziei Nr. 5018/II/A din 15.02.2021, OPCOM SA este inscris in ROSE fiind identificat prin IDOSE: QA-CA9C90. Ca parte din actiunile de conformare, au fost desemnati cinci responsabili NIS pentru legatura cu CERT-RO/ANSRSI.

Este necesar ca, in continuare, conform prevederilor standardului ISO 27001:2013, functionarea SMSI sa fie atent monitorizata iar eventualele disfunctionalitati sau amenintari la adresa securitatii informatiei sa fie corectate/contracarate cu promptitudine. In stransa legatura cu SMSI, se are in vedere si urmarirea pastrarii conformitatii cu cerintele Regulamentului UE 679/2016, privind protectia

datelor cu caracter personal. De asemenea in stransa legatura cu SMSI, se va urmari si conformarea cu legea NIS prin pastrarea legaturii cu CERT-RO cu privire la securitatea informatiei in cadrul OPCOM SA ca serviciu esential.

29. Mentinerea si imbunatatirea sistemului de management al calitatii (SMC)

OPCOM SA a implementat inca din anul 2003 un sistem de management al calitatii (SMC), certificat ai de firma britanica Lloyds Register Quality Assurance (LRQA) in conformitate cu standardul ISO 9001. In cei 17 ani de la implementare SMC OPCOM a fost supus la 6 procese de recertificare, in luna iulie 2006, in luna iulie 2009, in luna iulie 2012, in luna iulie 2015, in luna iulie 2018 si respectiv in luna iulie 2021.

In anul 2021 au fost efectuate asupra SMC OPCOM: un audit de recerificare, efectuat de LRQA in intervalul 19-23.07.2021 si doua audituri interne planificate, efectuate de catre RMC in intervalele 18-25.06.2021 si 14-17.12.2021. Toate aceste audituri au evidentiat, inca o data, preocuparea si angajamentul managementului pentru mentinerea si imbunatatirea SMC din cadrul OPCOM SA.

In urma celor 3 audituri din anul 2021 mentionate mai sus, nu a fost initiat niciun raport de neconformitate/observatie si nu a fost solicitata nicio solutie de rezolvare a problemei sau actiune corectiva.

Ca si in anii anteriori, au fost tinute doua sedinte de analiza a managementului destinate SMC, pe 21.01.2021 si pe 14.07.2021. In cadrul sedintei din 21.01.2021 s-a efectuat analiza modului de functionare a SMC OPCOM in anul 2020, iar in cadrul sedintei din 14.07.2021 s-a facut analiza modului de functionare a SMC OPCOM in primul semestru din 2021. Toate masurile stabilite la aceste doua sedinte de analiza a mangementului din anul 2021 au fost indeplinite.

In anul 2021 au fost actualizate o serie de documente ale SMC. Astfel, au fost actualizate: Manualul Calitatii OPCOM si 19 proceduri de lucru si 27 instructiuni de lucru si au fost elaborate 3 proceduri de lucru si 3 instructiuni de lucru noi si au fost anuale 3 proceduri de lucru.

Absenta reclamatiiilor/contestatiilor de la clienti (participantii la pietele administrate de OPCOM) conduce la concluzia ca serviciile prestate de OPCOM SA au fost realizate conform reglementarilor in vigoare.

Obiectivele specifice aferente directiilor, serviciilor si birourilor din cadrul OPCOM fixate pentru anul 2021 au fost realizate in proportie de 100%, adica au fost indeplinite toate cele 122 de obiective specifice. Totodata, gradul de indeplinire al masurilor stabilite la cele 2 sedinte de analiza analiza a mangementului din anul 2021 a fost de 100%, fiind realizate toate cele 16 masuri stabilite.

Conform cerintelor standardului ISO 9001:2015, prima parte a anului 2021 au fost evaluate riscurile reziduale aferente obiectivelor specifice ale calitatii din anul 2020 pentru toate departamentele din cadrul SMC, a fost realizata evaluarea riscurilor aferente obiectivelor specifice ale calitatii fixate de departamente pentru anul 2021 si au fost stabilite pentru aceste riscuri masuri de control.

Stadiul de implementare a masurilor de control al riscurilor a fost analizat, pentru fiecare departament, la auditul intern desfasurat in perioada 14-17.12.2021. Totodata, pe parcursul auditului intern mentionat, a fost trecut in revista si a fost mentionat in rapoartele de audit, stadiul oportunitatilor avute in vedere de fiecare departament pentru dezvoltarea/ imbunatatirea activitatii desfasurate.

In anul 2021, conform Programului de instruire a personalului in domeniul calitatii, au fost efectuate de catre Reprezentantul Managementului in probleme de Calitate doua instruirii cu sefii de serviciu/birou si cu directorul de program precum si instruirea de prezentare a Sistemului de Managemet al Calitatii cu fiecare nou angajat. Evaluarea eficacitatii acestor instruirii s-a facut pe baza unor chestionare de evaluare a cunostintelor. Raspunsurile la aceste chestionare au demonstrat ca atentia acordata instruirilor de catre participanti a fost corespunzatoare si, in consecinta, pentru niciuna din cele trei teme nu a fost necesara reinstruirea personalului.

Putem concluziona astfel ca, pe ansamblu, sistemul de management al calitatii din cadrul OPCOM SA a functionat eficient in anul 2021, dovedindu-se un sistem matur, cu parghii de reglare specifice.

Pentru imbunatatirea in continuare a functionarii acestui sistem, este necesara identificarea si tratarea

cu si mai mare promptitudine a problemelor care apar sau care sunt detectate prin intermediul instrumentelor specifice managementului calitatii: audituri interne, sedinte de analiza efectuate de management, masuri de control al riscurilor si oportunitatilor, rapoarte de neconformitate, actiuni corective, evaluarea satisfactiei clientilor, etc.

30. Biroul Audit intern

Activitatea de audit intern în anul 2021 a fost organizată la nivelul Biroului audit intern, fiind efectuate 5 misiuni de audit public intern de regularitate/conformitate în baza Planului anual de audit public intern pentru anul 2021, aprobat de Directorul General, și anume:

- Misiunea de audit public intern privind evaluarea activităților referitoare la domeniul economico-financiar, investiții, achiziții, administrativ și patrimoniu la nivelul Direcției Economice, finalizată prin emiterea Raportului nr. 16751/08.04.2021, avizat de Directorul general, în cadrul căruia au fost formulate recomandări cu privire la actualizarea procedurilor și instrucțiunilor de lucru aplicabile la nivelul Direcției Economice. Recomandările au fost implementate în termenele stabilite în cadrul Planului de implementare al recomandărilor, emis de structura auditată;
- Misiunea de audit public intern privind evaluarea activităților aferente supravegherii funcționării piețelor administrate de OPCOM SA, implementate la nivelul Serviciului Supraveghere Funcționare Piețe Administrate, finalizată prin emiterea Raportului nr. 29198/28.06.2021, avizat de Directorul general. Nu au fost constatate disfuncții sau neconformități în activitățile auditate, nefiind emise recomandări.
- Misiunea de audit public intern privind evaluarea sistemului de prevenire a corupției a fost realizată conform metodologiei UCAAPI, iar Raportul de audit public intern nr. 37716/12.08.2021, avizat de Directorul general, a fost transmis către Secretariatul General al Guvernului, solicitantul acestei misiuni de audit intern. În cadrul acestui document au fost emise recomandări privind actualizarea fișelor de post ale personalului responsabil cu activitatea auditată, precum și actualizarea periodică a paginii web a societății conform art. 6, alin (1) lit. e) din Legea nr. 176/2010. Recomandările au fost implementate în termenele stabilite în cadrul Planului de implementare al recomandărilor, emis de structura auditată;
- Misiunea de audit public intern privind evaluarea activităților privind gestionarea resurselor umane, la nivelul Biroului Resurse Umane, finalizată prin emiterea Raportului nr. 52359/19.11.2021, avizat de Directorul general, în cadrul căruia au fost formulate recomandări cu privire la actualizarea procedurilor de lucru interne. Au fost emise doua recomandări, una dintre acestea fiind implementată în anul 2021, iar cealaltă urmând a fi implementată în anul 2022, conform Planului de implementare al recomandărilor, emis de structura auditată;
- Misiunea de audit public intern privind evaluarea activităților la nivelul Directori Dezvoltare – Implementare Proiecte, finalizată prin emiterea Raportului nr. 58412/28.12.2021, avizat de Directorul general. Nu au fost constatate disfuncții sau neconformități în activitățile auditate, nefiind emise recomandări.

În conformitate cu Normele metodologice specifice activității de audit public intern aprobate de conducerea societății și avizate de entitatea ierarhică superioară (Auditul Public Intern al CNTEE Tranelectrica SA), auditul intern a încadrat nivelul de asigurare pentru activitățile auditate ca fiind „substanțial conforme”, asigurând managementul societății asupra faptului că acestea respectă cadrul legal și procedural aplicabil și utilizează un sistem de control intern corespunzător.

Cap. II SITUAȚIA FINANCIAR-CONTABILĂ

Activitatea economico-financiara a OPCOM in anul 2021 s-a desfasurat cu respectarea reglementarilor legale in vigoare aplicabile, indicatorilor prevazuti in Bugetul de venituri si cheltuieli aprobat pentru anul 2021, a prevederilor Contractului Colectiv de munca si a protocoalelor incheiate cu partenerul social pe parcursul anului.

1. Elemente de bilant

Analiza indicatorilor de bilant permite cunoasterea evolutiei acestora si compararea cu exercitiile financiare precedente, implicit permite calcularea indicatorilor economico-financiari necesari efectuarii de analize economico-financiare cu impact in procesul decizional.

In cadrul bilantului contabil patrimoniul este reprezentat prin prisma activului si pasivului. In cadrul activului, elementele sunt grupate in raport cu destinatia bunurilor economice utilizate si gradul de lichiditate in active imobilizate, circulante si active de regularizare si asimilate. Elementele de pasiv sunt grupate in raport de caile de formare a surselor de finantare datorii, provizioane pentru riscuri si cheltuieli, pasive de regularizare si in capitaluri proprii precum si in functie de gradul lor de exigibilitate, curente si permanente.

Principalii indicatori de bilant au inregistrat in anul 2021 urmatoarele rezultate prin comparatie cu valorile realizate in anii anteriori:

Denumire indicator	2019	2020	2021	2020/2019	2021/2020
	lei	lei	lei	%	%
0	1	2	3	4	5
Active imobilizate	37.912.049	38.365.027	37.147.205	101.2	96.8
Stocuri	79.099	120.169	104.920	151.9	87.3
Creante	168.900.222	153.655.926	1.018.821.655	91.0	663.1
Casa si conturi la banci	56.944.995	82.941.300	260.690.240	145.7	314.3
<i>Active circulante</i>	<i>225.924.316</i>	<i>236.717.395</i>	<i>1.279.616.815</i>	104.8	540.6
Cheltuieli in avans din care:	162.990	136.612	528.396	83.8	386.8
ch.in avans pe termen scurt	162.111	134.751	438.816	83.1	325.6
Datorii ce trebuie platite intr-o perioada de un an	180.973.607	206.533.955	1.239.471.147	114.1	600.1
<i>Active circulante respectiv datorii curente nete</i>	<i>28.722.866</i>	<i>13.721.271</i>	<i>24.399.124</i>	47.8	177.8
Total active minus datorii curente	66.635.794	52.088.159	61.635.909	78.2	118.3
Datorii ce trebuie platite intr-o perioada mai mare de un an	14.000.000	12.400.000	10.812.577	88.6	87.2
Provizioane	1.920.419	1.837.355	3.751.233	95.7	204.2
Venituri in avans	16.389.954	16.596.920	16.185.360	101.3	97.5
Capital subscris nevarsat	22.587.300	0	0	0.0	
Capital subscris si varsat	8.778.790	31.366.090	31.366.090	357.3	100.0
Rezerve din reevaluare	5.153.830	5.153.830	4.823.919	100.0	93.6
Rezerve	9.309.071	9.539.276	9.010.773	102.5	94.5
Rezultatul reportat	931.917	-17.346.600	-7.112.386	-1.861.4	41.0
Rezultatul exercitiului financiar	5.435.127	9.722.730	9.551.206	178.9	98.2
Repartizarea profitului	1.480.660	584.522	567.503	39.5	97.1
Capitaluri proprii = activ net	50.715.375	37.850.804	47.072.099	74.6	124.4
Total activ = total pasiv	263.999.355	275.219.034	1.317.292.416	104.2	478.6

Dintre indicatorii bilantieri, o atentie deosebita este acordata evolutiei Capitalurilor proprii, deoarece acestea reprezinta sursele de finantare cu caracter stabil pe care le poate utiliza societatea pentru procurarea tuturor elementelor patrimoniale de activ, respectiv totalitatea surselor de finantare de care dispune societatea pentru o perioada mai mare de un an.

Capitalurile proprii au inregistrat la 31.12.2021 o crestere de 24.4% fata de valoarea inregistrata la 01.01.2021, ca urmare a urmatoarelor influente:

1. Influenta pozitiva ca urmare rezultatului financiar realizat la 31.12.2021, profit net in valoare de 9.551.206 lei.

2. Influenta negativa, respectiv reducere, ca urmare a inregistrarii in contabilitate la 31.12.2021 a rezultatului din reevaluarea imobilizarii corporale „cladire de birou” (in care OPCOM isi desfasoara activitatea). Reevaluarea s-a efectuat in scop contabil, la un interval de 3 ani, conform prevederilor politicilor contabile aplicabile.

2. Contul de profit și pierdere

Principalii indicatori realizati in anul 2021 sunt prezentati in structura si in dinamica in contul de profit si pierdere. formular de raportare anuala.

Veniturile totale realizate in anul 2021 sunt in valoare de 48.772.692 lei, majorate fata de anul 2020 cu 9.84% ca urmare a cresterii veniturilor realizate din alte venituri din exploatare.

Veniturile din exploatare realizate in anul 2021 sunt in valoare de 48.296.723 lei, majorate fata de realizarile anilor precedenti.

Cifra de afaceri realizata in anul 2021, in valoare 41.151.957 lei, reprezinta 84.37% din veniturile totale realizate de OPCOM in anul 2021 si reprezinta venituri realizate din serviciile prestate de OPCOM participantilor la pietele centralizate de energie electrica, de certificate verzi, de gaze naturale si de raportare REMIT.

Veniturile reglementate realizate din administrarea pietelor de energie electrica si de certificate verzi reprezinta circa 99.0% din cifra de afaceri realizata in anul 2021. Aceste venituri sunt realizate in baza Metodologiei de stabilire a venitului reglementat pentru serviciile prestate de operator participantilor la pietele centralizate de energie electrică și de certificate verzi, elaborata de Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei.

Cu privire la evolutia venitului reglementat realizat din administrarea pietelor de energie electrica si de certificate verzi trebuie mentionat faptul ca urmare a continuarii pandemiei (declarata in Romania in luna martie 2020) si in anul 2021, avand in vedere impredictibilitatea comportamentului participantilor la pietele administrate in perioada de pandemie, tarifele reglementate stabilite pentru anul 2021 au fost mentiunte pe tot parcursul anului 2021.

Alaturi de serviciile prestate participantilor la pietele de energie electrica si de certificate verzi, reglementate de ANRE, OPCOM administreaza si alte piete si produse nereglementate, respectiv piete centralizate de gaze naturale si activitati in domeniul raportarii REMIT, ale caror tarife sunt aprobate de Consiliul de administratie al OPCOM, si ale caror venituri totale realizate in anul 2021 insumeaza circa 1.0% din cifra de afaceri realizata in anul 2021.

Alte venituri din exploatare realizate in anul 2021 sunt in valoare de 7.144.766 lei, din care mentionam pe cele mai semnificative:

- Venituri din amenzi si penalitati in valoare de 4.093.468.78 lei, care reprezinta recuperarea in anul 2021 a unei parti din cheltuielile cu amenda achitata de OPCOM in anul 2014 catre Comisia Europeana, in numele CNTEE Transelectrica SA, ca urmare a finalizarii in anul 2021 in favoarea OPCOM a litigiului aflat pe rolul instantei de judecata, dosar nr.40814/3/2014, inclusiv cheltuielile de judecata aferente dosarului dispuse de instanta.

- Venituri din refacturari diverse in valoare de 2.199.697 lei reprezentand venituri din: subinchirierea unor spatii de birou. recuperarea cheltuielilor efectuate cu licentele suplimentare in piata PC-OTC pentru cheile suplimentare solicitate de participanti si recuperarea de la participanti a cheltuielilor efectuate de OPCOM cu taxele percepute de catre ACER.

- Venituri realizate in valoare de 286.579.40 lei in cadrul colaborarii in proiectele europene la care OPCOM este parte, venituri in valoare de 392.385 lei realizate in cadrul contractului comercial incheiat cu OKTE unde OPCOM presteaza servicii de implementare pentru participarea OKTE la cuplarea pietei de energie electrica si venituri in valoare de 90.337,10 lei in cadrul contractelor externe incheiate cu PXE si EEX.

- Venituri realizate din vanzarea activelor in valoare de 36.367 lei, din care 30.885 lei reprezinta active a caror scoatere din functiune a fost aprobata de catre Consiliul de administratie, valorificate prin vanzare in cursul anului 2021.

Principalii indicatori cuprinsi in contul de profit si pierdere au inregistrat in anul 2021 urmatoarele rezultate prin comparatie cu valorile realizate in anii anteriori:

INDICATORI	2019	2020	2021	2020/2019	2021/2020
	lei	lei	lei	%	%
TOTAL VENITURI. din care:	39.368.419	44.404.693	48.772.692	112.79	109.84
- de exploatare. din care:	38.864.546	43.974.015	48.296.723	113.15	109.83
- cifra de afaceri. din care:	35.354.459	42.813.572	41.151.957	121.10	96.12
- Energie electrica	33.618.283	42.172.638	40.722.709	125.45	96.56
- Gaze naturale	1.434.345	351.136	166.250	24.48	47.35
- REMIT	301.831	289.798	262.998	96.01	90.75
- financiare	503.873	430.678	475.969	85.47	110.52
TOTAL CHELTUIELI. din care:	32.721.470	32.714.252	37.619.415	99.98	114.99
- de exploatare	32.543.470	32.086.433	37.138.133	98.60	115.74
- financiare	178.000	627.819	481.282	352.71	76.66
PROFIT BRUT. din care:	6.646.949	11.690.441	11.153.277	175.88	95.41
- din exploatare	6.321.076	11.887.582	11.158.590	188.06	93.87
- financiar	325.873	-197.141	-5.313	-60.50	2.70
IMPOZIT PE PROFIT	1.211.822	1.967.711	1.602.071	162.38	81.42
PROFIT NET	5.435.127	9.722.730	9.551.206	178.89	98.24

Cheltuielile totale realizate in anul 2021 sunt in valoare de 37.619.415 lei, majorate fata de realizarile anului precedent.

Cheltuielile din exploatare, in valoare de 37.138.133 reprezinta circa 98.72% din totalul cheltuielilor realizate in anul 2021. Acestea au fost efectuate in baza programelor anuale de achizitii, de investitii, de formare profesionala in conformitate cu strategia de dezvoltare a OPCOM pentru asigurarea functionarii in conditii de siguranta si eficienta economica a societatii, corelate cu nivelul veniturilor realizate in anul 2021 si cu respectarea indicatorilor de buget de venituri si cheltuieli.

Profitul brut si Profitul net

Rezultatul brut al exercitiului este profit in valoare de 11.153.277 lei, iar profitul net este in valoare de 9.551.206 lei.

3. Indicatori financiari ai activitatii

Pe baza indicatorilor prezentati in bilant si in contul de profit si pierdere principalii indicatori de profitabilitate, de lichiditate si de risc prezinta urmatoarele rezultate, prin comparatia cu rezultatele inregistrate in perioada 2020-2021.

Indicatori de profitabilitate

Indicatorii de profitabilitate exprima eficienta societatii in realizarea de profit din resurse disponibile. In anul 2021 indicatorii analizati au avut o evolutie pozitiva.

<i>Indicatori de profitabilitate. %</i>	2019	2020	2021
Rentabilitatea capitalului angajat (Profit inaintea platii impozitului pe profit si dobanda/Capital angajat x100)	10,45	24,36	19,92
Rata rentabilitatii din exploatare (Profit brut din vanzari/Cifra de afaceri x 100)	17,88	27,77	27,12
Rata profitului brut (Profit brut/Venituri totale x 100)	16,88	26,33	19,58

Indicatori de lichiditate

Indicatorii de lichiditate exprimă măsura in care societatea a asigurat prin activele circulante disponibilitățile necesare achitării la termen a datoriilor curente, de cel puțin o data.

<i>Indicator lichiditate curenta</i>	2019	2020	2021
Active curente (A). lei	225.924.316	236.717.395	1.279.616.815
Datorii curente (B). lei	180.973.607	206.533.955	1.239.471.147
Provizioane (se vor plati intr-o perioada de sub 1 an) (C). lei	1.920.419	1.837.355	3.751.233
(A)/((B)+(C))	1,24	1,14	1,03

Indicatori de risc

In anul 2019 societatea a contractat un credit bancar in valoare de 15.200.000 lei (echivalentul a 3.200.000 EUR), aprobat prin Hotararea AGA nr. 5/17.07.2019. Imprumutul bancar este de tip facilitate de credit non-revolving, acordat pentru o durata de 10 ani de catre Banca Comerciala Romana S.A. pentru asigurarea sursei de finantare pentru participarea OPCOM S.A. la capitalul social al Contrapartii Centrale pentru Romania.

Indicatorul arata cat la suta din capitalurile proprii reprezinta creditele peste 1 an si posibilitatea acoperirii acestora din rezerve si capitalul social. Riscul nu trebuie sa se ridice la mai mult de 30%.

<i>Indicatorul gradului de îndatorare</i>	2019	2020	2021
Capital imprumutat (credite >1an) (A)	14.000.000	12.400.000	10.800.000
Capital propriu (B)	50.715.375	37.850.804	47.072.099
(A) / ((A) + (B))	21,63	24,68	18,66

4. Politica OPCOM cu privire la dividende

Situația dividendelor

In perioada 2016 - 2020 nu au fost distribuite dividende avand in vedere:

- faptul ca situatiile financiare anuale intocmite in perioada 2016 - 2019 au fost aprobate de Adunarea generala a actionarilor „*sub condiția modificării acestora și a celorlalte documente suport pentru reprezentarea exactă a situației capitalului social, conform Certificatului de înregistrare mențiuni din data de 11.07.2016, in care este specificat capitalul social al OPCOM SA subscris în suma de 30.687.300 lei, integral vărsat. Inclusiv: „ Se amână repartizarea profitului realizat la 31.12....”*”;
- la data de 01.02.2021. prin Hotararea nr.177. Curtea de Apel Bucuresti a respins ca nefondate apelurile reclamantilor si a Sindicatului intervenient;
- acoperirea partiala la 31.12.2020 a pierderii inregistrata pe rezultatul reportat al anului 2016 si al anului 2019, consecinta a inregistrarii in contabilitate a activelor necorporale aduse ca aport de

catre actionarul unic la capitalul social al OPCOM in luna iunie 2016 si constituirea unei ajustari in valoare egala cu cea a activelor aduse ca aport. avand in vedere ca aceste imobilizari (uzate moral si fizic) nu ar mai fi generat beneficii economice ulterioare.

Propunerea de repartizare a profitului net realizat in anul 2021 respecta prevederile legislatiei specifice. respectiv: OG nr. 64/2001. OMFP nr.128/2005. OMFP nr.144/2005 privind repartizarea profitului la societățile naționale. companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat.

Profitul net de repartizat la data de 31.12.2021 este in valoare de 9.551.206,57 lei. Pentru anul 2021 propunerea de repartizare a profitului net este dupa cum urmeaza:

Nr. crt.	Explicatia	Valoare. lei
1	Profit brut la data de 31.12.2021	11.153.277,34
2	Profit net la data de 31.12.2021	9.551.206,57
	<i>Repartizare profit net pe urmatoarele destinații (a+b+e+f):</i>	
a	Fond rezervă	567.502,97
b	Acoperirea pierderilor din anii precedenti	7.179.971,05
c	Participarea salariatilor la profit	-196.782,00
3	<i>Baza calcul distribuire dividende (rd.2-a-b-c)</i>	2.000.514,55
e	Dividende pentru CNTEE TRANSELECTRICA SA si Statul Roman prin Secretariatul General al Guvernului (50%) (rd.3 * 50%)	1.000.257,28
f	Profit nerepartizat pe alte surse care constituie surse proprii de finanțare (rd.2 - a - b - e)	803.475,27

Cap. III PLANUL DE INVESTITII. ACTIVELE IMOBILIZATE

1. PLANUL de investitii

Planificare, aprobare si raportare

Planul de investitii pe anul 2021 a fost aprobat de Consiliul de administratie in luna ianuarie 2021. Pe parcursul anului Planul de investitii a fost actualizat prin decizii ale Consiliului de Administratie pentru a reflecta cat mai fidel necesarul de investitii coroborat cu modificarile legislatiei primare si secundare specifice si cu resursele disponibile.

In vederea utilizarii cat mai eficiente a resurselor financiare ale societatii si asigurarii unei concurente reale in procesul de achizitii, achizitia obiectivelor de investitii a fost efectuata in anul 2021 cu respectarea prevederilor din "Reguli proprii privind atribuirea contractelor de achizitii" si a „Procedurii de lucru interne privind achizitia de produse, servicii si lucrari (OPCOM neavand calitatea de autoritate contractanta in conformitate cu Adresa MFP-ANAP nr. 75913/26.07.2016).

In conformitate cu Actualizarea nr. 6, Planul de investitii pe anul 2021 a prevazut un numar de 28 de obiective cu o valoare planificata de 4.068.495.48 lei, structurate dupa cum urmeaza.

- cu termen de realizare in anul 2021 au fost prevazute un numar de 24 de obiective, in valoare planificata (actualizata) de 2.715.453 lei si o valoare realizata de 2.712.139 lei;
- cu termen de realizare in anul 2022 au fost prevazute un numar de 4 obiective, in valoare planificata de 1.353.042 lei.

Surse de finantare a investitiilor

Planul de investitii aprobat pe anul 2021 a fost finantat din surse proprii de finantare, constituite din amortizarea imobilizariilor corporale si necorporale trecuta pe costuri in anul 2021 si din surse proprii de finantare neutilizate in anii precedenti.

2. Activele imobilizate

Valoarea bruta contabila a activelor imobilizate inregistrate in patrimoniul OPCOM SA la data de 31.12.2021 s-a diminuat cu 9.13 % fata de cea existenta la inceputul anului, preponderent ca urmare a actiunii de scoatere din functiune a unor imobilizari, actiune efectuata cu respectarea prevederilor legale in vigoare.

Valoarea neta contabila a activelor imobilizate aflate in patrimoniul OPCOM la data de 31.12.2021. in valoare de 35.798.535 lei, s-a diminuat fata de inceputul anului, cu 18.98 %, ca urmare a devansarii valorii investitiilor realizate in anul 2021 de catre valoarea amortizata trecuta pe costuri in anul 2021.

Cap.IV PERSONALUL SOCIETATII

1. Structura personalului

Analiza evolutiei numarului de angajati. a structurii si a calificarii acestora reflecta continuitate si coerenta cu obiectivele societatii, ceea ce constituie un argument suplimentar pentru calitatea activitatii desfasurate si performanta societatii.

In anul 2021 numarul efectiv de personal a fost de 104 salariatii, numarul persoanelor care au incetat contractul individual de munca in cursul anului fiind de 5 salariatii, 2 prin demisie si 3 prin pensionare. Numarul planificat de 110 persoane nu a putut fi indeplinit ca urmare a esuarii mai multor proceduri de recrutare de personal.

Actiunea de dimensionare si/sau redimensionare a numarului de personal va continua cu prudenta in perioadele urmatoare in conformitate cu strategia de dezvoltare a OPCOM pe perioada 2022-2024.

Analiza in dinamica a personalului pe categorii de studii indica interesul managementului pentru mentinerea in cadrul societatii a persoanelor cu studii superioare, ca o conditie esentiala pentru realizarea obiectului de activitate, si concomitent are preocuparea de a mentine un numar rezonabil din cadrul celorlalte categorii de studii, avand argumentul de necontestat ca activitatea unei societati presupune o multitudine de operatiuni, din care pentru rezolvarea unora dintre ele nu este necesara o pregatire superioara ci o calificare care sa asigure rezolvarea activitatilor in conditii de respectare a legalitatii si cu costuri minime pentru societate.

Indicator	UM	2019	2020	2021	2019/2020. %	2020/2021. %
Studii superioare	persoane	95	95	94	100.00	98.95
Studii medii	persoane	7	7	6	100.00	85.71
Muncitori calificati	persoane	1	1	1	100.00	100.00
Muncitori necalificati	persoane	3	3	3	100.00	100.00
Total	persoane	106	106	104	100.00	98.11

2. Colaborarea cu partenerul social

Angajații OPCOM sunt afiliați la sindicatul Federația Univers (Federația Națională a Sindicatelor din Electricitate) prin Sindicatul Profesional al Dispecerilor Energetici din SEN. In conformitate cu informatiile primite din partea partenerului social. la data de 31.12.2021 numarul membrilor de sindicat era de 77 de salariatii, reprezentand o pondere de 74.03 % in numarul total de salariatii.

In cursul anului 2021 au avut loc un numar de 16 intalniri intre administratie si partenerul social in vederea negocierii unui Act aditional la Contractul Colectiv de Munca si/sau a altor subiecte de interes reciproc. Au fost asumate Protocoale si Procese verbale.

Contractul Colectiv de Muncă incheiat intre angajator și partenerul social, reglementează raporturile individuale și colective de muncă. precum și drepturile și obligațiile părților cu privire la: contractul individual de muncă; timpul de muncă și timpul de odihnă; salarizare si alte drepturi; formarea profesională; sanatatea si securitatea in munca, conditii de munca; drepturi și obligații ce decurg din raporturile de muncă; recunoașterile reciproce, drepturile și obligațiile angajatorului și ale organizației sindicale.

3. Raporturile dintre angajator și angajati

Raporturile dintre angajator si angajati se desfasoara in conformitate cu prevederile legale in vigoare. reglementarile interne si legea partilor.

4. Evaluarea personalului

Procesul de evaluare a activitatii desfasurate de salariatii OPCOM SA pentru anul 2021 s-a desfasurat in conformitate cu prevederile legale si cu regulile interne specifice. Cu prilejul evaluarii anuale au fost stabilite obiectivele de performanta individuale pentru anul 2022, in vederea cresterii eficientei activitatii desfasurate de fiecare salariat. conf. art. 40(1). lit.(f) din Codul Muncii.

Cap. V EVALUAREA ACTIVITATII PRIVIND MANAGEMENTUL RISCULUI

1. Riscuri financiare

Managementul riscului de pret

Riscul de contrapartidă reprezintă riscul de neîncasare a contravalorii serviciilor prestate pe pietele de energie electrică si de certificate verzi, pietele de gaze naturale si activitatea de raportare REMIT. Tratatamentul riscului de contrapartidă se bazează pe factori de succes externi si interni, respectiv:

- factori externi: reglementarile Autoritatii Nationale de Reglementare in domeniul Energiei si acomodarea participantilor la pietele centralizate cu reglementarile si procedurile specifice de lucru;
- factori interni: diversificarea portofoliului de produse oferite participantilor si perfectionarea continua a activitatii desfasurate.

Managementul riscului lichiditate si riscului de schimb valutar

Avand in vedere ca nivelul datoriilor si al creantelor este monitorizat permanent nu se poate vorbi despre existenta riscului de lichiditate.

Riscul datorat fluctuatiilor cursului de schimb (ca urmare a exprimarii in lei a datoriilor în valută, la cursul de schimb comunicat de BNR pentru sfârșitul perioadei de raportare) este analizat permanent.

Riscul legislativ (inclusiv ale mediului de reglementare) poate îngreuna activitatea curentă la diversele niveluri ierarhice.

Riscul contabil

Tinand seama de faptul ca aplicatia contabila utilizata de OPCOM este supravegheata si imbunatatita permanent si ca activitatea de contabilitate se desfasoara in mod continuu nu exista acest risc.

2. Politicile si obiectivele societății privind managementul riscului

OPCOM SA are în vedere gestionarea riscurilor printr-un management atent fata de factorii interni si externi societatii, prin sistemul de management al calitatii, prin sistemul de management al securitatii informatiei, prin activitatea de audit intern, prin activitatea de control financiar de gestiune, prin activitatea de control financiar preventiv si prin activitatea de audit financiar, in vederea identificarii. Cuantificarii, prioritizarii, tratarii, raportarii si monitorizarii riscurilor.

Administrarea riscurilor Societatii constă în stabilirea a două seturi de solutii de tratare a riscurilor si determinarea structurii optime a acestora:

- solutiile financiare, care includ asigurările;
- solutiile organizatorice, care diminuează riscurile prin intermediul organizării/proiectării/ planificării/ structurării activităților, a planurilor privind comunicarea si măsurile privind continuitatea afacerii, după producerea unui risc, precum si administrarea riscurilor prin intermediul procedurilor si prin întărirea măsurilor de securitate si siguranta a muncii.

Cap. VI ACTIONARI. ADMINISTRAREA. CONDUCEREA EXECUTIVA A SOCIETĂȚII SI EVALUAREA ACTIVITATII DESFASURATE

1. Adunarea generala a actionarilor

In conformitate cu Actul Constitutiv al OPCOM capitalul social era detinut la data de 31.12.2021 astfel:

a) Compania Naționala de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. deține 3.068.730 acțiuni, având o valoare nominală totală de 30.687.300 lei și reprezentând 97.84% din capitalul social.

b) Statul Român, prin Secretariatul General al Guvernului, deține 67.879 acțiuni, având o valoare nominală totală de 678.790 lei, constând în aport în natură (reprezentând terenuri), reprezentând 2.16% din capitalul social.

Acționarii sunt reprezentați în Adunarea generală a acționarilor OPCOM S.A. după cum urmează:

a) Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – SA. în calitate de acționar, este reprezentată în Adunarea generală a acționarilor OPCOM SA prin reprezentantul său legal care poate da împuternicire pentru respectiva adunare unuia sau mai multor reprezentanți desemnați aprobând mandatul acestora;

b) Statul Român, în calitate de acționar, este reprezentat de Secretariatul General al Guvernului, care poate da împuternicire pentru respectiva adunare unuia sau mai multor reprezentanți desemnați aprobând mandatul acestora.

In conformitate cu Ordonanța de Urgență nr.68/2019, cu modificările ulterioare, începând din luna noiembrie 2019 "Se autorizează Secretariatul General al Guvernului să inițieze și să aprobé, după caz, toate operațiunile și demersurile necesare pentru trecerea acțiunilor deținute de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. la Societatea "Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM" - S.A. și la Societatea de Formare a Energeticienilor din România FORMENERG - S.A. în proprietatea privată a statului și administrarea Secretariatului General al Guvernului. cu respectarea prevederilor legale în vigoare."

2. Consiliul de administrație

Societatea este administrată în sistem unitar de către un Consiliu de administrație format din cinci membrii. În cursul anului au fost înregistrate modificări în cadrul componentei Consiliului.

În anul 2021 Consiliul de administrație al OPCOM SA a avut următoarea componență:

Nume, prenume	Calificare	Funcția	Perioada de exercitare mandat	Data încetare mandat
Diaconescu Florin Nicolae Andrei	inginer	Membru provizoriu. Presedinte CA	Decembrie 2019-august 2021	22.08.2021
Deculescu Valentin Dumitru	inginer	Membru provizoriu	Decembrie 2019-aprilie 2021	23.04.2021
Dorobantu Radu Raul	jurist	Membru provizoriu	Decembrie 2019-aprilie 2021	23.04.2021
Raceanu Gabriel	jurist	Membru provizoriu	Decembrie 2019-aprilie 2021	23.04.2021
Costache Marian	jurist	Membru provizoriu	Martie 2020-august 2021	22.08.2021
Nicoara Petre Marius	inginer	Membru provizoriu	Aprilie 2021-martie 2022	07.03.2022
Blajan Adrian Nicolae	jurist	Membru provizoriu	Aprilie 2021-iulie 2021	01.07.2021
Dumitriu Florin Victor	jurist	Membru provizoriu	Aprilie 2021-iulie 2021	13.07.2021
Rusu Rares Stelian	jurist	Membru provizoriu	Iulie 2021-martie 2022	07.03.2022
Pistol Catalin Ovidiu Cristian	inginer	Membru provizoriu. Presedinte CA	Septembrie 2021-martie 2022	07.03.2022
Manolache Ecaterina Irina	jurist	Membru provizoriu	Septembrie 2021-martie 2022	07.03.2022
Paraschiv Cristian	Jurist	Membru provizoriu	Septembrie 2021-prezent	07.07.2022

Membrii Consiliului de administrație sunt numiți și revocați, conform statutului, de către Adunarea generală a acționarilor, în baza mandatului acordat de către Directoratul CNTEE Transelectrica SA și de către Secretariatul General al Guvernului.

Membrii Consiliului de administrație al OPCOM SA sunt numiți provizoriu pe o perioadă de cel mult 4 luni cu posibilitate de prelungire pentru încă 2 luni. Consiliul de administrație este prezidat de președintele desemnat de Adunarea generală ordinară a acționarilor. Iar în cazul în care președintele se află în imposibilitate temporară de a-și exercita atribuțiile, pe durata stării respective de imposibilitate Consiliul de administrație poate însărcina un alt administrator cu îndeplinirea funcției de președinte.

Consiliul de administrație a delegat o parte din competențele sale de conducere Directorului general al Societății. Directorul general nu este membru al Consiliului de administrație.

În conformitate cu prevederile legii nr.31/1990, cu modificările ulterioare, activitatea membrilor Consiliului de administrație se desfășoară pe baza de contract de mandat.

În cadrul Consiliului de administrație al OPCOM funcționează două comitete consultative:

- Comitetul de Nominalizare și remunerare, format din trei membri;
- Comitetul de Audit, format din trei membri.

Potrivit informațiilor furnizate de membrii organelor administrative, de conducere și supraveghere ale Societății, în anul 2021 aceștia nu s-au aflat în niciuna dintre situațiile de incompatibilitate prevăzute de Legea nr.31/1990, cu modificările ulterioare.

3. Conducerea executivă a Societății

În anul 2021 conducerea executivă a OPCOM SA a fost realizată de Directorul general, patru directori executivi și un director de dezvoltare-implementare proiecte. În cursul anului nu au fost înregistrate modificări în cadrul componentei conducerii executive.

Nr. crt.	Nume și prenume	Profesia	Calitate	Perioada de exercitare mandat
1.	Ionescu Victor	inginer	Director general	2003 - prezent
2.	Lupului Luminita	inginer. economist	Director Direcția Tranzacții-Decontare Termen Scurt	2003 – 31.12.2021
3.	Fediuc Silvia	economist	Director. Direcția Economica	2004 - prezent
4.	Barsanescu Remus	inginer	Director. Direcția Informatica și Telecomunicații	2007 - prezent
5	Pandele Iuliana	inginer	Director. Direcția Tranzacții la Termen și Certificate	2020 - prezent
6.	Setran Cristina	Inginer. economist	Director de program	2011 - prezent

În conformitate cu prevederile Legii nr. 31/1990, cu modificările ulterioare, activitatea Directorului general se desfășoară în baza unui contract de mandat, Consiliul de administrație a delegat o parte din competențele sale de conducere Directorului general, care reprezintă societatea în relațiile cu terții și în justiție.

Celelalte persoane care fac parte din conducerea executivă ocupă, în cadrul Societății, denumirea tehnică de director, respectiv de director de program, aceștia fiind salariați ai OPCOM SA în baza unui contract individual de muncă, fiind numiți și revocați prin decizie de către Directorul general.

Personalul de conducere și de execuție din cadrul OPCOM este angajat, numit și concediat de Directorul general, în conformitate cu prevederile Actului constitutiv și al Contractului Colectiv de Muncă.

4. Evaluarea activitatii societatii

Pentru anul 2021 activitatea desfasurata in cadrul OPCOM SA a fost supusa verificarii prin intermediul:

- Auditului financiar, pentru situatiile financiare intocmite la data de 31.12.2021;
- Auditului intern, in conformitate cu planul anual de audit public intern pentru anul 2021;
- Controlului financiar de gestiune;
- Controlului financiar preventiv;
- Auditului efectuat in conformitate cu managementul calitatii (ISO 9001);
- Auditului efectuat in conformitate cu managementul securitatii informatie (ISO 27001).

Declaratia administratorilor

După cunostintele noastre, situatiile financiar-contabile incheiate la 31 decembrie 2021, intocmite în conformitate cu reglementarile contabile aplicabile (Ordinului MFP nr.1802/2014, cu modificarile si completarile ulterioare), oferă o imagine corectă si conformă cu realitatea a activelor, obligatiilor, contului de profit si pierdere ale OPCOM SA si prezentul Raport cuprinde informatii corecte si conforme cu realitatea cu privire la dezvoltarea si performantele Societatii.

Director general

Victor IONESCU

Director DE	Director DTDTS	Director DTTC	Director DIT	Director Program-DIP
Silvia FEDIUC	Georgeta ION	Iuliana PANDELE	Remus BARSANESCU	Cristina SETRAN
				

