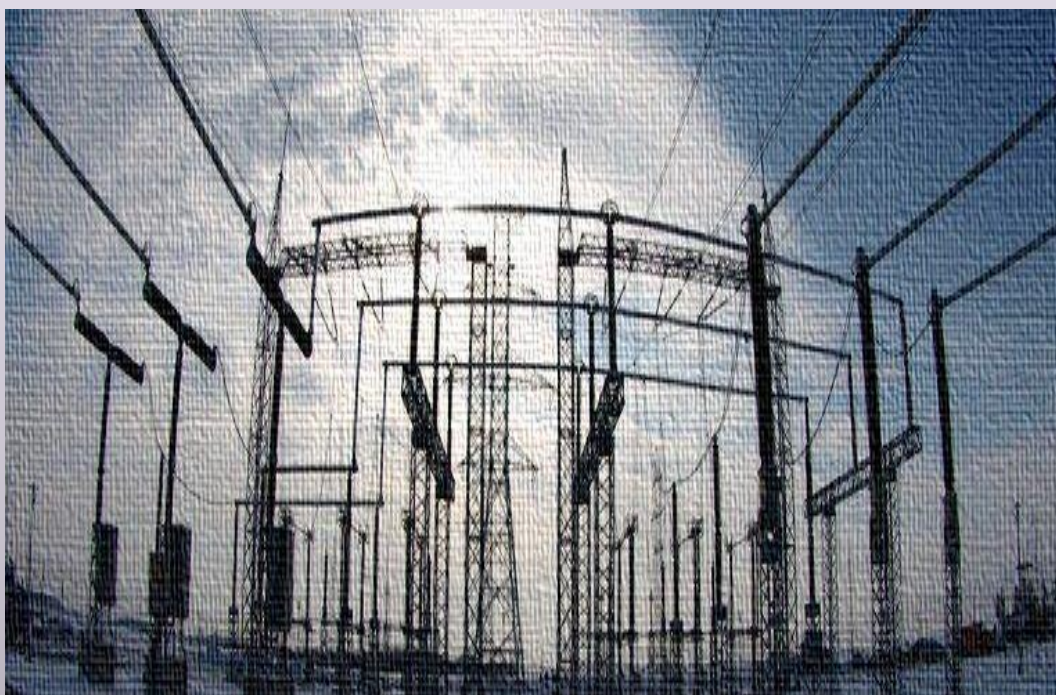




PLANUL DE ADMINISTRARE AL CNTEE TRANSELECTRICA SA

Pentru Perioada 2013 – 2017

ELABORAT DE CONSILIUL DE SUPRAVEGHERE

PREȘEDINTE:

ION-TONI TEAU

MEMBRI:

OVIDIU-PETRIȘOR ARTOPOLESCU

RADU BUGICĂ

CIPRIAN-GHEORGHE DIACONU

CARMEN-GEORGETA NEAGU

ANDREI-MIHAI POGONARU

DĂNUȚ-LEONARD SANDU

Consiliul de Supraveghere a elaborat și prezintă Adunării Generale a Acționarilor, spre aprobare, Planul de Administrare al CNTEE Transelectrica SA pentru perioada 2013 – 2017, în conformitate cu prevederile art. 30, alin. 1 din Ordonanța de Urgență privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice.

Președintele

Consiliului de Supraveghere



ION-TONI TEAU

Notă importantă

Obiectivele Planului de Administrare sunt formulate în baza cadrului de reglementare în vigoare. Consiliul de Supraveghere este conștient de faptul că pot apărea schimbări semnificative ale cadrului de reglementare odată cu definirea noilor reglementări pentru cea de-a treia perioadă de reglementare (2014-2018) și implementarea Directivelor Europene (în principal pachetul 3 legislativ energetic, legat de formarea pieței interne de electricitate a UE) și, prin urmare, își rezervă dreptul de a propune modificări ulterioare obiectivelor stabilite prin prezentul Plan de Administrare în funcție de noile reglementări, inclusiv a noilor tarife, propuneri ce vor fi supuse revizuirii și aprobării unor viitoare Adunări Generale ale Acționarilor.

Cuprins

CUPRINS	2
LISTĂ GRAFICE FOLOSITE.....	3
LISTĂ TABELE FOLOSITE	4
INTRODUCERE.....	6
SUMAR EXECUTIV	8
PRINCIPII DIRECTOARE.....	13
1.1. MISIUNE	13
1.2. VIZIUNE	13
1.3. RELAȚIA CU ACȚIONARIII ȘI PĂRȚILE INTERESATE.....	14
PREZENTAREA COMPANIEI.....	17
2.1. OBIECT DE ACTIVITATE	17
2.2. FILIALE ȘI SUCURSALE	20
2.3. ACȚIONARIAT	24
2.4. STRUCTURA DE ADMINISTRARE	24
2.5. MODUL DE DESFĂȘURARE AL ACTIVITĂȚII	26
2.6. INSTALAȚII ELECTRICE GESTIONATE.....	28
2.7. RESURSE UMANE	31
2.8. INFORMAȚII FINANCIARE.....	32
ANALIZA STRATEGICĂ A COMPANIEI.....	35
3.1. CONSIDERAȚII GENERALE ASUPRA ECONOMIEI ȘI SECTORULUI ENERGETIC DIN ROMÂNIA.....	35
3.2. EVOLUȚII LA NIVEL EUROPEAN.....	39
3.3. ANALIZA ACTIVITĂȚILOR	45
3.4. EVOLUȚIA ACȚIUNILOR PE BVB	73
3.5. GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ	75
3.6. ANALIZA SWOT	81
STRATEGIA DE ADMINISTRARE ȘI PLANUL DE ACȚIUNE.	86
4.1. METODOLOGIE.....	86
4.2. OBIECTIVE STRATEGICE.....	88
PLANUL PROPRIU DE LUCRU AL CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE ȘI AL COMITETELOR CONSULTATIVE	133
5.1. PLANUL PROPRIU DE LUCRU AL CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE	133
CRITERII ȘI OBIECTIVE DE PERFORMANȚĂ SPECIFICE MANDATULUI 2013-2017	144
RISCURI ȘI CONSTRÂNGERI.....	146
ACRONIME ȘI ABREVIERI.....	150
ANEXĂ – INDICATORI DE PERFORMANȚĂ	154

Listă grafice folosite

Figura 1	structura grupului	20
Figura 2	sucursalele Companiei	24
Figura 3	rețeaua electrică de transport din România	29
Figura 4	rețeaua de telecomunicații transelectrica	30
Figura 5	consumul intern de energie electrică	37
Figura 6	energia tarifată (istoric și previziuni)	37
Figura 7	structura producției totale anuale de energie electrică (2010 – 2012)	38
Figura 8	structura veniturilor	46
Figura 9	evoluție tarif transport (istoric și prognoză)	47
Figura 10	evoluție tarif de sistem funcționale (istoric și prognoză)	47
Figura 11	structura veniturilor	51
Figura 12	pondere activități	51
Figura 13	evoluția BAR	109
Figura 14	evoluția performanței operaționale din activitățile cu profit permis	125
Figura 15	venituri din transport, proiecție ANRE 2008-2012 vs. istoric	148

Listă tabele folosite

Tabel 1	rezultate financiare (istoric și previziuni)	8
Tabel 2	evoluție cheltuieli operaționale și cheltuieli de investiții	9
Tabel 3	indicatori financiari	10
Tabel 4	investiții în RET vs. puneri în funcțiune	11
Tabel 5	linii directoare în relația cu acționarii și părțile interesate	16
Tabel 6	structura acționariatului	24
Tabel 7	structura angajaților pe categorii de personal	31
Tabel 8	sinteză cont profit și pierdere (istoric și previziuni)	32
Tabel 9	situația poziției financiare (istoric și previziuni)	33
Tabel 10	flux de numerar (istoric și previziuni)	33
Tabel 11	veniturile prezentate în structură	49
Tabel 12	performanța operațională a Companiei	50
Tabel 13	evoluția costurilor operaționale (2011 – 2012)	54
Tabel 14	structura veniturilor (istoric și previziuni)	56
Tabel 15	structura costurilor operaționale (istoric și previziuni)	57
Tabel 16	indicatori de performanță ai nivelului de calitate a serviciilor: perioada 2008-2012	58
Tabel 17	evoluție CPT (istoric și previziuni)	62
Tabel 18	evoluție cheltuieli de mentenanță minoră și majoră: perioada 2009-2012	70
Tabel 19	cheltuieli de mentenanță	70
Tabel 20	program de investiții	70
Tabel 21	program investiții ajustat	71
Tabel 22	structura datoriei	72
Tabel 23	evoluția istorică a prețului acțiunii	74
Tabel 24	criterii și obiective de performanță: din perspectiva clienților	101
Tabel 25	program investiții și puneri în funcțiune în RET	107
Tabel 26	volum prognozat de cheltuieli de investiții și mentenanță	107

Tabel 27 obiective și criterii de performanță: din perspectiva internă.....	118
Tabel 28 numărul total și numărul mediu de personal 2009-2012	119
Tabel 29 obiective și criterii de performanță: din perspectiva învățării și creșterii	124
Tabel 30 indicatori de profitabilitate.....	127
Tabel 31 structura finanțării.....	129
Tabel 32 indicatori bancari	130
Tabel 33 indicatori bancari	132
Tabel 34 componența Consiliului de Supraveghere	134

Introducere

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.), denumită în continuare „Transelectrica” sau „Compania” este:

- societate pe acțiuni, constituită ca efect al Hotărârii de Guvern nr. 627/13 iulie 2000, supusă prevederilor Legii nr. 31/1990 privind societățile comerciale și ale dispozițiilor OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, administrată potrivit Hotărârii AGEA nr. 5/18.07.2012 în sistem dualist;
- societate listată la BVB din 2006 și supusă tuturor prevederilor legislației pieței de capital, o companie cu activități de monopol natural de tip Operator de Transport și Sistem, reglementată și certificată de ANRE potrivit cerințelor Directivei CE/72/2009 și Legii 123/2012;

În acest context, Consiliul de Supraveghere (CS) a elaborat prezentul Plan de Administrare al Companiei în baza art. 30 – (1) din OUG nr. 109/30.11.2011 care prevede că *„În termen de 90 de zile de la data numirii sale, Consiliul de administrație/supraveghere elaborează și prezintă Adunării Generale a Acționarilor, spre aprobare, Planul de Administrare, care include strategia de administrare pe durata mandatului pentru atingerea obiectivelor și criteriilor de performanță stabilite în contractele de mandat”*.

Planul de Administrare reflectă politica generală a Consiliului de Supraveghere și are la bază principiile guvernantei corporative, care statuează o atitudine responsabilă, profesionistă și etică a Companiei în raport cu principalele părți interesate. Pornind de la analiza strategică a Companiei și de la premisele mediului în care Compania funcționează, Consiliul de Supraveghere planifică evoluția Companiei și performanțele acesteia, asigurând o formulare riguroasă a obiectivelor și propunând o evaluare continuă a strategiei stabilite, ce este pusă în aplicare de Directorat prin Planul de Management.

Planul de Administrare, care include strategia de administrare pe durata mandatului, contribuie la îndeplinirea misiunii Companiei și este elaborat pe baza viziunii, valorilor și direcțiilor strategice ale Companiei, având ca scop primordial atingerea obiectivelor și a criteriilor de performanță contractate.

Angajată în a obține excelență profesională, având o abordare responsabilă față de comunitate și respectând mediul de afaceri în care operează, Transelectrica își propune atingerea excelenței operaționale, crearea de valoare pentru acționari prin dezvoltarea activităților curente și găsirea de noi oportunități de creștere sustenabilă. Pornind de la acest deziderat, Planul de Administrare stabilește direcțiile de dezvoltare ale Companiei, asigurând o viziune de ansamblu

asupra structurii financiare și operaționale a Companiei care se va integra, aprofunda și transpune analitic, mai departe, în cadrul Planului de Management.

Pornind de la o analiză diagnostic globală a performanței recente și a poziției financiare a Companiei, Planul de administrare pe perioada 2013-2017 cuprinde direcții strategice de acțiune privind administrarea bazei de active, a resurselor și a proceselor operaționale și de management majore ale Companiei în scopul realizării obiectivelor de performanță stabilite. Consiliul de Supraveghere responsabilizează faptul că Planul de Administrare este un document dinamic și că pot apărea actualizări/modificări generate chiar de procesul de implementare, sau de schimbări ale mediului în care Compania își desfășoară activitatea. Pe cale de consecință, Consiliul de Supraveghere își rezervă dreptul de a aduce modificări ulterioare obiectivelor stabilite prin prezentul Plan de Administrare.

Sumar executiv

Contextul economic: criza economică profundă, care continuă să domine Societatea românească, a condus la scăderea continuă a consumului intern de energie electrică, CNTEE Transelectrica SA aflându-se în al treilea an consecutiv în care se confruntă cu scăderea cantității de energie electrică asupra căreia se aplică tariful de transport. Media de scădere din 2012 și 2013 a fost de 4,5% pa, tendință estimată de Consiliul de Supraveghere a continua și, prin urmare, proiecțiile financiare pe perioada 2014-2017 care stau la baza acestui Plan de Administrare iau în considerare o scădere a cantității de energie electrică transportată cu 4,0% pa.

Pornind de la această prezumție de scădere a volumului, veniturile operaționale ale Companiei vor fi constante pe întreaga perioadă de prognoză pe baza creșterii tarifului de transport și sistem cu 7,0% pa, ajungând la finele anului 2017 la valoarea de 2,8 miliarde lei.

Obiectivul financiar urmărit de Consiliul de Supraveghere prin prezentul Plan de Administrare este îmbunătățirea semnificativă a profitabilității Companiei, în ciuda unor venituri constante. Astfel, profitul operațional înainte de dobânzi, taxe și amortizări (EBITDA) se preconizează a se îmbunătăți de la 398 milioane lei (14% din totalul veniturilor operaționale), cât a fost în 2012, la 607 milioane lei (22% din totalul veniturilor operaționale) la finele anului 2017. De asemenea, profitul brut (EBT) se preconizează a atinge 80 milioane lei la finele anului 2017.

<i>Mil RON</i>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
			BVC				
Venituri operaționale	3,132	2,768	2,788	2,736	2,750	2,765	2,783
Costuri operaționale	2,658	2,370	2,333	2,227	2,205	2,193	2,176
EBITDA (profit operațional înainte de amortizare)	473	398	455	509	545	572	607
Amortizare	298	315	341	382	402	422	450
EBIT (profit operațional după amortizare)	176	83	114	126	143	150	157
Rezultat financiar	-32	-36	-69	-59	-66	-70	-76
EBT (profit înainte de impozitare)	143	47	45	67	77	80	80
Impozit pe profit	33	13	16	10	12	12	12
Profit net	110	34	29	57	65	68	68

TABEL 1 REZULTATE FINANCIARE (ISTORIC ȘI PREVIZIUNI)

Atât proiecțiile financiare, cât și cifrele de referință au la bază situațiile financiare separate, întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS).

Strategia operațională avută în vedere de către Consiliul de Supraveghere se bazează pe scăderea constantă a cheltuielilor operaționale (în special cele cu mentenanța și reparațiile) pe fondul programului de investiții accelerat în vederea modernizării și re tehnologizării RET. Tendința de scădere a bazei de active reglementate (BAR), manifestată pe durata ultimilor ani, va continua și pe durata primilor doi ani de mandat (2014-2015) datorită nivelului redus al investițiilor din ultimii ani. Efortul investițional sporit, luat în calcul de către Consiliul de Supraveghere, va produce efecte abia în a doua jumătate a mandatului (2016-2017) datorită duratei mari de execuție a proiectelor de investiții. Introducerea de echipamente performante, pe lângă faptul că asigură un grad sporit de fiabilitate și siguranță în exploatare, are avantajul reducerii cheltuielilor operaționale cu reparațiile, personalul și pierderile tehnologice.

Pe durata celor 4 ani de prognoză (2014-2017), Compania preconizează investiții de peste 2,2 miliarde lei, un nivel de investiții cu peste 50% mai mare decât cel realizat în perioada 2009-2012. Astfel, cu toate că atât veniturile, cât și cheltuielile operaționale ale Companiei rămân la un nivel aproximativ egal cu cel înregistrat în anul 2012 pe întreaga perioadă de prognoză, EBITDA se va îmbunătăți semnificativ, amortizarea imobilizărilor rezultate în urma accelerării programului de investiții având o pondere semnificativă în totalul cheltuielilor operaționale.

MIL RON	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CAPEX + OPEX	1.419	1.470	1.480	1.624	1.670	1.748	1.824
CAPEX	333	376	262	495	523	575	622
OPEX total	1.085	1.094	1.219	1.129	1.146	1.173	1.202

TABEL 2 EVOLUȚIE CHELTUIELI OPERAȚIONALE ȘI CHELTUIELI DE INVESTIȚII

Diversificarea surselor de finanțare: programul de investiții preconizat în perioada de prognoză (2014-2017) necesită finanțare suplimentară de circa 1,1 miliarde lei, din care circa 700 milioane urmează a fi procurate de pe piețele financiare pe baza unei serii de emisiuni de obligațiuni corporative, restul de finanțare urmând a fi asigurată prin contractarea unor credite bancare comerciale. De altfel, și pentru sfârșitul anului 2013 este avută în vedere o emisiune de obligațiuni, astfel încât plafonul valoric total ajunge la suma de 900 milioane lei. Deși nivelul de îndatorare crește pe durata perioadei de prognoză, datoria netă a Companiei va atinge un prag maximal de 45% din totalul capitalurilor proprii la sfârșitul lui 2017. Prin introducerea în mixul de finanțare a obligațiunilor corporative în lei, se urmărește atingerea unui optim între durata medie a maturității datoriei și riscurile aferente fluctuațiilor de cost și devalorizare monetară în structura de finanțare a Companiei, cu scopul creșterii stabilității financiare și întăririi independenței surselor de finanțare, cu efecte benefice și asupra rating-ului Companiei.

INDICATORI		2012		2014	2015	2016	2017
Datoria purtatoare de dobanda	Mil RON	1,153		1,438	1,579	1,723	1,900
Datoria neta	Mil RON	858		862	989	1,116	1,287
Datoria bancara	Mil RON	1,153		1,038	979	973	1,000
Sold obligatiuni	Mil RON	0		400	600	750	900
Capitaluri proprii	Mil RON	2,431		2,462	2,492	2,520	2,543

TABEL 3 INDICATORI FINANCIARI

Programul de investiții, programul de mentenanță, structura de capital urmează a fi dezvoltate pe larg în **Planul de Management** al Directoratului și agreeate cu ANRE pentru viitoarea perioadă de reglementare 2014 – 2018.

Condiția succesului: deși creșterea nivelului investițiilor este compensată parțial de scăderea nivelului cheltuielilor cu mentenanța și reparațiile, asumția de continuare a scăderii volumului de energie transportată va necesita o recunoaștere a majorității cheltuielilor Companiei în tarifele reglementate de transport și pentru serviciul de sistem funcțional, ceea ce va necesita majorarea tarifelor respective la nivelul maxim permis prin reglementările ANRE de 7,0% în termeni reali în fiecare an de prognoză.

Teza fundamentală: strategia de administrare a **Consiliului de Supraveghere** pentru mandatul 2014-2017, vizează dezvoltarea performanței managementului financiar la un nivel înalt de calitate și profesionalism, precum și îmbunătățirea continuă a performanței managementului operațional în vederea sporirii calității serviciilor oferite și creșterii siguranței în funcționarea pe termen lung a sistemului energetic românesc în cadrul unei companii sigure, solide și inovatoare.

Filiarele Transelectrica (OPCOM SA, ICEMENERG SA, ICEMENERG SERVICE SA, Formenerg SA, Teletrans SA și SMART SA) desfășoară activități în domeniile operării piețelor de energie electrică și gaze naturale, cercetării și educației, al telecomunicațiilor și serviciilor de construcții-montaj, cu grade diferite de succes și performanță. **Consiliul de Supraveghere** își propune să dezvolte și/sau să restructureze activitatea filialelor sale prin implementarea de strategii asemănătoare celor din Transelectrica în scopul asigurării unor condiții optime de dezvoltare a acestora, a diversificării acționariatului și atragerii surselor de finanțare necesare, astfel încât acestea să poată contribui semnificativ cu rezultate pozitive la situațiile financiare consolidate ale Companiei.

Planul de Administrare al Consiliului de Supraveghere, în forma prezentată, garantează transformarea viziunii strategice în realitate operațională și performanță financiară:

- Prestarea serviciilor de OTS la un nivel ridicat de calitate tehnică spre satisfacția și respectul clienților noștri, precum și ai autorităților implicate;

- Protejarea și creșterea valorii investițiilor acționarilor, introducând indicatorul de performanță „rentabilitatea totală a investițiilor acționarilor” („Total Shareholders Return”) ca indicator principal de monitorizare a performanței pe termen lung a Directoratului Companiei;

Un climat de muncă atractiv pentru salariații noștri, bazat pe motivație superioară, cointeresare prin schemele noi de salarizare bazate pe performanță și stimularea proceselor de învățare și creștere.

Strategia de administrare, inclusă în Planul de Administrare al Consiliului de Supraveghere, pentru atingerea obiectivelor și criteriilor de performanță se constituie totodată în linie directoare pentru activitatea Directoratului, în vederea pregătirii de către acesta a **Planului de Management**.

În sumar, principalele obiective și criterii de performanță vizate de Consiliul de Supraveghere sunt:

Creșterea performanței financiare operaționale:

PERFORMANȚĂ OPERAȚIONALĂ		2012		2014	2015	2016	2017
Venituri operaționale	Mil RON	2.768		2.736	2.750	2.765	2.783
EBITDA	Mil RON	398		509	545	572	607
EBITDA %	%	14%		19%	20%	21%	22%

Creșterea randamentului investițiilor acționarilor, atât din perspectiva capitalizării de piață, cât și a dividendelor plătite:

PERFORMANȚA FINANCIARĂ		2012		2014	2015	2016	2017
Capitalizare bursieră	Mil RON	930		1.058	1.108	1.158	1.208
Dividende	Mil RON			35	40	45	50
TSR (bursier)	%			20%	30%	40%	51%

Diversificarea surselor de finanțare prin introducerea obligațiunilor corporative, alături de capitalul propriu și datoriile comerciale:

STRUCTURA CAPITALULUI		2012		2014	2015	2016	2017
Capitaluri proprii	%	68%		63%	61%	59%	57%
Datorie bancară	%	32%		27%	24%	23%	22%
Obligațiuni	%	0%		10%	15%	18%	20%

Derularea unui program susținut de investiții:

Mil RON	2013 BVC	2014	2015	2016	2017
INVESTIȚII RET (CAPEX)	330	495	523	575	622
PIF	300	180	421	521	722

TABEL 4 INVESTIȚII ÎN RET VS. PUNERI ÎN FUNCȚIUNE

În pofida unui climat economic și energetic dificil, însă bine adaptat cerințelor strategiei și legislației europene, Consiliul de Supraveghere găsește soluții de progres și creștere a

performanțelor financiare ale Companiei comparabile cu nivelul unor Companii reprezentative și similare din Uniunea Europeană.

Principii directoare

1.1. Misiune

Transelectrica are misiunea de a asigura serviciul public de transport al energiei electrice simultan cu menținerea siguranței în funcționare a sistemului energetic național (SEN), în condiții nediscriminatorii de acces pentru toți utilizatorii, de a participa activ prin dezvoltarea infrastructurii rețelei electrice de transport (RET) la dezvoltarea durabilă a sistemului energetic național și de a sprijini și facilita operarea și integrarea piețelor de energie.

1.2. Viziune

Transelectrica va deveni un Operator de Transport și Sistem (OTS) dinamic și inovator, recunoscut pe plan național și internațional pentru excelență tehnică, performanță financiară și abilitate de a opera cu succes într-un mediu economic volatil.

Viziunea ca mesaj către Societatea românească:

Este aspirația și angajamentul companiei pe termen mediu și lung de a-și îndeplini în mod exemplar și responsabil misiunea de serviciu public, având la bază un sistem modern și eficient de infrastructuri de transport, de conducere prin dispecer a SEN și suport, integrând cele mai noi tehnologii disponibile (smart grid, protecția infrastructurilor critice etc) și sprijinind dezvoltarea.

Susținerea interesului public și național în formularea și implementarea strategiilor și politicilor aferente, având în vedere calitatea de companie națională. O companie cu activități sustenabile în sensul răspunderii sociale față de comunitate și a protecției mediului.

Viziunea ca mesaj către clienți:

Servicii performante cu valoare ridicată de utilizare. O funcționare sigură a SEN în ansamblu și la un nivel normat de calitate a energiei electrice. O racordare sigură și de calitate la rețeaua de transport în condiții nediscriminatorii și transparente pentru toți utilizatorii RET. Dezvoltarea capacităților de integrare a surselor regenerabile, furnizarea de servicii de transport și sistem, precum și de integrare la nivel european și de administrare a piețelor centralizate în condiții de înaltă calitate tehnică și siguranță.

Viziunea ca mesaj către acționari:

O companie performantă, orientată spre creșterea continuă a plusvalorii pentru acționari, cu afaceri predictibile și profitabile la limita superioară a valorilor permise de reglementări pentru

activitățile de bază și respectiv, pe măsura potențialului și riscurilor aferente, pentru alte afaceri complementare, nereglementate.

Viziunea ca mesaj către salariați:

Un mediu de muncă atractiv, stabil și motivant, sigur și sănătos.

Angajament continuu către excelența profesională și realizarea la nivelul întregii companii a unei culturi a performanței bazate pe proceduri, recunoașterea contribuției individuale și de echipă pentru susținerea capacității companiei de a furniza expertiză tehnică și performantă la cel mai înalt nivel între companiile de utilitate publică în România și Europa de Sud-Est.

1.3. Relația cu acționarii și părțile interesate

În desfășurarea activităților sale, Compania generează și afectează interese ce se prezintă în forme diverse în funcție de părțile interesate (*stakeholders*) care le revendică.

Cadrul optim pentru îndeplinirea misiunii Companiei și atingerea obiectivelor sale, se bazează pe respectarea intereselor acționarilor și a tuturor părților implicate în activitatea Companiei.

În acest sens și în concordanță cu valorile promovate, se definește mai jos un set de linii directoare (Tabel 5), care ghidează Compania în creșterea valorii adăugate și consolidarea încrederii în relația cu părțile interesate.

Acționari	Linii directoare în relația cu acționarii
Acționari	Creșterea valorii acțiunilor Distribuirea de dividende și maximizarea randamentului capitalului investit Profitabilitate către limita superioară a valorilor permise de reglementări pentru activitățile desfășurate de Companie Informare corectă și în timp real asupra modificărilor ce au loc în cadrul Companiei și pot afecta decizia de investire
Părți interesate	Linii directoare în relația cu părțile interesate
Compania (inclusiv mass-media)	Asigurarea serviciului public cu caracter de monopol natural în conformitate cu standardele de calitate și performanță impuse de legislația în vigoare Susținerea interesului public și național în formularea și implementarea strategiilor și politicilor aferente inclusiv pentru dezvoltarea Rețelei Electrice de Transport Realizarea de activități sustenabile atât din punct de vedere financiar, cât și în sensul răspunderilor sociale față de comunitate și protecția mediului

		Practici transparente și responsabilitate în gestionarea imaginii Companiei Reacție rapidă în gestionarea situațiilor de criză și comunicare eficientă în formularea mesajelor
Utilizatori rețea/Clienți	de	Asigurarea funcționării în siguranță a SEN la un nivel normat de calitate a energiei electrice prin codurile de rețea europene, licența de OTS și standardele de calitate Prestarea de servicii performante cu valoare ridicată de utilizare Asigurarea în timp real a echilibrului dintre producția și consumul de energie prin operarea pieței de echilibrare Asigurarea accesului la rețeaua electrică de transport în condiții nediscriminatorii și transparente pentru toți solicitanții, cu respectarea legislației primare, secundare și a normelor și performanțelor tehnice în vigoare, la tarife aprobate de reglementator Dezvoltarea capabilităților RET de integrare a surselor regenerabile Integrarea la nivel european și facilitarea administrării piețelor centralizate de energie electrică în condiții de înaltă calitate tehnică și siguranță Asigurarea exploatării optime a interconexiunilor pentru facilitarea dezvoltării operațiunilor de export-import și tranzitului internațional de energie electrică Preocupare pentru scăderea permanentă a costurilor de operare ale SEN prin promovarea investițiilor în tehnologii moderne, a mentenanței predictive, prin politica de dezvoltare profesională a angajaților, și prin susținerea politicilor de liberalizare a piețelor de energie electrică
Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE)		Îndeplinirea obligațiilor ce derivă din condițiile Licenței nr. 161 din anul 2000, revizia 3/2009, pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem al SEN Respectarea integrală a reglementărilor în vigoare Conformitate cu cerințele ANRE, inclusiv respectarea standardelor de calitate și performanță pentru serviciile prestate Conlucrare și sprijin prin expertiză tehnică de excepție în definirea cerințelor/cadrului legislativ, fundamentarea obiectivă și implementarea eficientă a acestora/acestui Asigurarea transparentă a informațiilor cu privire la monitorizarea activităților desfășurate, justificarea necesității și oportunității investițiilor și fundamentarea tarifelor pentru serviciile prestate Colaborare în vederea elaborării Planului de dezvoltare, de securizare a unui nivel de performanță financiară stabil și predictibil Transparentă și comunicare
Autoritățile statului (reprezentate prin		Respectarea prevederilor legislative precum și implicarea în modificarea/armonizarea legislației și participarea activă la elaborarea

MFP, DpE, alte autorități ale statului)	strategiilor în domeniul energetic Îndeplinirea dispozițiilor legale stabilite de MFP ca reprezentant al statului în calitate de acționar majoritar Îndeplinirea obligațiilor asumate prin contractul de concesiune și colaborare cu proprietarul rețelei de transport (DpE) în îndeplinirea atribuțiilor de OTS certificat, precum și la avizarea planurilor de dezvoltare RET Exploatarea, întreținerea și dezvoltarea RET, în condiții de eficiență economică și profitabilitate Îndeplinirea obligațiilor ce derivă din statutul de Companie națională și contribuabil important la bugetul de stat Comunicare promptă și eficientă pe linie ierarhică și operativă, în condiții de transparență pentru toți acționarii Colaborare/contribuții la elaborarea strategiei energetice naționale și a legislației aplicabile
Angajați	Implementarea strategiei de resurse umane bazate pe valorile Companiei: excelență profesională, echipă, etică, respect și comunicare, care să asigure cadrul de realizare a activităților și de îndeplinire a obiectivelor individuale Asigurarea susținerii dezvoltării profesionale prin intermediul Programului anual de formare și perfecționare profesională a salariaților Cointeresare materială prin politica de salarizare pe bază de criterii de performanță și atingerea unor obiective organizaționale Respectarea Programului de securitate și sănătate în muncă
Instituții financiare/Bănci finanțatoare	Respectarea termenilor contractuali, încadrarea în covenanții financiari asumați și plata la timp a împrumuturilor angajate Comunicare transparentă în privința îndeplinirii indicatorilor asumați Fundamentarea parteneriatelor pe corectitudine și respect Colaborare bazată pe etică în afaceri
Parteneri contractuali – furnizori de produse, prestatori de servicii, executanți de lucrări	Respectarea cadrului legal în derularea procedurilor de achiziție publică Fundamentarea parteneriatelor pe corectitudine, respect și exigență profesională Respectarea termenilor contractuali Colaborare transparentă bazată pe etică în afaceri

TABEL 5 LINII DIRECTOARE IN RELAȚIA CU ACȚIONARII ȘI PARȚILE INTERESATE

Prezentarea Companiei

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. este persoană juridică română cu sediul în București având forma juridică de societate comercială pe acțiuni. Compania își desfășoară activitatea în conformitate cu legile române fiind înmatriculată în Registrul Comerțului sub numărul J40/8060/2000.

Transelectrica a fost înființată conform Hotărârii de Guvern nr. 627/13 iulie 2000, ca urmare a desființării fostei Companii Naționale de Electricitate (CONEL) și formării a patru entități independente: Transelectrica, Electrica, Hidroelectrică și Termoelectrică. Astfel, prin această hotărâre, serviciile de transport și de sistem au fost complet separate („unbundling”) de activitățile de producere, distribuție și furnizare.

Transelectrica respectă integral cerințele legislației europene (Directiva nr. 72/2009 și Regulamentul 714/2009) transpuse în legislația națională prin Legea 123/2012 și OUG 18/2013, fiind certificată preliminar de ANRE prin Decizia de certificare 2213 din 2 august 2013 ca OTS pe modelul de ISO (Independent System Operator).

Compania este listată la categoria I a pieței reglementate la Bursa de Valori București (BVB), cu simbolul TEL. Listarea Companiei la BVB în anul 2006 a fost parte din implementarea programului guvernamental de susținere a dezvoltării pieței de capital autohtone „O piață puternică. Dezvoltarea pieței de capital”. Ulterior, în anul 2012 Guvernul a finalizat cu succes vânzarea către public a unui pachet adițional de 15% din acțiuni. Tranzacția a făcut parte din angajamentele asumate de Guvernul României prin acordul cu Fondul Monetar Internațional.

2.1. Obiect de activitate

În conformitate cu Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, serviciul de transport al energiei electrice are caracter de monopol natural și se asigură de către un singur agent economic pe bază de licență emisă de ANRE. Compania îndeplinește funcția de operator de transport pentru transportul energiei electrice, precum și funcția de operator de sistem pentru serviciul de sistem pentru conducerea funcționării integrate a Sistemului Electroenergetic Național (SEN).

Compania își desfășoară activitatea sa principală în baza concesiunii acordate de către MECMA și a Licenței ANRE nr. 161 din anul 2000, revizia 3/2009, pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem, răspunzând de funcționarea SEN.

Pe scurt, principalele activități ale Companiei în vederea atingerii obiectivelor sale constau în:

- prestarea serviciilor de transport și tranzit al energiei electrice;

- conducerea operațională a SEN;
- organizarea și administrarea pieței de energie electrică prin intermediul filialei sale OPCOM;
- administrarea pieței de echilibrare (Transelectrica este Operatorul Pieței de Echilibrare);
- administrarea pieței serviciilor de sistem tehnologice;
- administrarea pieței de alocare a capacităților de transport, de interconexiune (transfrontaliere);
- exploatarea interconexiunilor și tranzitul internațional al energiei electrice;
- activitatea de măsurare a energiei electrice (activitate desfășurată inclusiv sub efectul legislației UE, și în special în vederea implementării celui de-al treilea pachet legislativ, care pune accent pe dezvoltarea piețelor regionale de electricitate și în perspectiva realizării pieței unice de electricitate a UE);
- emiterea certificatelor verzi pe piața de energie către producătorii de energie electrică din surse regenerabile;
- administrarea schemei de sprijin a cogenerării de înaltă eficiență (activitate reglementată distinct de activitățile de OTS).

De asemenea, conform prevederilor Legii energiei electrice și a gazelor naturale (nr. 123/2012), Operatorul de Transport și de Sistem desfășoară în principal următoarele activități:

- asigură capacitatea pe termen lung a rețelei de transport de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică și exploatează, întreține, reabilitează și dezvoltă în condiții economice rețeaua de transport pentru a-i asigura siguranța, fiabilitatea și eficiența, cu respectarea normelor privind protecția mediului;
- garantează mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor de serviciu public;
- contribuie la realizarea siguranței în alimentarea cu energie electrică, prin asigurarea unor capacități de transport adecvate și prin menținerea fiabilității acestora;
- asigură gestionarea fluxurilor de energie în rețeaua de transport, ținând seama de schimburile de energie cu alte sisteme interconectate;
- achiziționează serviciile tehnologice de sistem și califică producătorii și clienții dispecerizabili care furnizează servicii tehnologice de sistem, pe baza unei proceduri proprii, aprobată de autoritatea competentă;
- realizează schimbul de informații cu alți operatori de transport și de sistem interconectați și cu alți operatori economici din sectorul energiei, cu respectarea reglementărilor ENTSO-E privind protocoalele de schimb de informații, rapoartele, structura și procedurile de acces la bazele de date;
- asigură alocarea capacităților de interconexiune, colectează venituri rezultate din gestionarea congestiilor și efectuează plăți în temeiul mecanismului de compensare între

operatorii de transport și de sistem în conformitate cu art. 13 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, acordând și gestionând accesul terților și oferind explicații motivate atunci când refuză un astfel de acces, sub supravegherea ANRE;

- exploatează, întreține și dezvoltă instalațiile de măsurare și contorizare a transferului de energie electrică prin rețelele electrice de transport și la interfața cu utilizatorii rețelelor electrice de transport care îi aparțin, instalațiile de informatică și telecomunicații din rețelele electrice de transport aferente SEN;
- analizează și avizează îndeplinirea condițiilor tehnice de racordare de către utilizatorii rețelelor electrice de transport, în conformitate cu prevederile reglementărilor tehnice în vigoare;
- asigură transmiterea rezultatelor măsurărilor de energie electrică la operatorul comercial pieței de energie electrică în vederea realizării decontării tranzacțiilor din piața de echilibrare și a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, precum și accesul beneficiarilor serviciului de transport pentru verificarea grupurilor de măsurare;
- realizează planificarea operațională și conducerea operativă a SEN la nivel central și teritorial pe baza prognozei proprii, conform reglementărilor legale în vigoare, acordând prioritate instalațiilor de producere care utilizează surse regenerabile de energie sau care produc energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență, în măsura în care funcționarea sigură a rețelei naționale de energie electrică permite acest lucru;
- autorizează personalul care realizează conducerea operativă, conform reglementărilor în vigoare;
- culege, înregistrează și arhivează datele statistice privind funcționarea SEN;
- elaborează și supune aprobării autorității competente normele tehnice și reglementările specifice necesare pentru realizarea activității de conducere operativă, cu consultarea participanților la piața de energie electrică;
- elaborează, în condițiile legii, planul de apărare a SEN împotriva perturbațiilor majore;
- elaborează studii, programe și lucrări privind dezvoltarea SEN;
- elaborează și supune aprobării autorității competente regulile privind managementul congestiilor, inclusiv pe capacitățile de interconexiune, precum și normele de atribuire a capacităților de interconexiune;
- organizează și administrează piața de echilibrare a energiei electrice.

Fiind monopol natural reglementat, Compania desfășoară aceste activități pe bază de venituri și tarife reglementate, stabilite de Autoritatea Națională de reglementare în domeniul Energiei (ANRE) în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 60/2007 - Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice în vigoare, metodologie care a fost recent actualizată prin Ordinul ANRE nr. 53/2013.

Prin lege, este permis accesul liber și nediscriminatoriu la RET tuturor participanților de pe piață care îndeplinesc cerințele legii, cu respectarea normelor și performanțelor prevăzute în reglementările tehnice în vigoare (accesul reglementat al terților la RET).

Companiei, în calitate de operator de transport și de sistem, îi este permis să participe la tranzacționarea energiei electrice doar în limita achiziției de energie pentru acoperirea Consumului Propriu Tehnologic (CPT), pentru acoperirea echilibrului producție-consum pe piața de echilibrare, precum și în celelalte cazuri limitate, prevăzute în licența de transport, ea fiind neutră față de piața de electricitate.

2.2. Filiale și sucursale

Filialele Companiei

Compania deține șase filiale, în cadrul cărora are calitatea de unic acționar, fiind deținătorul tuturor drepturilor de vot în cadrul Adunării Generale a Acționarilor.

Structura Grupului (Grupul) din care face parte Compania este prezentată în diagrama de mai jos:

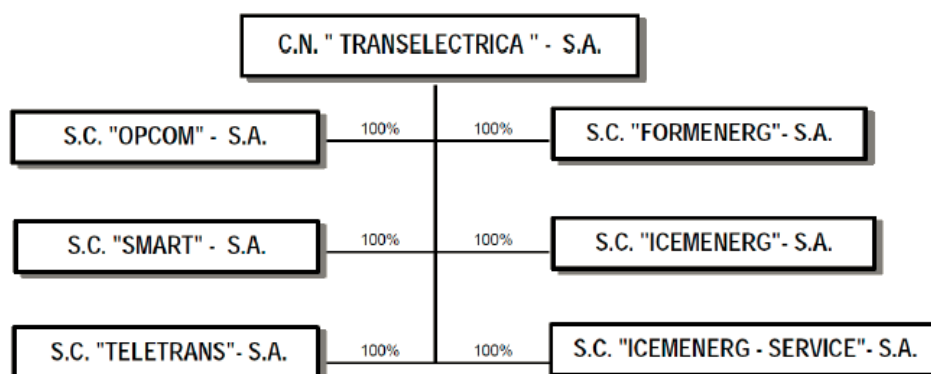


FIGURA 1 STRUCTURA GRUPULUI

Un număr de trei dintre aceste filiale, OPCOM, SMART și Teletrans au o activitate strâns legată de obiectul de activitate al Companiei.

OPCOM este operatorul comercial al pieței de electricitate și începând din 2013 a primit și licența în administrarea pieței de gaze naturale. Filiala OPCOM administrează piețele centralizate de energie electrică, cu excepția pieței de echilibrare, activități distinct reglementate și în care Transelectrica nu poate interveni.

SMART, filiala de mentenanță și Teletrans, filiala de operare și mentenanță a sistemului propriu ITC, sunt filiale care sprijină în mod direct compania în îndeplinirea activităților de bază.

Principala sursă de venituri a acestora (aproximativ 80% în prezent) este reprezentată de derularea contractelor încheiate între aceste filiale și Companie.

Din punct de vedere al rezultatelor financiare, doar trei dintre cele șase filiale participă la consolidarea rezultatelor (SMART, Teletrans și Icemenerg), celelalte trei filiale nefiind cuprinse în perimetrul de consolidare pe seama contribuției nesemnificative la rezultatele grupului (Formenerg și Icemenerg Service), sau lipsei controlului efectiv exercitabil de Compania-mamă în mecanismele decizionale ale filialei (OPCOM).

Conform OUG nr. 18/2013 acțiunile deținute de Transelectrica în capitalul OPCOM și Formenerg sunt propuse a fi transferate în proprietatea statului român, la Ministerul Economiei (ME).

(i) OPCOM

OPCOM a fost înființată în baza HG 627/2000, ca filiala al cărei acționar unic este Transelectrica. Misiunea OPCOM constă în asigurarea unui cadru organizat de desfășurare a tranzacțiilor comerciale în domeniul energiei. Conform HG 627/2000, Codului Comercial al Pieței Anglo de Electricitate și Licenței de administrare a pieței angro de electricitate nr. 407/2001 emise de ANRE, principalele activități ale OPCOM sunt:

- administrarea pieței de energie electrică;
- stabilirea ordinii de merit fără restricții a producătorilor de energie electrică, prin ierarhizarea acestora pe niveluri de putere, în funcție de prețul oferat;
- stabilirea drepturilor și obligațiilor de plată pentru participanții la piață, în conformitate cu tranzacțiile realizate.

(ii) Formenerg

Formenerg are drept activitate principală formarea profesională inițială și continuă, în toate domeniile de activitate, a personalului din sectorul energetic, a personalului cu atribuții în domeniul energetic din toate sectoarele economiei naționale și a altor beneficiari. Formenerg și-a început activitatea la data de 21 martie 2002 ca filială deținută în proporție de 100% de Transelectrica.

(iii) SMART

SMART a fost înființată prin reorganizarea Companiei, ca filiala deținută integral de aceasta, conform HG nr. 710/2001 fiind înregistrată la Registrul Comerțului la data de 16 octombrie 2001.

SMART prestează în principal servicii de mentenanță pentru sistemul de transport-dispecer, având drept activitate efectuarea de revizii și reparații la echipamentele primare și secundare

din rețelele electrice, inclusiv măsurători profilactice, remedierea incidentelor la instalațiile electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, microproducție de echipamente electrice pentru participanții la piață, în condițiile funcționării în siguranță a SEN.

(iv) Teletrans

Teletrans a fost înființată în data de 4 decembrie 2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și IT pentru conducerea operațională și de gestiune a Companiei, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației în rețelele electrice de transport.

Competențele Teletrans sunt structurate pe următoarele direcții principale:

- servicii de telecomunicații - în principal ca administrator al rețelei magistrale de fibră optică a Companiei, rețea cu o lungime de aproximativ 5.000 km și care acoperă întreg teritoriul României;
- servicii de informatică de proces, în special pentru domeniul energetic;
- servicii de informatică managerială, incluzând consultanță, proiectare, implementare, mentenanță, asistență tehnică și training pentru sisteme complexe, aplicații software, baze de date Oracle, echipamente de comunicații, cablare structurată, Internet/Intranet.

(v) Icemenerg

Prin HG nr. 1065/ 2003 privind reorganizarea Companiei Naționale „Transelectrica” SA și a Companiei „Icemenerg” SA pe calea fuziunii prin absorbție, s-a aprobat reorganizarea Icemenerg, ca filială a Companiei, deținută integral de aceasta, fiind înregistrată la Registrul Comerțului în data de 6 mai 2004. Icemenerg prestează servicii în domeniul centralelor termoelectrice, stațiilor și rețelelor electrice și are ca activitate principală activitatea de cercetare-dezvoltare în științe fizice și naturale și inginerie în domeniul proceselor și echipamentelor pentru producerea, transportul, distribuția și utilizarea energiei electrice și termice, inovare, studii, strategii de dezvoltare, activități de proiectare, urbanism, inginerie tehnologică și alte servicii tehnice, servicii de cercetare și consultanță.

În 2010 prin HG 925 filiala a fost trecută în coordonarea directă a ME ca Institut Național de Cercetare-Dezvoltare pentru Energie, dar din motive de neclarități patrimoniale în anexele HG, hotărârea nu a putut să fie pusă în aplicare până în prezent.

(vi) Icemenerg-Service

Prin HG nr. 2294/ 2004 s-a aprobat transferul pachetului de acțiuni deținut de Compania Comercială Filiala Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice „Icemenerg” S.A. București la Compania Comercială Filiala „Icemenerg-SERVICE” S.A. București către Transelectrica. Astfel, Icemenerg-Service a devenit filială a Companiei, deținută integral de aceasta.

Icemenerg-Service are ca obiect principal de activitate producția de aparate pentru distribuția energiei electrice și comanda echipamentelor energetice. Scopul său îl reprezintă conceperea, producerea, implementarea, repararea, modernizarea și comercializarea în țară și în străinătate, pe baza proiectelor proprii sau ale unor terțe persoane fizice sau juridice, de aparate pentru distribuția energiei electrice și comanda echipamentelor energetice, echipamente, instalații specializate, produse pe bază de elastomeri și bunuri de consum, precum și asigurarea serviciilor aferente de consultanță, intermediere, asistență tehnică de specialitate, lucrări de montaj și de punere în funcțiune, expertize și etalonări metrologice, monitorizări ale mediului.

Societatea, încă de la preluarea de către Transelectrica, a avut creanțe bugetare și comerciale neonorate, fapt care a determinat trecerea în administrare specială prin ME – OPSPI. Pentru Icemenerg-Service s-a evaluat inițial că valoarea activelor este mai mare decât valoarea creanțelor ceea ce a justificat, la momentul respectiv, demersul de restructurare și privatizare. Este foarte posibil ca la o reevaluare în condițiile prezentului, acest raport să nu se mai păstreze.

Pentru filialele ICEMENERG, ICEMENERG – Service și Formenerg a fost demarat sub coordonarea ME un proces de restructurare și privatizare care a avut finalitate parțială doar în cazul ICEMENERG.

Sucursalele Companiei

Serviciul de transport al energiei electrice constă în transmiterea de energie electrică activă între două sau mai multe puncte ale RET în SEN, cu respectarea normelor de continuitate, siguranță și calitate, cu asigurarea condițiilor tehnice și menținerea parametrilor de funcționare ai RET, și se realizează prin intermediul a opt sucursale (fără personalitate juridică) cu sediul în București, Bacău, Cluj-Napoca, Craiova, Constanța, Pitești, Sibiu și Timișoara. Activitatea principală a sucursalelor este reprezentată de gestionarea rețelei electrice de transport, pe teritoriul ocupat de sucursală, și este prezentată în diagrama de mai jos:



FIGURA 2 SUCURSALELE COMPANIEI

2.3. Acționariat

La data de 30 iunie 2013, structura acționariatului arăta astfel:

Acționar	Acțiuni	Procent
Statul Român	43.020.309	58,7%
Fondul Proprietatea S.A.	9.895.212	13,5%
S.I.F. Oltenia	5.212.332	7,1%
Alți acționari persoane juridice și fizice	15.175.289	20,7%
Total	73.303.142	100,00%

TABEL 6 STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Sursa: Depozitarul central, prelucrare Transelectrica

Prin OUG nr. 18/2013 s-a stabilit modul de separare a controlului asupra activităților de monopol, pe de o parte, și a celor desfășurate în regim concurențial (producție și furnizare), pe de altă parte, în cadrul sectorului energiei electrice și gazelor naturale. Conform actului normativ menționat, reprezentarea intereselor statului în acționariatul Transelectrica a fost preluată de Ministerul Finanțelor Publice, de la Ministerul Economiei.

2.4. Structura de administrare

Transelectrica este administrată într-un sistem dualist, de către un Directorat, sub supravegherea unui **Consiliu de Supraveghere** (CS).

Membrii Consiliului de Supraveghere sunt numiți de către Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor, cu respectarea prevederilor aplicabile societăților admise la tranzacționare și sunt

selecția în conformitate cu prevederile Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice.

Consiliul de Supraveghere își desfășoară activitatea potrivit propriului regulament de organizare și funcționare, prevederilor Actului Constitutiv, Regulamentului de Guvernare Corporativă și reglementărilor legale în vigoare.

Potrivit prevederilor Actului Constitutiv, membrii Consiliului de Supraveghere sunt aleși de AGOA pentru un mandat de cel mult 4 ani.

Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri. Membrii Consiliului de Supraveghere pot avea calitatea de acționari ai Companiei. Directoratul își exercită atribuțiile sub controlul Consiliului de Supraveghere. De altfel, membrii Consiliului de Supraveghere nu pot fi concomitent membri ai Directoratului. De asemenea, ei nu pot cumula calitatea de membru în Consiliul de Supraveghere cu cea de salariat al Companiei.

Procesul de luare a deciziilor este o responsabilitate colectivă a Consiliului de Supraveghere, care, ca regulă, va fi ținut responsabil solidar pentru toate deciziile luate în exercitarea competențelor sale.

Consiliul de Supraveghere are, în principal, următoarele atribuții:

- exercită controlul asupra modului în care Directoratul conduce Compania;
- avizează bugetul de venituri și cheltuieli;
- aprobă planul de management întocmit de către Directorat;
- elaborează și prezintă Adunării Generale a Acționarilor, spre aprobare, planul de administrare, care include strategia de administrare pe durata mandatului;
- determină structura și numărul membrilor Directoratului;
- numește și revocă membrii Directoratului și stabilește remunerația acestora;
- verifică dacă activitatea desfășurată în numele și pe seama Companiei este în conformitate cu legea, cu Actul Constitutiv și cu orice hotărâre relevantă a Adunării Generale a Acționarilor;
- prezintă Adunării Generale a Acționarilor un raport privind activitatea de supraveghere desfășurată;
- reprezintă Compania în raporturile cu Directoratul;
- aprobă regulile interne ale Directoratului;
- verifică situațiile financiare ale Companiei;
- verifică raportul membrilor Directoratului;

În cazuri excepționale, când interesul Companiei o cere, Consiliul de Supraveghere poate convoca Adunarea Generală a Acționarilor.

Consiliul de Supraveghere are de asemenea, atribuții de avizare/aprobare a contractelor, creditelor și diferitelor operațiuni la nivelul Companiei, conform limitelor de competență prevăzute în Anexa nr. 2 la Actul Constitutiv.

Membrii Consiliului de Supraveghere pot exercita orice act care este legat de controlul asupra administrării Companiei în interesul acesteia, cu respectarea prevederilor legale și statutare aplicabile.

Atribuțiile Consiliului de Supraveghere înscrise în Actul Constitutiv sunt fie detaliate, fie completate cu o serie de atribuții descrise în Regulamentul de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, cu precizarea că o parte dintre acestea reiau atribuțiile înscrise în Actul Constitutiv al Transelectrica.

Consiliul de Supraveghere se supune de asemenea și Regulamentului de guvernanță corporativă care descrie modul în care Compania adoptă și aplică cele mai bune principii ale guvernanței corporative precum și recomandărilor Codului de Guvernanță Corporativă destinat societăților comerciale ale căror instrumente financiare sunt tranzacționate la Categoria I pe piața reglementată, operată de BVB.

2.5. Modul de desfășurare al activității

Obligațiile și obiectul de activitate al Transelectrica sunt stabilite prin Legea energiei și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Condițiile asociate Licenței nr. 161 pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem, ele corespunzând cadrului legal european pentru companiile de tip OTS.

În domeniul activităților reglementate, misiunea Transelectrica se completează cu activitățile specifice privind:

- emiterea de certificate verzi pentru energia electrică produsă din resurse regenerabile în aplicarea dispozițiilor Legii nr. 220/2008;
- îndeplinirea misiunii de administrator al schemei suport pentru cogenerarea de înaltă eficiență atribuită prin hotărâre de guvern.

Serviciul de transport al energiei electrice

Serviciul de transport al energiei electrice constă în transmiterea de energie electrică activă între două sau mai multe puncte ale RET în SEN, cu respectarea normelor de continuitate, siguranță și calitate, cu asigurarea condițiilor tehnice și menținerea parametrilor de funcționare ai RET, și se realizează prin intermediul celor opt sucursale.

Serviciul de transport este considerat serviciu public și se asigură de către Transelectrica în condiții nediscriminatorii pentru toți utilizatorii RET. Beneficiarii serviciului de transport sunt toți

titularii de licență care introduc energie electrică în RET (producătorii de energie electrică, furnizorii de energie electrică incluzând importatorii), respectiv extrag energie electrică din RET (furnizorii de energie electrică, producătorii/furnizorii care exportă, precum și consumatorii eligibili). Serviciul este prestat în baza tarifului de transport, aflat sub incidența reglementărilor ANRE.

Serviciile de sistem

Activitatea de serviciu de sistem constă în conducerea prin dispecer a funcționării SEN pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare a sistemului electroenergetic, precum și a calității energiei electrice.

Conform prevederilor Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, serviciul de sistem este realizat în beneficiul tuturor utilizatorilor rețelelor electrice de transport cu scopul de a asigura:

- funcționarea în siguranță a SEN;
- funcționarea eficientă a pieței de energie;
- menținerea în permanență a parametrilor normați ai energiei electrice la toți participanții la piață;
- restaurarea funcționării SEN la rămânerea fără tensiune, în cazul unor avarii extinse sau a unui colaps de sistem.

Activitatea de serviciu sistem se realizează utilizând resurse proprii (competențe și mijloace tehnice specifice-infrastructură de dispecerizare) și resurse achiziționate (servicii de sistem tehnologice). Pentru asigurarea managementului SEN, Compania utilizează resurse proprii denumite servicii de sistem funcționale și resurse achiziționate constând în servicii de sistem tehnologice achiziționate de regulă de la producători de energie electrică.

Serviciile de sistem tehnologice sunt achiziționate, de regulă, pe bază de contracte reglementate, precum și prin licitație de la producători la cererea Transelectrica, pe baza unei proceduri stabilite de către ANRE pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare al SEN, precum și a calității energiei transportate la parametrii ceruți de legislația în vigoare.

Principalele servicii de sistem tehnologice achiziționate de Transelectrica sunt banda de reglaj secundar, rezerva terțiară rapidă și rezerva terțiară lentă.

Serviciile de sistem funcționale reprezintă serviciile de dispecerizare furnizate de Transelectrica și constau în planificarea și conducerea operațională a SEN, precum și celelalte activități prestate de Transelectrica în scopul echilibrării în timp real a producției cu consumul.

Operatorul pieței de echilibrare (PE)

În concordanță cu prevederile Codului comercial al pieței angro de energie electrică, piața de echilibrare a fost introdusă și a început să funcționeze în România din iulie 2005. Scopul pieței de echilibrare este de a elimina în timp real dezechilibrele (fie de deficit, fie de excedent) determinate de producția și consumul de energie electrică și de a îmbunătăți precizia prognozelor, precum și a notificărilor fizice făcute în acest scop de toți participanții la piață.

Operatorul pieței de echilibrare, stabilit în cadrul Transelectrica, este responsabil pentru înregistrarea participanților la piața de echilibrare, colectarea și verificarea ofertelor, precum și pentru realizarea calculelor de cantități necesare decontării tranzacțiilor aferente pieței de echilibrare. Transelectrica este partea contractantă pentru fiecare participant la piața de echilibrare, în toate tranzacțiile încheiate în cadrul acesteia.

Serviciile de sistem tehnologice, administrarea pieței de echilibrare și administrarea bonusului de cogenerare eficientă sunt activități non-profit.

2.6. Instalații electrice gestionate

Transelectrica realizează activitatea de transport al energiei electrice prin intermediul Rețelei Electrice de Transport, formată din stații și linii electrice.

Rețeaua electrică de transport este definită ca fiind rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV, cuprinzând inclusiv elementele de susținere a liniilor și de protecție a acestora, stațiile electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele. RET realizează interconectarea producătorilor de electricitate cu rețelele de distribuție, consumatorii mari și sistemele electroenergetice învecinate.

Volumul de instalații gestionat de Transelectrica este format din:

81 stații electrice, din care:

1 stație 750 kV

38 stații 400 kV

42 stații 220 kV

8.844 km linii electrice aeriene (LEA), din care:

155 km 750 kV

4.704 km 400 kV

3,947 km 220 kV

38 km 110 kV (linii de interconexiune cu sistemele țărilor vecine)

138 unități principale de transformare totalizând 36.100 MVA, după cum urmează:

2 x 1.250 MVA

22 x 400 MVA

81 x 200 MVA

2 x 500 MVA

30 x 250 MVA

1 x 100 MVA

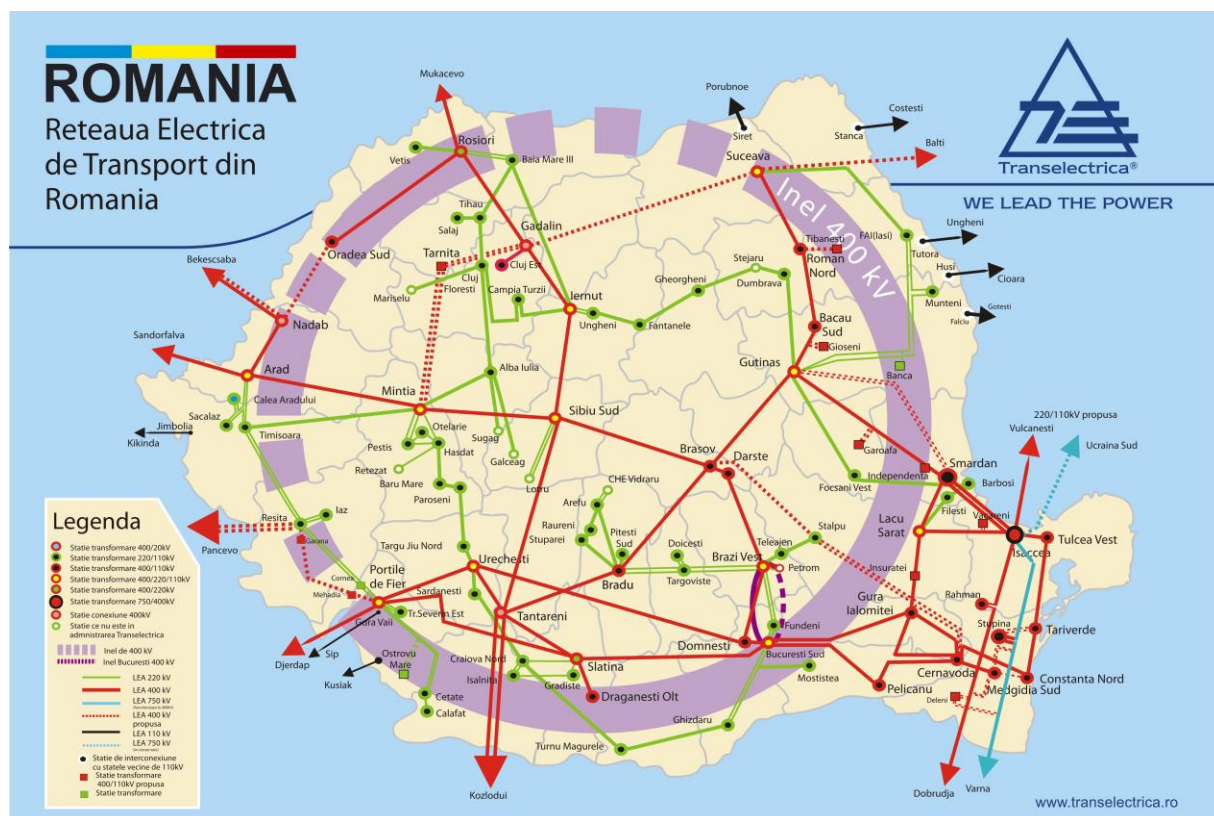


FIGURA 3 REȚEAUA ELECTRICĂ DE TRANSPORT DIN ROMÂNIA

Deși în ultimii ani s-a desfășurat un program intens de re tehnologizare/modernizare, există încă în instalații numeroase echipamente primare și secundare în diferite stadii de uzură fizică și morală, multe fiind puse în funcțiune înainte de 1990 și bazate pe soluții tehnologice depășite.

În continuare, o mare parte din instalațiile RET trebuie, în funcție de situație, modernizate, reparate capital sau înlocuite pentru a se putea menține standardele de calitate impuse de funcționarea interconectată cu ENTSO-E.

Activitatea de mentenanță se înscrie în concepția Transelectrica de management al activelor și este, conform practicii mondiale, o componentă a acestuia.

Conform cerințelor ANRE, activitatea de mentenanță se desfășoară pe baza Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM), care realizează: reglementarea activității, introducerea unei concepții moderne de optimizare și desfășurare a activității.

Punerea în aplicare a PAM și gestionarea activității de mentenanță se realizează de către personalul din Transelectrica în baza *procedurilor operaționale, prescripțiilor, fișelor tehnologice, normelor tehnice interne și a instrucțiunilor de lucru specifice*.

Pentru monitorizarea și conducerea SEN, Transelectrica utilizează un sistem complex de conducere prin dispecer (hardware, software și căi de comunicație). Sistemul EMS/SCADA este proiectat și implementat de către firma AREVA folosind ca software de bază sistemul de operare Windows 2003 Server. EMS/SCADA asigură transmiterea redundantă a informațiilor, în condiții de detectare și tratare a erorilor, între toate stațiile, Dispecerul Energetic Central (DEC) și cei cinci dispeceri teritoriali (DET) din rețeaua controlată de Transelectrica. Ulterior a fost pusă în funcțiune platforma IT Damas, furnizor Unicorn- Cehia pentru operarea pieței de echilibrare. Infrastructura sistemului EMS/SCADA și de telecomunicații este prezentată în figura de mai jos.

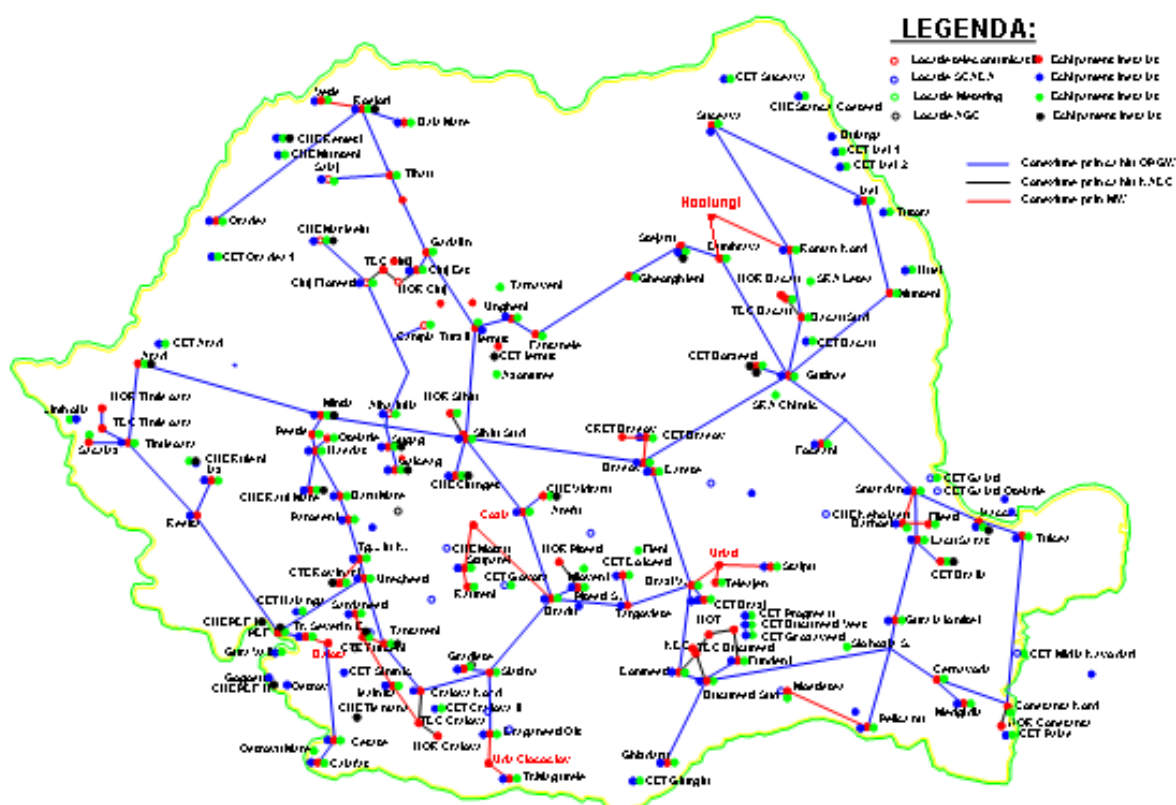


FIGURA 4 REȚEAUA DE TELECOMUNICAȚII TRANSELECTRICA

Sistemul de teleconducere EMS/SCADA utilizează, într-o concepție hardware și software modulară, funcții inclusiv pentru administrarea pieței de energie, în special a pieței. Transelectrica, în calitate de Operator de Transport și de Sistem, dezvoltă mecanismele pieței competitive a energiei electrice și îmbunătățește fiabilitatea sistemului electroenergetic național la nivelul standardelor rețelei europene interconectate de electricitate (ENTSO-E).

Acest sistem de teleconducere depinde esențial de infrastructuri performante și sigure de telecomunicații, bazate pe o rețea de fibră optică cu acoperire națională. Transelectrica a realizat și extinde în continuare o infrastructură de telecomunicații, bazată pe instalarea de fibre optice în conductoarele de protecție ale liniilor electrice aeriene de 220 kV și de 400 kV.

Transelectrica deține una din cele mai întinse rețele naționale de fibră optică (aproximativ 5.000 Km) având și o capacitate de transport foarte mare (momentan maxim STM-16).

2.7. Resurse umane

În prezent, exploatarea stațiilor electrice din RET și asigurarea serviciilor de dispecerizare a SEN se realizează cu personal operativ/operațional organizat în program de tură permanentă. Transelectrica, prin prisma specificului activității desfășurate și potrivit licenței de funcționare, nu utilizează angajați temporari, numărul total al angajaților redat mai jos reprezentând persoane angajate cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată.

<i>Număr de personal existent</i>	2012
Total personal, din care:	2.198
Dispecer Energetic Național	195
Personal exploatare din: stații de transformare, centre de teleconducere și centre de exploatare	963
Personal admitere-recepție	119
Personal OMEPA direct implicat în activități productive – centre de exploatare, soluționare neconformități, sisteme telecontorizare, relații participanți piață	40
Personal direct implicat în organizarea și monitorizarea activităților de exploatare stații (Servicii: exploatare, tehnic, PRAM, QMSSM, investiții, securitate instalații etc.)	420
Personal din activități suport și management executiv	461

TABEL 7 STRUCTURA ANGAJAȚILOR PE CATEGORII DE PERSONAL

2.8. Informații financiare

Date financiare cheie

Mil RON	2011	2012	$\Delta 2012/2011$		2013 BVC	2014	2015	2016	2017	CAGR
Venituri operaționale	3,132	2,768	-364	-12%	2,788	2,736	2,750	2,765	2,783	0%
Costuri operaționale	2,658	2,370	-288	-11%	2,333	2,227	2,205	2,193	2,176	-2%
EBITDA (profit operațional înainte de amortizare)	473	398	-75	-16%	455	509	545	572	607	9%
Amortizare	298	315	17	6%	341	382	402	422	450	7%
EBIT (profit operațional după amortizare)	176	83	-93	-53%	114	126	143	150	157	14%
Rezultat financiar	-32	-36	-4	13%	-69	-59	-66	-70	-76	16%
EBT (profit înainte de impozitare)	143	47	-96	-67%	45	67	77	80	80	11%
Impozit pe profit	33	13	-20	-61%	16	10	12	12	12	-1%
Profit net	110	34	-76	-69%	29	57	65	68	68	15%

TABEL 8 SINTEZĂ CONT PROFIT ȘI PIERDERE (ISTORIC ȘI PREVIZIUNI)

Scăderea înregistrată la nivelul veniturilor operaționale în anul 2012 față de anul 2011 a fost cauzată în principal de reducerea cantității de energie electrică tarifată de companie pentru serviciul de transport și serviciile de sistem în condițiile menținerii în anul 2012 a tarifelor reglementate aferente acestor servicii la nivelul anului 2011.

Profitabilitatea operațională (EBITDA, EBIT) s-a deteriorat, reducerea înregistrată la nivelul costurilor operaționale (programele de reducere a costurilor au fost restricționate de structura preponderent fixă a costurilor) necompensând integral diminuarea veniturilor operaționale cauzată de o scădere a consumului de energie.

Rezultatul financiar negativ, determinat de costurile cu dobândă și diferențele nefavorabile de curs valutar aferente împrumuturilor în monedă straină, s-a menținut în anul 2012 la un nivel apropiat de cel înregistrat în anul 2011.

Profitul net a înregistrat în anul 2012 o scădere de cca. 70% față de anul 2011 în principal pe fondul reducerii profitului operațional.

Obiectivul financiar urmărit de Consiliul de Supraveghere pentru mandatul 2013-2017 îl constituie reducerea volatilității performanței financiare pe baza asigurării independenței surselor de finanțare necesare activității operaționale și derulării programelor de investiții pentru modernizarea, re tehnologizarea și dezvoltarea RET. Astfel reducerea cheltuielilor operaționale (în special cele cu reparațiile și mentenanța), pe fondul accelerării programelor de investiții, vor determina o creștere a profitului operațional înainte de dobânzi, taxe și amortizări (EBITDA) de circa 8,8% în medie pe an pentru 2012-2013, ceea ce va determina o ameliorare a profitabilității brute (EBT) de 11,3% în medie pe an printr-o gestionare adecvată

a costurilor financiare pe baza optimizării mixului de finanțare.

<i>Mil RON</i>	2011	2012	$\Delta 2012/2011$		2014	2015	2016	2017
Active								
Active imobilizate	3,656	3,787	131	4%	3893	4035	4217	4389
Active circulante	1,525	1,158	-367	-24%	1,363	1,374	1,393	1,405
Total active	5,181	4,945	-236	-5%	5,256	5,409	5,610	5,794
Capital și datorii								
Capitaluri proprii	2,424	2,431	7	0%	2,462	2,492	2,520	2,543
Total datorii, din care:	2,757	2,514	-243	-9%	2,794	2,917	3,090	3,251
Datorii termen lung	1,358	1,558	200	15%	1,807	1,814	1,803	1,823
Datorii termen scurt	1,399	957	-442	-32%	987	1,103	1,288	1,428
Total capital și datorii	5,181	4,945	-236	-5%	5,256	5,409	5,610	5,794

TABEL 9 SITUAȚIA POZIȚIEI FINANCIARE (ISTORIC ȘI PREVIZIUNI)

Transelectrica a menținut o poziție financiară robustă, un nivel confortabil de lichiditate și o bază de capital solidă raportată la nivelul datoriilor.

Reducerea activelor/pasivelor totale în anul 2012 față de anul 2011 a fost determinată de scăderea semnificativă a soldului clienților/furnizorilor pe fondul reducerii volumului de energie tarifat, a menținerii tarifelor reglementate la nivelul anului 2011 și a reducerii valorii tranzacțiilor pe piața de echilibrare.

Accelerarea programului de investiții, avut în vedere de Consiliul de Supraveghere pentru mandatul 2013-2017, va conduce la creșterea activelor imobilizate în linie cu creșterea capitalurilor atrase pentru finanțarea operațiunilor și investițiilor.

<i>Mil RON</i>	2011	2012	$\Delta 2012/2011$		2013	2014	2015	2016	2017
Numerar net din activitatea de exploatare	536	455	-81	-15%		534	517	586	573
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	-337	-377	-40	12%		-515	-544	-603	-622
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	-38	-87	-49	129%		-1	41	34	54
Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	162	-9	-171	-106%		17	14	17	5
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	143	305	162	113%	295	559	576	590	607
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul exercițiului	305	295	-10	-3%	559	576	590	607	612

TABEL 10 FLUX DE NUMERAR (ISTORIC ȘI PREVIZIUNI)

Scăderea netă a numerarului în anul 2012 comparativ cu creșterea netă a numerarului în 2011 a fost cauzată de reducerea fluxului net de numerar din activitățile operaționale pe fondul reducerii încasărilor din activitățile de bază în contextul diminuării volumului tarifat de energie,

creșterii numerarului net utilizat în activitatea de investiții și creșterii numerarului net utilizat în activitatea de finanțare prin rambursarea unor sume mai mari din împrumuturile bancare pe termen lung și pe termen scurt.

Politica de diversificare a surselor de finanțare și de optimizare a structurii de capital, avută în vedere de Consiliul de Supraveghere pentru mandatul 2013-2017, va permite un flux de numerar stabil și mai puțin riscant din perspectiva creșterii perioadei de maturitate medii a surselor de finanțare, optimizării costurilor fixe și variabile de finanțare și echilibrării mixului de valute cu reducerea riscului de volatilitate a cursurilor de schimb valutar.

Analiza strategică a Companiei

3.1. Considerații generale asupra economiei și sectorului energetic din România

În anul 2012, Uniunea Europeană a continuat să fie marcată de criza financiară cu accent pe cea a datoriilor suverane și disciplinei bugetare, fenomen care a făcut ca ieșirea din recesiune a economiilor europene să se desfășoare într-un ritm mai lent decât se preconiza.

Crizele financiare și economice la nivel mondial (efect SUA – relaxare cantitativă “quantitative easing”) și european au afectat și afectează în continuare mediul economic internațional și la nivel de UE.

România este caracterizată de o ieșire lentă din perioada de recesiune, iar economia, în general, și industria, în special, se confruntă la nivelul marilor întreprinderi cu probleme; au fost afectate atât companii private cât și companii de stat; unele companii importante sunt în proces de insolvență sau de privatizare.

Mai mult, piața de capital din România întâmpină probleme de volum și lichiditate.

Anul 2012 a adus provocări externe pentru mediul economico-financiar românesc: volatilitatea piețelor financiare internaționale a fost în creștere, criza datoriilor suverane din zona euro s-a accentuat, iar riscul de extindere a efectelor acestei crize s-a majorat, oferta de credit către sectorul real s-a diminuat pe fondul problemelor de consolidare bilanțieră și de asigurare a finanțării care preocupă instituțiile de credit, creșterea economică în țările partenere a încetinit. Pe acest fond complex și tensionat, percepția investitorilor s-a înrăutățit iar incertitudinile privind perspectivele de creștere economică s-au accentuat.

Agențiile de rating au redus calificativele pentru numeroase țări din UE, România fiind printre puținele excepții. Astfel, agenția de rating Standard&Poor's a reconfirmat, la 25.05.2012, rating-ul BB+ al României pentru obligațiunile pe termen lung emise în monedă străină și locală, precum și rating-ul B pentru obligațiunile pe termen scurt emise în monedă străină și locală, cu perspectivă stabilă. La 28.06.2012, agenția de rating Fitch a reconfirmat rating-ul României la BBB- pentru obligațiunile pe termen lung emise în monedă străină și locală, cu perspectivă stabilă, menținând astfel rating-ul țării noastre în categoria *investment grade*. La 29.06.2012, Moody's a reconfirmat ratingul României pentru datoriile pe termen lung în valută și lei ale României, la Baa3, dar a înrăutățit perspectiva, de la stabilă la negativă, România rămânând totuși în categoria *investment grade*, cu risc scăzut pentru investiții. Agenția de rating și-a

motivată decizia invocând riscurile crescute asociate pieței locale care vin din legături comerciale și investiționale puternice cu zona euro.

Tensiunea din piețele internaționale a afectat România în special prin evoluția cursului de schimb, autoritățile române păstrând accesul la finanțare externă, atât pe piața americană (două emisiuni de obligațiuni, în ianuarie și februarie 2012) cât și pe piața europeană (o emisiune de obligațiuni în septembrie).

Potrivit estimărilor INSSE din februarie 2013, în anul 2012 produsul intern brut (PIB) al României a crescut cu 0,2% comparativ cu anul 2011, în timp ce PIB-ul zonei euro (EA17) a scăzut cu 0,6% iar al Euro27, din care face parte și România, a înregistrat o scădere de 0,5%.

În acest context, sectorul energetic este într-o tranziție profundă și accelerată în care se întrepătrund multiple planuri (național versus european, intern versus regional, tehnic versus comercial, limitele randamentelor versus cadrul de reglementare) și trebuie să facă față principalelor provocări care se manifestă la nivel intern și pan-european: securitatea alimentării cu energie, creșterea competitivității economice și reducerea impactului asupra mediului înconjurător.

Corelat cu dinamica PIB, consumul de energie electrică a fost moderat și cu tendințe lente de creștere: după o scădere cu aprox. 9% în anul 2009 față de 2008, consumul final intern a cunoscut o revenire în anii 2010 și 2011, atingând valori apropiate de cele din 2009.

În anul 2012 consumul brut intern a avut variații lunare cu valori cuprinse între -5,7% ÷ 4,2%, comparativ cu lunile similare ale anului 2011. Pe întreg anul 2012 s-a înregistrat o scădere a consumului de 1,5%, comparativ cu anul 2011, în timp ce producția a avut o scădere de circa 5%. Soldul a avut scăderi importante comparativ cu 2011, încheind anul cu o scădere de 113,3%.

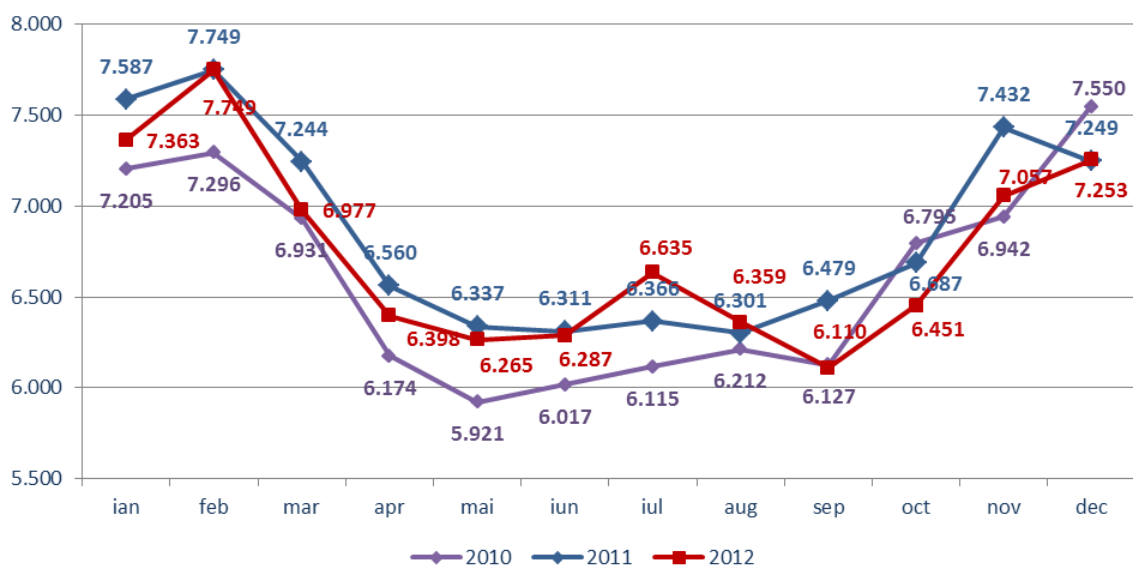


FIGURA 5 CONSUMUL INTERN DE ENERGIE ELECTRICĂ

Mai mult, perspectivele cu privire la consum se mențin pesimiste. Pornind de la datele macroeconomice disponibile (proгноza Comisia Națională de Prognoză (CNP) pentru PIB în perioada 2013-2016) și ținând cont de tendințele de evoluție a cererii de energie electrică, pentru Transelectrica se estimează o scădere a consumului intern net cu 5% în 2013, față de 2012, urmată de o scădere anuală de 4,0% pentru 2014 -2017.

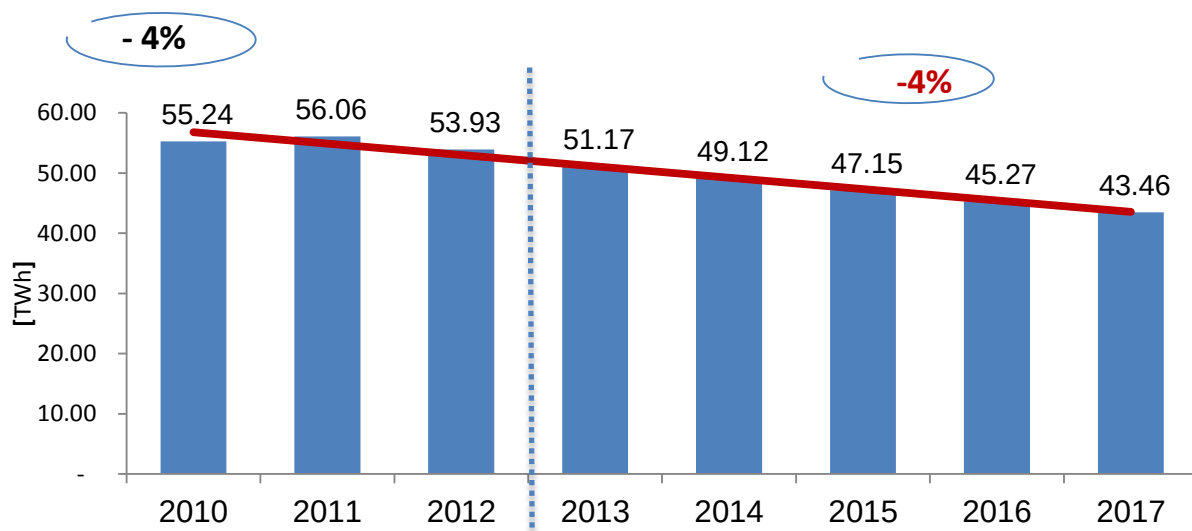


FIGURA 6 ENERGIA TARIFATĂ (ISTORIC ȘI PREVIZIUNI)

Continuarea tendinței de scădere a consumului intern de energie este una dintre asumptiile fundamentale ale perspectivei de evoluție a Companiei pe durata mandatului 2013-2017. Consiliul de Supraveghere a luat în calcul o scădere medie anuală de 4,0%, în linie cu media ultimilor ani.

Structura producției totale anuale de energie electrică, începând din 2010 este prezentată mai jos:

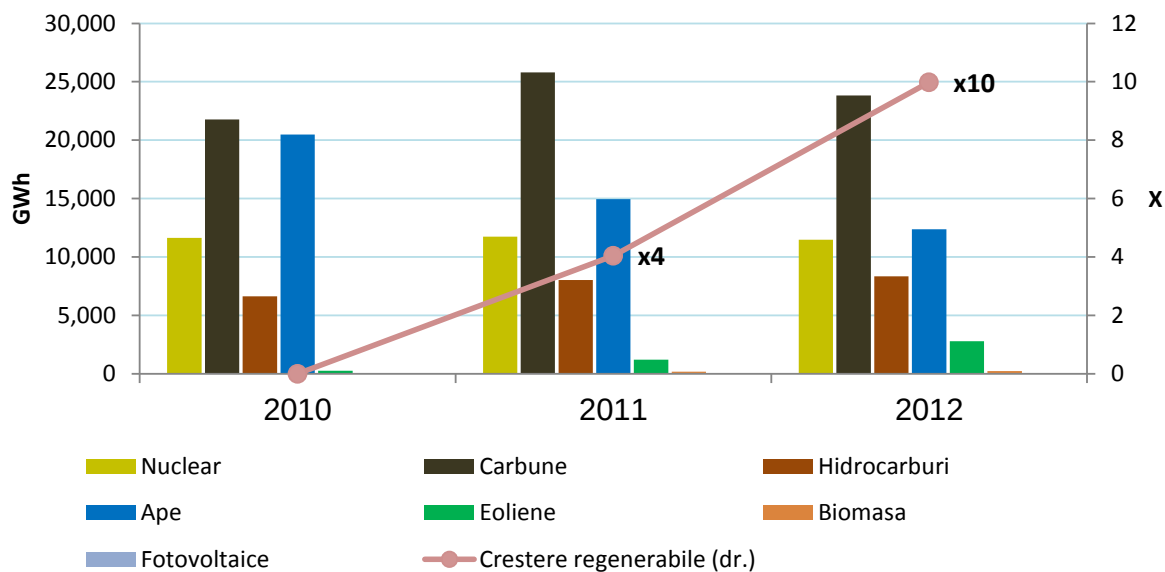


FIGURA 7 STRUCTURA PRODUCȚIEI TOTALE ANUALE DE ENERGIE ELECTRICĂ (2010 – 2012)

Referitor la structura pe resurse primare a producției de energie electrică, în 2012 se remarcă o creștere a contribuției centralelor eoliene la circa 5% din total producție. Producția centralelor eoliene este puternic intermitentă. În 2013 s-au înregistrat perioade orare în care producția efectivă a fost aproape de maximul puterii instalate, aspecte cu impact direct în dispecerizare.

Față de 2011, s-au înregistrat scăderi pentru producția termoelectrică cu circa 8% și producția hidroelectrică cu circa 17% (ca urmare a activării de către Hidroelectrica a clauzei de forță majoră, având ca efect imediat diminuarea contractelor către furnizori) dar și o ușoară creștere a producției în centralele pe hidrocarburi cu circa 4%, datorată în mare parte intrării în piață a CCCC Petrom.

Sectorul energetic românesc se caracterizează prin dezvoltarea excesivă a noilor surse de regenerabile (în principal vânt, dar și solar) datorită atractivității mari a schemelor de sprijin, **însă necorelat cu nivelele prognozate de consum intern și respectiv de export**. Prin urmare, sunt generate presiuni investiționale și de finanțare pentru asigurarea infrastructurii de transport necesară integrării acestora în SEN (conectarea la rețea și apoi pe linie de operare).

În conformitate cu Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, Operatorul de Transport și Sistem trebuie să asigure planificarea pe termen lung a necesarului de investiții în capacități de transport, în vederea acoperirii cererii de energie electrică a sistemului și a asigurării livrărilor către clienți, în concordanță cu stadiul actual și

evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie.

În ultima perioadă, una din problemele majore în planificarea rețelei întâmpinate de Transelectrica constă în incertitudinea asupra evoluției parcului de producție care se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale investitorilor. Nu există un organism care să coreleze evoluția parcului de producție cu evoluția consumului și care să poată pune la dispoziția OTS un grafic de evoluție în timp pe care să se bazeze planificarea dezvoltării rețelei. Sursa principală de informare pentru Operatorul de Transport și Sistem sunt comunicările de intenții primite la solicitarea sa de la producătorii existenți și cererile de racordare la rețea primite de la potențiali utilizatori conform legislației în vigoare privind accesul la rețea.

Mai mult, intențiile de dezvoltare sau reducere a activității producătorilor sunt informații sensibile din punct de vedere comercial, iar realizarea lor este dependentă de reușita finanțării, deci credibilitatea informațiilor primite de OTS este limitată. Acestea nu reprezintă un angajament ferm din partea beneficiarilor și nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă nici un risc pentru aceștia. În schimb, timpul necesar construcției unor linii noi este semnificativ mai mare decât cel al construirii obiectivelor de producție sau consum noi și necesită planificarea pe termen lung a dezvoltării RET. Modificarea în 2013 a cadrului legal pentru schemele de sprijin urmează să-și facă simțite efectele în viitorul apropiat

Consiliul de Supraveghere are în vedere accelerarea ritmului investițional pe durata mandatului 2013-2017, la limita maximă permisă de cadrul de reglementare și pe baza diversificării surselor de finanțare. Măsura este menită să reverseze tendința de scădere a BAR-ului, manifestată în ultimii ani și să îmbunătățească performanța financiară a companiei prin reducerea în special a cheltuielilor cu mentenanța și reparațiile.

3.2. Evoluții la nivel european

Strategia „Europa 2020”, include țintele fixate deja la nivel comunitar în sfera energiei și schimbărilor climatice, regăsite sub codul „20/20/20”, respectiv: o țintă de 20% în ceea ce privește ponderea energiei obținute din resurse regenerabile în consumul final brut de energie, creșterea cu 20% a eficienței energetice și reducerea consumului cu 20%. Prioritățile acestei strategii sunt transpuse în legislație, între care cel de-al treilea pachet legislativ, precum și în propunerile de susținere a investițiilor necesare RET europene: pentru noul pachet de infrastructură energetică (*Energy Infrastructure Package*), Projects of Common Interest.

Pentru a atinge aceste obiective, Uniunea Europeană este în curs de a pune în aplicare o

politică și legislație energetică, care să acopere o gamă completă de problematice: resursele energetice, schimbările climatice, dezvoltarea coordonată a infrastructurii de transport în energie și liberalizarea piețelor de energie electrică și gaze naturale, deziderate care presupun implicarea activă atât a factorilor de decizie politică, a autorităților de reglementare a operatorilor de infrastructură cât și a industriei energetice în general.

Participarea Transelectrica la realizarea pieței regionale de energie electrică din zona Centru–Est și Sud-Estul Europei, în vederea integrării acesteia în piața unică europeană de energie

Consiliul Uniunii Europene (4 februarie 2011) și Consiliul pentru Transport Telecomunicații și Energie (28 februarie 2011) au stabilit sarcini pentru ACER (Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei), reglementatorii naționali și Operatorii de Transport și de Sistem europeni privind anul 2014 ca termen limită pentru realizarea unei piețe de energie pe deplin funcțională la nivel pan-european.

Pachetul 3 Energie - prin Reglementarea nr. 714/2009 și Directiva nr. 72/2009 - stabilește obiective clare privind necesitatea îmbunătățirii cooperării și a coordonării între Operatorii de Transport și de Sistem la nivel regional și pan-european în vederea asigurării și gestionării unui acces eficient și transparent la rețelele de transport transfrontaliere și a îmbunătățirii siguranței în alimentarea consumatorilor cu energie electrică la nivel regional/comunitar.

Conform art. 12 – Cooperarea regională a OTS, alin. (2) din Regulamentul nr. 714/2009/CE, „Operatorii de transport și de sistem promovează acorduri operaționale, în vederea asigurării unei gestionări optime a rețelei, precum și dezvoltarea schimburilor de energie, alocarea coordonată de capacitate transfrontalieră prin soluții nediscriminatorii bazate pe mecanismele pieței, acordând o atenție deosebită meritelor speciale ale licitațiilor implicite pentru alocările pe termen scurt, precum și integrarea mecanismelor de echilibrare și a celor privind rezerva de putere.”

Liniile directoare privind alocarea capacităților și managementul congestiilor, aprobate prin Decizia ACER nr. 2/2011, Cap. 3, pct. 3.1. – Metode de alocare a capacității pentru ziua următoare, prevăd: „Codul de rețea privind alocarea capacităților și managementul congestiilor (CACM) va prevedea ca OTS-urile să implementeze alocarea de capacitate pe piață pentru ziua următoare pe bază de licitații implicite, prin intermediul unui algoritm unic de calcul al prețului de cuplare care determină simultan volumele și prețurile în toate zonele relevante, pe baza principiului de stabilire a prețurilor marginale. Punerea în aplicare va lua în considerare rolul burselor de energie (PXs) și va necesita armonizarea termenelor pentru licitarea pentru ziua următoare.”

Implementarea unei piețe regionale de energie electrică, ca un prim pas în implementarea pieței unice de energie electrică la nivel european, va permite:

- stimularea investițiilor în regiune;
- creșterea concurenței și scăderea indicilor de concentrare în piață;
- optimizarea folosirii resurselor la nivel regional, inclusiv reducerea emisiilor prin folosirea coordonată a regenerabilelor la nivel regional;
- creșterea siguranței în funcționare (prin creșterea capacității de transport și a ajutoarelor de avarie în situații excepționale).

Transelectrica va juca un rol activ în formarea pieței interne de energie electrică la nivelul UE, prin:

- dezvoltarea capacităților de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine,
- susținerea proiectelor regionale de cuplare a pieței naționale de energie electrică cu piețele din țările limitrofe în perspectiva integrării piețelor regionale la nivel european,
- contribuție profesională semnificativă la eforturile ENTSO-E de elaborare și standardizare a codurilor de rețea, de piață și a planului pan-european de dezvoltare a rețelei de transport a energiei electrice, pe orizontul de timp de 10 ani *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP),
- dezvoltarea rețelei de transport, astfel încât să permită acomodarea fluxurilor crescute de energie electrică între centralele bazate pe surse regenerabile și centrele de consum și stocare,
- creșterea eficienței transportului energiei electrice și adoptarea tehnologiilor cu impact negativ minim asupra mediului înconjurător,
- asistență acordată autorităților naționale române pentru elaborarea legislației și reglementărilor naționale menite să transpună prevederile legislației comunitare specifice, în legislația și reglementările naționale.

Până acum, în relația cu partenerii de interconexiune, Transelectrica a implementat mecanismele de alocare explicită de capacitate pentru toate orizonturile de timp prevăzute în reglementări (anual, lunar, săptămânal, zilnic și intra-zilnic). Alocarea se face pe baza unor acorduri bilaterale, avizate de autoritățile de reglementare naționale.

Această etapă constituie doar un prim pas în aplicarea unei metode comune de alocare coordonată de capacitate și energie electrică la nivel regional și apoi pan-european (alocare implicită) conform art.3.2. din Anexa 1 la Regulamentul nr. 714/2009, proces complex care implică atât pregătirea cadrului de reglementare de cuplare a piețelor naționale de energie

electrică, coordonarea cu bursele de energie electrică din regiune, cât și cooperarea la nivel regional între OTS-uri pentru implementarea unui Centru regional de alocare coordonată (CAO).

În sud-estul Europei (regiunea a 8-a) este în curs de implementare un centru de alocare coordonată explicită a capacității de transport transfrontalieră.

CAO este un proiect regional inițiat de Comisia Europeană, actualmente coordonat de Comisia Europeană și de Comunitatea Energetică din sud-estul Europei, având drept scop alocarea explicită (la început pentru un NTC calculat bilateral și ulterior coordonat la nivel regional) a capacității de transport pe liniile de interconexiune între sistemele electroenergetice din sud-estul Europei, bazându-se pe principiul cuplării piețelor pe baza capacității disponibile pentru transferul transfrontalier (ATC) urmând ca ulterior să fie implementat principiul alocării implicite pe baza fluxurilor de energie (*Flow based*).

Locația centrului a fost stabilită la Podgorita (Muntenegru), intrarea în efectivitate a centrului fiind preconizată pentru jumătatea anului 2013.

România, respectiv Transelectrica, a fost de la începutul proiectului un susținător pro-activ al acestei inițiative regionale, având în vedere importanța acestui proiect pentru regiune și în contextul asigurării conformității cu reglementările comunitare în domeniu.

În data de 13 iunie 2012, a avut loc la Becici (Muntenegru) ceremonia semnării actelor constitutive ale Companiei de proiect al CAO, Companie care are drept scop asigurarea suportului administrativ, procedural, legal și de infrastructură pentru viitorul CAO. Finanțarea Companiei de proiect este realizată, în proporție de 70%, de instituțiile financiare care susțin programe investiționale în zonă (BERD, KfW GmbH, USAID), restul fiind asigurat prin contribuția companiilor de transport a energiei electrice din regiune.

Operatorii de Transport și de Sistem participanți la proiect sunt: CGES (Muntenegru), ELES (Slovenia), ADMIE (Grecia), HEP-OPS (Croatia), KOSTT (Kosovo), MEPSO (Macedonia), NOSBIH (Bosnia Hertzegovina), OST (Albania), Transelectrica (România) și TEIAS (Turcia).

Companiile de transport din Bulgaria (ESO-EAD) și Serbia (EMS) și-au retras participarea la proiect, motivând această acțiune ca fiind rezultatul unei decizii la nivel politic.

Având în vedere urgența și complexitatea procesului de implementare a unui mecanism coordonat la nivel regional de alocare a capacității de transport transfrontaliere și de gestionare coordonată a congestiilor pe liniile de interconexiune în sud-estul Europei, neparticiparea celor două țări din regiune, poate bloca implementarea proiectului, în special pentru România, pentru care singurele granițe cu regiunea sunt cu Bulgaria și Serbia.

Transelectrica a făcut toate diligențele, aflate în competența sa, pentru deblocarea situației (intervenții atât la nivel ENTSO-E în cadrul Grupului regional, cât și bilateral în cadrul

negocierilor privind implementarea alocării bilaterale a capacității de transport pe liniile de interconexiune), dar fără rezultat.

În acest context, România a propus Comitetului Director al proiectului, păstrarea de către Transelectrica a calității de membru fondator fără obligativitatea plății taxei de servicii până când cel puțin una din cele două țări își va reconsidera poziția față de participarea la CAO. Cererea României a fost aprobată în unanimitate.

Inițiative regionale privind cuplarea piețelor de energie electrică și implementarea mecanismelor de alocare implicită a capacității de transport transfrontaliere

În mai multe regiuni din Europa (regiunea nord-vest, regiunea central-vest, regiunea central-est), Operatorii de Transport și de Sistem, bursele de energie electrică și autoritățile de reglementare au inițiat deja un proces complex de cooperare privind cuplarea piețelor naționale de electricitate și implementare a mecanismelor de alocare coordonată implicită a capacității de transport transfrontaliere, reglementările europene recomandând înființarea de structuri regionale în cadrul structurii generale de cooperare, cu condiția ca rezultatele la nivel regional să fie compatibile cu planurile de dezvoltare la nivel comunitar. Principiul agreat la nivel comunitar (ACER) ca punct de plecare ale viitorului model al Pieței Unice Europene de Energie Electrică) este mecanismul „Price Coupling of Regions (PCR)”.

Din punctul de vedere al pieței de energie electrică, România este inclusă în Regiunea 8 – Europa de Sud și Est (Regulamentul UE nr. 714/2009 și Memorandumul Comunității Energetice din sud-estul Europei), regiune cu o structură eterogenă atât din punct de vedere legislativ (state membre UE și state care nu sunt încă membre UE pentru care nu există obligativitatea implementării cadrului legislativ comunitar), cât și din punct de vedere al stadiului implementării mecanismelor de piață în domeniul energiei.

Realizarea unei piețe comune în această regiune, este un obiectiv pe termen lung (conform documentelor aprobate în cadrul Comunității Energetice din sud-estul Europei, termenul convenit pentru piața regională este după anul 2015) ceea ce poate duce la imposibilitatea României de a respecta legislația Europeană în domeniu (nu poți face piața regională de unul singur) și implicit la riscul de declanșare de către Comisia Europeană a unei proceduri de infringement.

Având în vedere importanța și complexitatea procesului, MECMA, ANRE, Transelectrica și OPCOM au demarat încă de la începutul anului 2011, un proces consultativ atât la nivel național (a fost inițiat un Grup de lucru la nivel MECMA, ANRE, OPCOM și Transelectrica), cât și cu partenerii de interconexiune din regiunile South East Europe – SEE (Bulgaria) și Central East Europe - CEE (Ungaria, Cehia și Slovacia).

În cadrul regiunii SEE (South East Europe)

Pe 17 iunie 2011 România (Transelectrica și OPCOM) a transmis o propunere concretă (agreată cu MECMA și ANRE în grupul de lucru intern) pentru cuplarea piețelor de energie electrică din România și Bulgaria, care cuprindea două soluții de implementare, termene concrete de realizare și angajamentul părții române de a acorda asistență de specialitate părții bulgare pe parcursul implementării proiectului, respectiv:

- operarea piețelor spot de energie electrică de către două burse de energie electrică, fiecare în plan național, respectiv OPCOM în România și viitoarea bursă de energie electrică înființată de ESO, în Bulgaria, cuplarea realizându-se prin asigurarea accesului la sistemul de tranzacționare al OPCOM, prin deschiderea unei zone de tranzacționare separate;
- operarea ambelor piețe spot de energie electrică de către o singură bursă, OPCOM, deținătoare a Licenței pentru activitatea de operator al pieței de energie electrică din România.

Propunerea nu a fost agreată de partenerii bulgari, care au propus dezvoltarea unui proiect nou privind piața comună de energie electrică între România și Bulgaria.

A fost instituit un grup de experți la nivel de ministere, autorități de reglementare, operatori de bursă și operatori de transport și de sistem și a fost agreat un *Road-map* privind activitățile următoare.

Datorită întârzierilor repetate induse de partenerii bulgari în realizarea acțiunilor convenite în cadrul *Road map*-ului, implementarea proiectului pieței comune de energie electrică între cele două țări, conform termenelor stipulate în reglementările europene, este incertă.

În cadrul regiunii CEE (Central East Europe)

În regiunea central-est europeană, autoritățile de reglementare, OTS-urile și bursele de energie electrică din Cehia, Slovacia și Ungaria au implementat cu succes un proiect de cuplare a piețelor naționale de energie electrică pe baza principiului „Price Coupling of Regions (PCR)”, folosind algoritmul COSMOS (mecanisme și aplicații recunoscute de ACER ca puncte de plecare ale viitorului model al Pieței Unice Europene de Energie Electrică). În luna septembrie 2012, implementarea proiectului de cuplare a piețelor pentru ziua următoare din Cehia, Slovacia și Ungaria a fost terminată, piața cuplată celor trei țări intrând în exploatare comercială.

Pentru asigurarea conformității cu țintele europene în domeniul energiei electrice, în data de 14 decembrie 2011, în urma unui proces de analiză și evaluare în cadrul unui Grup de lucru constituit la nivel național (MECMA, ANRE, OPCOM și Transelectrica), entitățile române implicate respectiv: Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice și Operatorului Pieței de Energie Electrică, și-au

exprimat oficial interesul de a se alătura proiectului de cuplare a piețelor din Cehia, Slovacia și Ungaria printr-o Scrisoare de Intenție.

În luna octombrie 2012, a fost aprobat, la nivel de Guvern, Memorandumul privind aderarea României la proiectul de cuplare a piețelor de energie electrică din Republica Cehă, Ungaria și Slovacia.

În luna decembrie 2012, entitățile din Polonia și-au exprimat și ele interesul de a se alătura acestui proiect (denumit generic 5M MC – 5 Market Market Coupling).

Pe 11 iulie 2013, reprezentanți ai autorităților naționale de reglementare (ERÚ, ÚRSO, MEKH, URE și ANRE), ai operatorilor de transport și sistem (ČEPS, SEPS, MAVIR, PSE și Transelectrica) și ai operatorilor de piață/burselor de energie (OTE, OKTE, HUPX, TGE și OPCOM) din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria, Polonia și România au semnat Memorandumul de Înțelegere privind cooperarea în vederea aderării României și Poloniei la piețele integrate de energie electrică pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria.

Urmează să fie definitivați principalii parametri ai *High Level Market Design* (în prezent se desfășoară o consultare publică a participanților la piață privind ora de închidere a PZU) și să se adopte un *Road map* privind implementarea proiectului.

Până în prezent, termenul limită agreat pentru implementare este septembrie 2014.

3.3. Analiza activităților

Transelectrica realizează principalele venituri cu impact asupra profitabilității Companiei din tariful reglementat pentru serviciul de transport și din tariful reglementat pentru serviciul de sistem, componenta servicii funcționale. La ele se adaugă venituri din alte activități reglementate, rezultate din derularea procesului pentru alocarea prin licitație a capacităților de interconexiune și din alte prestații cu o pondere mică în total. Mecanismul de compensare a utilizării rețelei între OTS europeni poate genera atât venituri, cât și cheltuieli.

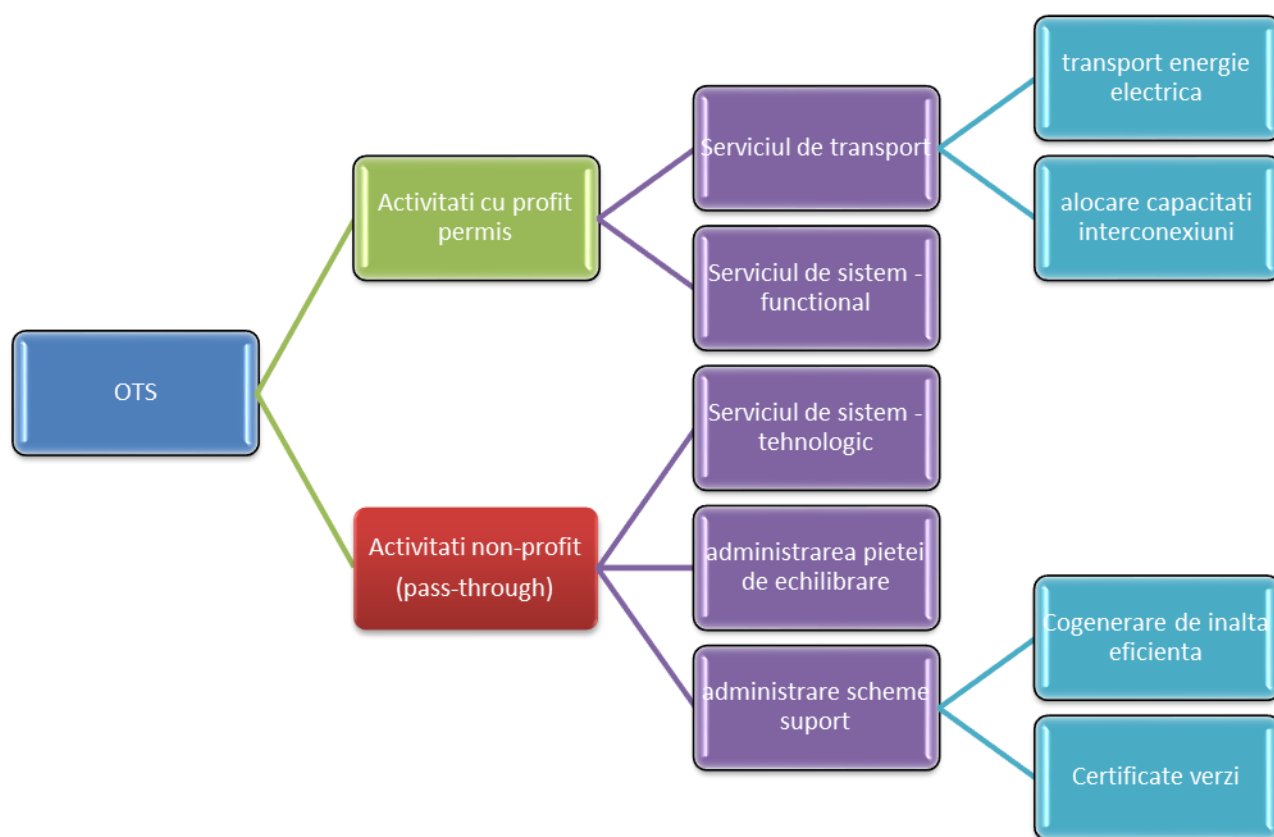


FIGURA 8 STRUCTURA VENITURILOR

Portofoliul activităților Transelectrica este în cvasitotalitate compus din activități reglementate de ANRE; nucleul portofoliului – activitățile de transport-sistem – este derulat de Transelectrica într-un regim strict de reglementare.

În structura activităților reglementate, operațiunile generatoare de profit sunt (i) serviciile de transport al energiei electrice – componentă principală în formarea profitului Companiei; și (ii) serviciile de sistem funcționale – componentă secundară în structura profitului Companiei; celelalte activități reglementate (servicii de sistem tehnologice, servicii de administrare a pieței de echilibrare în timp real consum-producție, servicii de administrare a pieței angro a energiei electrice) nu permit obținerea de profit, veniturile obținute fiind transferate integral furnizorilor reali ai serviciilor tarificate de Transelectrica pentru acoperirea costurilor acestora (producători calificați de energie electrică – furnizori de rezerve de putere, unități dispacherizabile; operatorul comercial al pieței angro de energie electrică OPCOM – furnizor de servicii de administrare a piețelor centralizate de energie electrică).

Din punct de vedere al principiilor și metodei de stabilire a veniturilor permise pentru activitatea de transport al energiei electrice, sistemul de reglementare evoluează în perioade de 5 ani.

Anul 2012 a marcat finalul celei de a doua perioade de reglementare, care a debutat în 2008. La finalul anului 2012, ANRE a decis ca debutul celei de a treia perioade de reglementare să fie amânat cu un an, noua perioadă de reglementare urmând a acoperi intervalul 2014-2017.

Astfel, anul 2013 este tratat ca an de tranziție de la perioada a doua de reglementare la perioada a treia de reglementare, cu aplicarea metodologiei curente de stabilire a tarifului de transport cu anumite particularități.

Evoluția tarifului de transport și de servicii de sistem funcționale este prezentat mai jos.

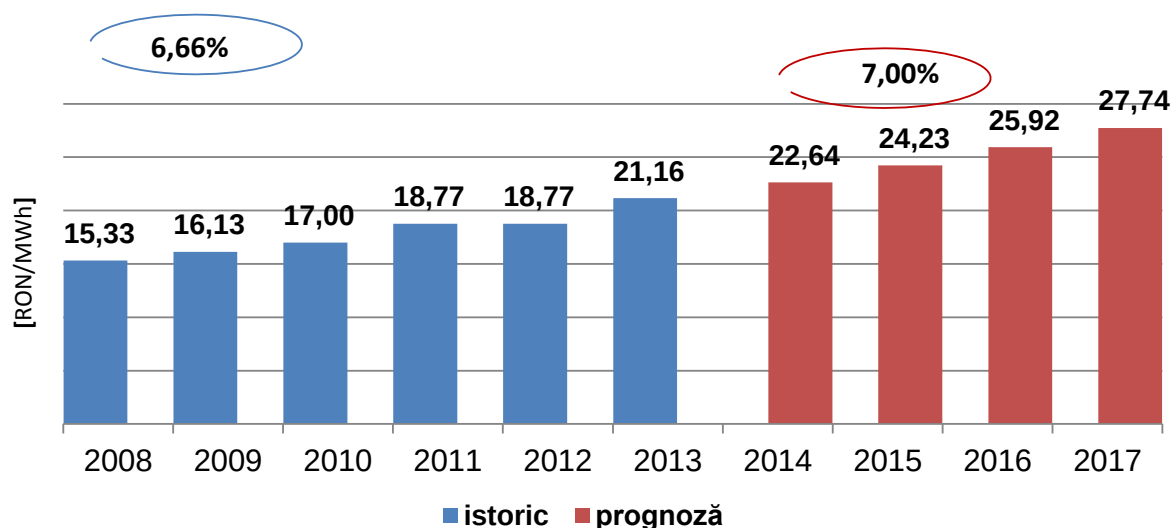


FIGURA 9 EVOLUȚIE TARIF TRANSPORT (ISTORIC ȘI PROGNOZĂ)

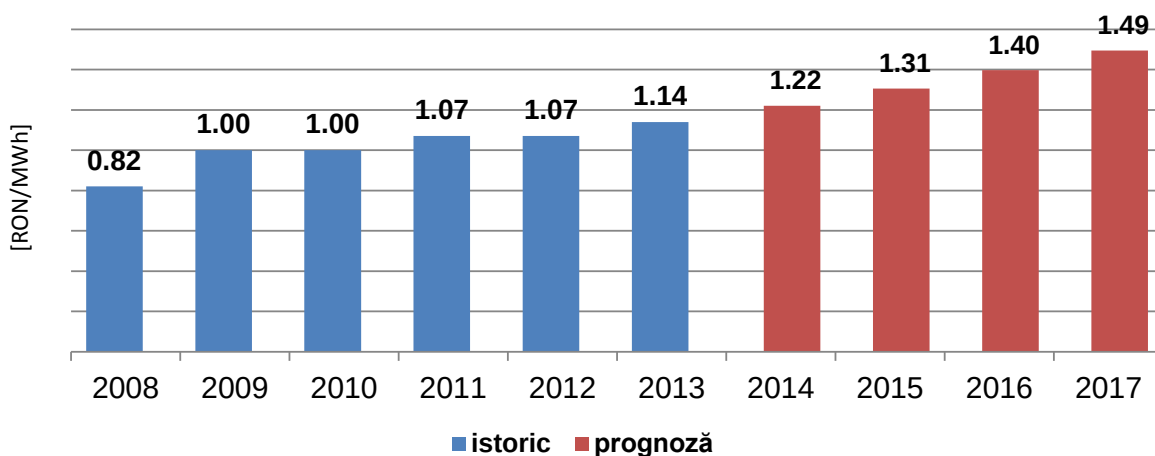


FIGURA 10 EVOLUȚIE TARIF DE SISTEM FUNCȚIONALE (ISTORIC ȘI PROGNOZĂ)

Piața de servicii tehnologice de sistem asigură în regim reglementat plus într-un cadru concurențial prin licitație, achiziționarea acelor servicii asigurate de regulă de producători, la solicitarea OTS, pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare a SEN, precum și a calității energiei electrice conform normelor serviciilor tehnologice de sistem. Pe această piață se tranzacționează rezervele de capacitate prin licitație sau contracte bilaterale, pe cele 3 tipuri de rezerve (reglaj secundar, terțiar rapid, terțiar lent).

Urmare a poziției dominante pe piață a unui producător, a condițiilor hidrologice excesive, ca și a dificultăților de asigurare a stocurilor de cărbuni și hidrocarburi în anumite luni, licitațiile organizate pentru achiziția rezervelor necesare au dat în general rezultate nesatisfăcătoare, atât financiar (prețuri prea mari) cât și cantitativ (slaba participare a producătorilor cu oferte).

Ca și în cazul pieței de echilibrare, analiza indicatorilor arată existența unui participant cu poziție puternic dominantă și un grad ridicat de concentrare a pieței serviciilor tehnologice de sistem, în special în cazul reglajului secundar și terțiar rapid. Odată cu integrarea centralelor electrice eoliene (CEE) în SEN, aceste probleme se accentuează deoarece este nevoie de o rezervă suficientă pentru acoperirea abaterilor CEE și în consecință, de creșterea numărului de grupuri calificate pentru reglaj terțiar rapid/reglaj secundar. O problemă importantă o constituie adecvanța resurselor tehnologice pentru serviciile de sistem respectiv epuizarea lor în perspectiva apropiată, determinate de creșterea producției sursei regenerabile de energie electrică conectată la rețea.

Consiliul de Supraveghere a luat în considerare o creștere a tarifelor de transport și de servicii de sistem funcționale de 7,0% pe an pentru întreaga perioadă de prognoză (mandatul 2013-2017) pentru a compensa scăderea prognozată a consumului intern de energie (4,0% pa) și în scopul recunoașterii în tarif a majorității cheltuielilor de exploatare și a investițiilor. Creșterea pentru următoarea perioadă este rezonabilă prin comparație cu creșterea similară din perioada anterioară de reglementare (6,7%).

De asemenea, Transelectrica administrează două scheme de sprijin pentru producerea de energie electrică în anumite condiții: (i) schema de sprijin prin certificate verzi pentru producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie și (ii) schema de sprijin pentru producerea energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență. În contextul administrării acestor scheme, Transelectrica încheie convenții și contracte specifice.

Potrivit legislației aplicabile și licenței pentru transportul energiei electrice și furnizarea serviciului de sistem nr. 161/2000, cu reviziile ulterioare, Transelectrica nu are dreptul de a efectua tranzacții cu energie electrică, cu excepția cazului în care acest lucru este necesar pentru:

- a acoperi consumul propriu tehnologic aferent rețelei electrice de transport;

- a elimina restricțiile de sistem interne sau pe liniile de interconexiune și de a compensa abaterile de la valorile programate ale producției și consumului de energie electrică în cadrul SEN, prin cumpărare și/sau vânzare de energie electrică activă de la/către părțile responsabile cu echilibrarea, respectiv participanții la piața de echilibrare;
- a face schimb în natură, de energie electrică, cu sistemele electroenergetice vecine, în scopul întraajutorării.

3.3.1. Structura veniturilor și cheltuielilor Companiei

Transelectrica realizează principalele venituri, cu impact asupra profitabilității Societății, din tariful reglementat pentru serviciul de transport și din tariful reglementat pentru serviciul de sistem – componenta servicii funcționale aferentă activității de conducere prin dispecer a SEN – la care se adaugă venituri din alte activități reglementate, rezultate din derularea procesului pentru alocarea prin licitație a capacităților de interconexiune și din alte prestații cu o pondere mică în total. Mecanismul de compensare financiară a utilizării rețelei între OTS europeni poate genera atât venituri, cât și cheltuieli.

	2011	2012	2013 BVC	2014	2015	2016	2017
VENITURI OPERAȚIONALE [Mii RON]							
A1. Activități cu Profit Permis	1,205	1,170	1,332	1,256	1,289	1,323	1,358
Transport	1,115	1,080	1,205	1,135	1,165	1,195	1,227
<i>Tarif Transport</i>	1,056	1,025	1,160	1,112	1,142	1,173	1,205
<i>Alocare Capacitate Interconexiune</i>	54	50	40	18	17	17	16
<i>Energie Reactiva</i>	5	4	4	4	4	4	4
<i>Tranzite Internationale (inter-tso-compensatic</i>	0	1	1	1	1	1	1
Servicii de Sistem Functionale	65	64	69	66	68	69	71
<i>Tarif Serviciu functional</i>	60	58	62	60	62	63	65
<i>Schimburi neplanificate</i>	5	6	7	6	6	6	6
Altele	25	26	58	55	57	59	61
A2. Activități cu Zero-profit	1,927	1,598	1,455	1,480	1,461	1,442	1,425
Servicii de Sistem Tehnologice (pass-through)	719	507	535	480	461	442	425
Piața de Echilibrare (pass-through)	1,189	1,068	920	1,000	1,000	1,000	1,000
Alte venituri	18	23	0	0	0	0	0
TOTAL VENITURI OPERATIONALE (A1+A2)	3,132	2,768	2,788	2,736	2,750	2,765	2,783

TABEL 11 VENITURILE PREZENTATE ÎN STRUCTURĂ

O analiza retrospectivă¹ arată că evoluția profitului, atât la nivelul rezultatelor operaționale cât și la nivelul rezultatului net, a fost marcată de un grad semnificativ de variabilitate atât în valori absolute cât și din punct de vedere al marjelor măsurate ca pondere în venituri și al rentabilității financiare exprimată în termeni de randament al capitalului.

¹ Din considerente ce țin de lipsa comparabilității rezultatelor financiare pe un orizont retrospectiv mai îndepărtat de anul 2011, determinată de tranziția sistemului de raportare financiară de la RAS la IFRS în anul 2012, nu este prezentată seria de rezultate istorice.

CONTUL DE PROFIT ȘI PIERDERE	2011	2012	2013 BVC	2014	2015	2016	2017
VENITURI OPERAȚIONALE [MIL RON]							
A1. Activități cu Profit Permis	1.205	1.170	1.332	1.256	1.289	1.323	1.358
A2. Activități cu Zero-profit	1.927	1.598	1.455	1.480	1.461	1.442	1.425
TOTAL VENITURI OPERAȚIONALE (A1+A2)	3.132	2.768	2.788	2.736	2.750	2.765	2.783
▲ %		-11,62%	0,73%	6,49%	0,52%	0,57%	0,63%
COSTURI OPERAȚIONALE							
B1. Activități cu Profit Permis	(788)	(779)	(877)	(747)	(744)	(751)	(752)
B2. Activități Zero-profit	(1.871)	(1.591)	(1.455)	(1.480)	(1.461)	(1.442)	(1.425)
B3. Amortizare	(298)	(315)	(341)	(382)	(402)	(422)	(450)
TOTAL COSTURI OPERAȚIONALE	(2.956)	(2.685)	(2.674)	(2.609)	(2.607)	(2.615)	(2.626)
▲ %		-9,18%	-0,40%	4,36%	-0,09%	0,33%	0,42%
EBIT	176	83	114	126	143	150	157
EBIT %	6%	3,0%	4,1%	4,6%	5,2%	5,4%	5,6%
EBITDA	473	398	455	509	545	572	607
EBITDA %	15%	14,4%	16,3%	18,6%	19,8%	20,7%	21,8%
REZULTATUL FINANCIAR	(32)	(36)	(69)	(59)	(66)	(70)	(76)
EBT	143	47	45	67	77	80	80
Impozit pe Profit	(33)	(13)	(16)	(10)	(12)	(12)	(12)
Profit Net	110	34	29	57	65	68	68
Profit Net %	3,5%	1,2%	1,0%	2,1%	2,4%	2,4%	2,5%

TABEL 12 PERFORMANȚA OPERAȚIONALĂ A COMPANIEI

Dependența veniturilor operaționale de volumul energiei vehiculate în SEN a determinat o scădere a veniturilor operaționale obținute din aplicarea tarifelor reglementate în 2012, pe fondul contracției cantității de energie tarifabilă față de 2011. De altfel, reducerea severă a consumului de energie electrică produsă în 2009 în contextul recesiunii economice instalate în urma crizei financiare mondiale declanșată în anul 2008 nu a fost recuperată integral până în prezent pe fondul ritmului lent de revenire a consumului. Mai mult, pentru anul 2013 se prefigurează o reducere a consumului de energie electrică față de anul 2012.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TWh				BVC				
Energie Tarifata	55.24	56.06	53.93	51.17	49.12	47.15	45.27	43.46

FIGURĂ 1 ENERGIE TARIFATĂ 2010-2012 ȘI PROGNOZA DE CONSUM 2013-2017

Deși reglementările stabilesc neutralitatea financiară a serviciilor de sistem tehnologice asupra rezultatelor Operatorului de Transport și Sistem, diferențele apărute între valorile estimate ex-ante la aprobarea tarifului reglementat și valorile efective au generat totuși imperfecțiuni la nivelul echilibrului între veniturile și cheltuielile anuale aferente acestor servicii, rezultând un impact asupra rezultatelor anuale raportate de Transelectrica.

Structura veniturilor

Ponderea veniturilor aferente activităților cu profit permis reprezintă cca. 40% din totalul veniturilor operaționale. Fără a avea impact direct asupra profitului (activități zero profit), serviciile de sistem tehnologice și serviciile de administrare a pieței de echilibrare reprezintă

componente importante din punct de vedere cantitativ în structura veniturilor (activități de tip *pass-through*).

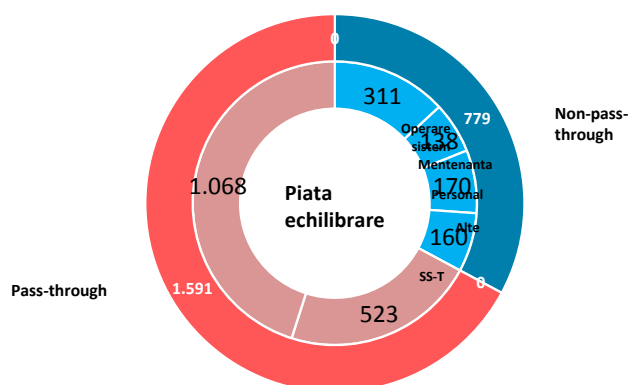


FIGURA 11 STRUCTURA VENITURILOR

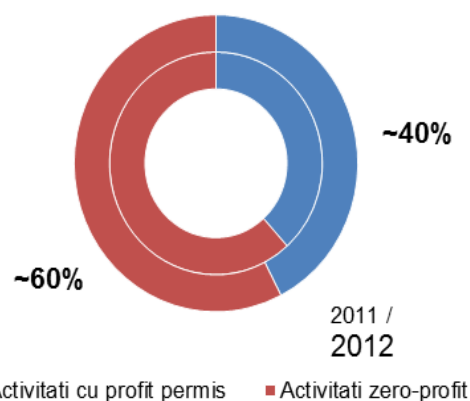


FIGURA 12 PONDERE ACTIVITĂȚI

Activități cu profit permis

Sursa principală a veniturilor Companiei este **activitatea de transport**, în cadrul căreia veniturile din tariful reglementat de transport dețin ponderea majoritară, fiind completate de veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră și de alte surse marginale de venit din activități asociate transportului de energie electrică (furnizarea energiei reactive, tranzite internaționale compensate prin mecanismul ITC). Sursele de venit complementare tarifului nu constituie însă și surse ale unor profituri suplimentare în raport cu profitul reglementat inclus în calculul tarifului de transport, aceste surse secundare de venit reducând venitul reglementat care stă la baza stabilirii tarifului de transport, astfel încât suma veniturilor obținute de Transelectrica din tarif și a veniturilor rezultate din alte activități care utilizează resursele de transport să acopere costurile recunoscute de ANRE pentru activitatea de transport (inclusiv costul capitalului).

Tariful de transport este reglementat; conform art. 76 al Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, în calculul tarifului se iau în considerare costurile justificate, cheltuielile pentru dezvoltare și protecția mediului, precum și o cotă rezonabilă de profit.

Metodologia de stabilire a tarifului reglementat de transport (O-ANRE 60/2007 reactualizat prin O-ANRE 53/2013) nu explicitează direct și distinct profitul, ci cuprinde în formula venitului reglementat o rentabilitate calculată ca produs între BAR și WACC. Nivelul WACC reglementat a fost 7,5% pentru a doua perioadă de reglementare 2008-2012, fiind stabilit la 8,52% pentru anul 2013.

Rentabilitatea reglementată nu se materializează integral în profitabilitate datorită faptului că nu sunt recunoscute următoarele:

Costuri operaționale recunoscute parțial (ex: CPT, amortizarea activelor fixe)

Costurile financiare nu sunt considerate distinct ci au sursă RBAR

Pierderile provenite din diferențe nefavorabile de curs valutar (pierderi contabile).

În cadrul venitului reglementat, cheltuielile controlabile sunt afectate de un factor de eficiență care diminuează, în termeni reali, de la un an la următorul, nivelul costurilor controlabile recunoscute în tarif (factorul de eficiență a fost stabilit la 1,5% în a 2-a perioadă de reglementare). Mecanismul ajustărilor anuale poate fi rezumat astfel: dacă venitul din transport realizat într-un an este mai mare ca cel reglementat, atunci în anul următor venitul reglementat și deci tariful sunt diminuate corespunzător; vice-versa, dacă venitul realizat este situat sub cel reglementat atunci în anul următor corecția este pozitivă.

Serviciile de sistem funcționale reprezintă o activitate secundară în formarea profitului Societății, deși esențială din punct de vedere al misiunii definite de legislația în vigoare. Principiile utilizate în stabilirea venitului reglementat și a tarifului aferent acestor servicii prestate de Transelectrica pe piața de energie, sunt similare celor utilizate în reglementarea activității de transport. Serviciile de sistem funcționale reclamă fluxuri financiare (investiții, cheltuieli de operare și mentenanță) semnificativ reduse în comparație cu serviciile de transport, contribuția la veniturile și rezultatele Companiei fiind marginală.

Serviciile de sistem funcționale dețin o pondere minoră în totalul veniturilor. Deși sunt de importanță critică pentru derularea serviciilor de transport, serviciile de sistem funcționale reclamă fluxuri financiare (investiții în infrastructura specifică, cheltuieli de operare și mentenanță) semnificativ reduse în comparație cu activitatea de transport.

Activități zero-profit (*pass-through*)

Activitățile reglementate servicii de sistem tehnologice, servicii de echilibrare în timp real consum-producție, nu au impact direct asupra profitului Societății, veniturile aferente acestor activități fiind dimensionate la nivelul costurilor.

Serviciile de sistem tehnologice pot genera cheltuieli/venituri suplimentare cu efect în diminuarea/majorarea profitului obținut din activitățile cu profit permis. Siguranța în funcționare a SEN poate conduce la un necesar de achiziții de resurse tehnologice mai mare decât resursele, rezultând o cheltuială mai mare decât venitul; vice-versa, economia la achiziția serviciilor tehnologice generează un surplus al venitului în raport cu cheltuiala efectivă; în ambele cazuri

se aplică un mecanism de ajustare a tarifului în anul următor, în vederea restabilirii neutralității acestei categorii de servicii față de profitul Societății.

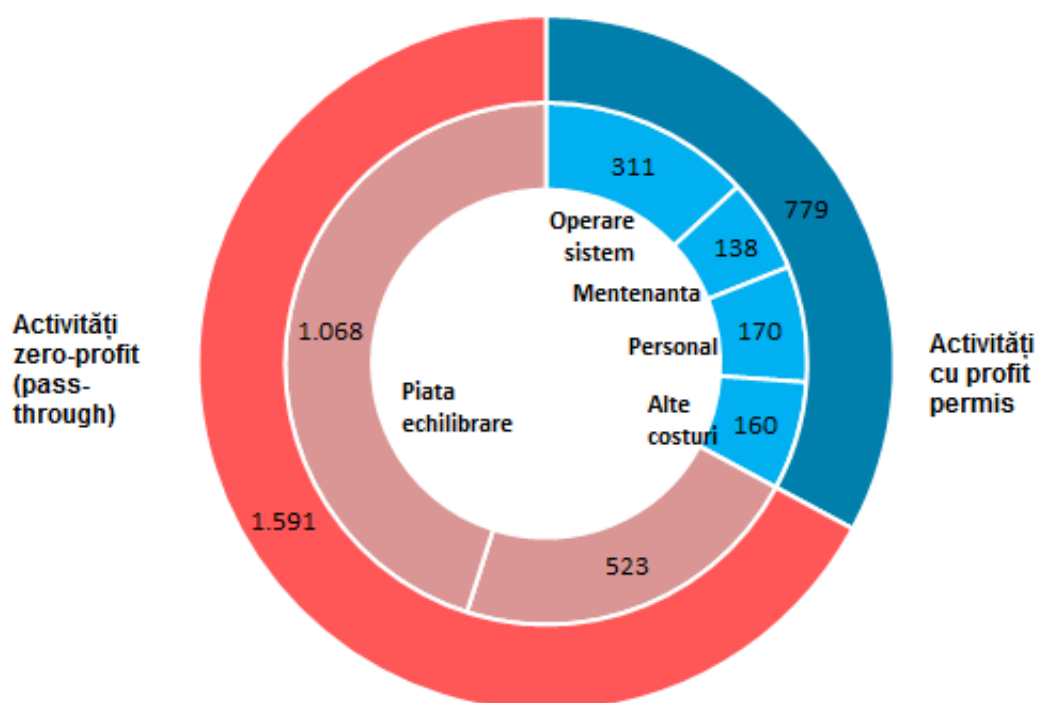
Serviciile de administrare a pieței de echilibrare induc riscuri materializate în colectarea incertă a creanțelor comerciale de la Părțile Responsabile cu Echilibrarea și întârzieri de plată cu penalități către Unitățile Dispecerizabile, cu impact negativ direct asupra stabilității fluxurilor de lichidități și indirect asupra profitului Companiei prin constituirea provizioanelor pentru clienți incerți.

Profitul operațional realizat la nivelul Companiei a avut influențe din zona activităților zero-profit:

- profituri/pierderi minore din serviciile de sistem tehnologice;
- cheltuieli cu provizioane constituite pentru clienți incerți, pe fondul colectării dificile a creanțelor pe piața de echilibrare.

Structura costurilor

Figura 3: Structura costurilor operaționale în anul 2012



* Amortizarea activelor nu este inclusă în structura prezentată în grafic

Structura costurilor activităților generatoare de profit

	2011	2012	(+/-)
COSTURI OPERATIONALE			
B1. Activitati cu Profit Permis	(787.72)	(778.80)	-1.13%
Operarea Sistemului	(290.46)	(310.98)	7.06%
CPT	(251.54)	(252.39)	0.34%
Congestii	(0.69)	(6.19)	801.72%
Consum Propriu Statii RET	(15.39)	(17.35)	12.69%
Servicii de Sistem Functionale	(12.73)	(21.59)	69.55%
Tranzite Internationale (inter-TSO-compensation)	(10.11)	(13.46)	33.13%
Reparatii si Mentenanta	(219)	(173)	-20.89%
Costuri de Personal	(155.87)	(170.36)	9.30%
Materiale si Consumabile (piese Schimb, Combustibili, Altele)	(7.60)	(9.11)	19.85%
Provizioane Clienti Incerti			
Penalitati Plati Intarziate Furnizori			
Impozite, Taxe si Varsaminte	(13.09)	(11.76)	-10.11%
Alte Servicii Executate de Terti	(54.19)	(55.45)	2.32%
Comision emisiune obligatiuni			
Alte Costuri	(47.68)	(9.63)	-79.79%

TABEL 13 EVOLUȚIA COSTURILOR OPERAȚIONALE (2011 – 2012)

Elementele individuale majore în structura costurilor operaționale sunt: energia achiziționată pentru acoperirea CPT, mentenanța rețelei de transport și costurile cu personalul.

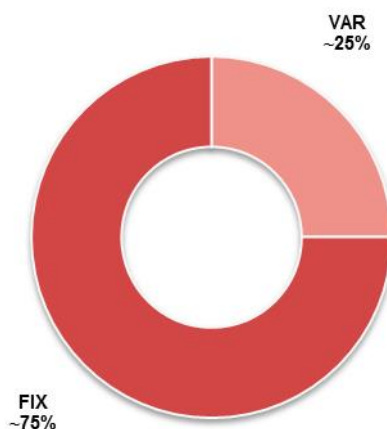


FIGURA 2 COSTURI FIXE/VARIABILE ÎN ANUL 2012

Costurile fixe – componenta dominantă în structura costurilor

Operarea serviciilor transport-sistem necesită un suport masiv la nivelul infrastructurii. Costurile curente cu menținerea stării tehnice a rețelei electrice de transport, costul amortizării instalațiilor

și echipamentelor și costul general de administrare a Companiei sunt elemente majore de cost independente de volumul energiei vehiculată în rețea. Costurile variabile principale² sunt CPT și costurile cu eliminarea congestiilor.

Pierderile de energie în rețea – principalul cost variabil. Deși ponderea fizică a CPT în energia vehiculată în RET se situează în jurul unei medii de 2,5% (reprezentând o pondere în energia tarifată de cca. 1.9%), ponderea costului total al energiei necesare acoperirii CPT reprezintă cca. 25% din veniturile înregistrate în activitatea de transport. Diferența este explicată de faptul că unitatea de energie (MWh) vehiculată în SEN este tarifată de Transelectrica pe baza unui preț unitar (tarif) reglementat perceput pentru serviciul de transport în timp ce unitatea de energie de CPT este achiziționată de Companie la un preț unitar de producție stabilit prin mecanisme de piață (în ultimii ani prețul unitar de achiziție a fost de peste 10 ori mai ridicat decât tariful unitar de transport).

De asemenea, pentru aceeași valoare a energiei vehiculate, creșterea distanței între centrele de producție și cele de consum, de exemplu prin înlocuirea producției centralelor clasice cu producție în centralele eoliene concentrate în anumite zone, poate conduce la creșterea semnificativă a pierderilor în rețea pe fondul creșterii gradului de concentrare geografică a parcului național de producție cu glisarea centrului de greutate al producției spre S-E (regiune cu excedent de producție) și reconfigurării circulației puterilor în rețea, fără ca operatorul de rețea să poată controla aceste evoluții.

Costurile fixe – sub presiune dublă:

- **cerința de eficientizare continuă** - impusă la nivelul cadrului de reglementare, se materializează prin reducerea de la un an la următorul a nivelului costurilor de operare și mentenanță controlabile recunoscute în tariful de transport.
- **extinderea rețelei de transport:** perspectiva extinderii rețelei, prefigurată de Planul de dezvoltare a RET în următorii 10 ani, creează premise pentru majorarea efortului de mentenanță pe fondul creșterii volumului de instalații și echipamente. Implementarea tehnologiilor noi, înlocuirea echipamentelor uzate fizic și moral și instalarea echipamentelor cu fiabilitate și eficiență crescute, vor contrabalansa parțial tendința majorării costurilor de mentenanță. Suplimentar, asigurarea funcționării continue a sistemelor și integrității echipamentelor esențiale pentru disponibilitatea serviciului de transport necesită dezvoltarea

² Se poate identifica o corelație directă între mărimea acestor costuri (costurile cu energia achiziționată pentru acoperirea CPT, costurile cu eliminarea congestiilor) și volumul de energie vehiculat în RET fără ca raportul de dependență să fie exclusiv (există alți factori de influență) sau perfect proporțional

unor sisteme dedicate protejării infrastructurii critice, cu costuri de operare și mentenanță specifice.

3.3.2. Performanța financiară a Companiei

Instabilitatea evoluției rezultatelor crește de la nivel operațional (EBITDA, EBIT), pe fondul evoluției fluctuante a volumului de energie tarifat, spre profitul net, zona financiară amplificând volatilitatea existentă la nivel operațional pe fondul dependenței ridicate a costurilor de finanțare de anumiți parametri macro ai pieței financiare aflați în afara controlului Companiei, dublate de lipsa protecției, naturale sau financiare, împotriva evoluțiilor nefavorabile ale cursurilor de schimb valutar (EUR, USD, JPY) și ale ratelor dobânzilor interbancare (Euribor, Libor, Robor).

	2011	2012	2013 BVC	2014	2015	2016	2017
VENITURI OPERAȚIONALE [Mii RON]							
A1. Activități cu Profit Permis	1,205	1,170	1,332	1,256	1,289	1,323	1,358
Transport	1,115	1,080	1,205	1,135	1,165	1,195	1,227
Servicii de Sistem Functionale	65	64	69	66	68	69	71
Altele	25	26	58	55	57	59	61
A2. Activități cu Zero-profit	1,927	1,598	1,455	1,480	1,461	1,442	1,425
Servicii de Sistem Tehnologice (pass-through)	719	507	535	480	461	442	425
Piata de Echilibrare (pass-through)	1,189	1,068	920	1,000	1,000	1,000	1,000
Alte venituri	18	23	0	0	0	0	0
TOTAL VENITURI OPERATIONALE (A1+A2)	3,132	2,768	2,788	2,736	2,750	2,765	2,783
▲ %		-11.62%	0.73%	6.49%	0.52%	0.57%	0.63%

TABEL 14 STRUCTURA VENITURILOR (ISTORIC ȘI PREVIZIUNI)

Consiliul de Supraveghere pornește de la premiza unor venituri operaționale constante pentru întreaga perioadă a mandatului său (2013-2017), determinate de continuarea trendului de scădere a consumului intern de energie (4,0% pa), compensată prin creșterea de la an la an a tarifelor aferente serviciilor de transport și de sistem funcțional la nivelul maxim permis de cadrul de reglementare (7% pa).

	2011	2012	2013 BVC	2014	2015	2016	2017
COSTURI OPERATIONALE [Mii RON]							
B1. Activitati cu Profit Permis	(788)	(779)	(877)	(747)	(744)	(751)	(752)
Operarea Sistemului	(290)	(311)	(342)	(287)	(284)	(283)	(281)
Reparatii si Mentenanta	(219)	(173)	(219)	(158)	(168)	(178)	(183)
Costuri de Personal	(156)	(170)	(172)	(173)	(174)	(172)	(171)
Materiale si Consumabile (piese Schimb, Combustibili, Altele)	(8)	(9)	(12)	(10)	(10)	(10)	(10)
Impozite, Taxe si Varsaminte	(13)	(12)	(24)	(25)	(15)	(15)	(15)
Alte Servicii Executate de Terti	(54)	(55)	(78)	(55)	(55)	(55)	(55)
Comision emisiune obligatiuni	0	0	0	(0)	(0)	(0)	(0)
Alte Costuri si provizioane	(48)	(48)	(30)	(40)	(39)	(37)	(37)
B2. Activitati Zero-profit	(1,871)	(1,591)	(1,455)	(1,480)	(1,461)	(1,442)	(1,425)
Servicii de Sistem Tehnologice (pass-through)	(681)	(523)	(535)	(480)	(461)	(442)	(425)
Piata de Echilibrare (pass-through)	(1,189)	(1,068)	(920)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)
B3. Amortizare	(298)	(315)	(341)	(382)	(402)	(422)	(450)
TOTAL COSTURI OPERATIONALE	(2,956)	(2,685)	(2,674)	(2,609)	(2,607)	(2,615)	(2,626)
▲ %		-9.18%	-0.40%	4.36%	-0.09%	0.33%	0.42%

TABEL 15 STRUCTURA COSTURILOR OPERAȚIONALE (ISTORIC ȘI PREVIZIUNI)

Consiliul de Supraveghere urmărește îmbunătățirea performanței financiare a Companiei prin scăderea cheltuielilor operaționale și ameliorarea profitului operațional înainte de dobânzi, taxe și amortizări (EBITDA) prin recuperarea cheltuielii cu amortizarea afectată în ultimii ani de reducerea nivelului punerilor în funcțiune și prin gestionarea rezultatului financiar ca urmare a optimizării mixului de finanțare și a structurii de capital.

3.3.3. Performanța tehnică a Companiei

Conformitatea cu cerințele normate

Performanțele tehnice ale Companiei se încadrează în cerințele din licență și standardele de performanță ANRE.

Pentru respectarea condițiilor de calitate a serviciilor impuse de Licența de Operator de Transport și Sistem și de Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, ANRE a elaborat **Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice**. Transelectrica monitorizează în permanență indicatorii de performanță stabiliți prin respectarea standardului menționat și raportează la ANRE conformitatea cu acesta.

Indicator	2008	2009	2010	2011	2012
Indisponibilitatea medie în timp a LEA și Trafo / AT					
LEA – INDLIN [ore/an]	445,68	372,84	270,0	205,27	203,3
TOTALA					
Neprogramată (accidentală)	6,7	4,79	2,85	14,98	24,72
Programată	0,23	0,30	0,30	0,30	0,30
Trafo / AT – INDTRA [ore/an]	504,66	386,08	628,81	252,06	190,35
TOTALA					
Neprogramată (accidentală)	86,11	90,39	80,56	44,11	9
Programată	442,47	295,69	548,25	207,95	181,35
Număr de incidente	510	687	816	605	609
Energia nelivrată consumatorilor în urma incidentelor produse în RET [MWh]	167,1	69,3	267,936	98,804	137,44
Număr de incidente însoțite de energie nelivrată	16	14	34	15	21
Timp mediu de întrerupere TMI (AIT) [min/an]	1,79	0,81	3,1	1,14	1,53

TABEL 16 INDICATORI DE PERFORMANȚĂ AI NIVELULUI DE CALITATE A SERVICIILOR: PERIOADA 2008-2012

Pentru anul 2012 se constată o reducere semnificativă a indisponibilității medii în timp la trafo/AT, datorată pe de o parte procesului de înnoire a parcului de unități de transformare, iar pe de altă parte îmbunătățirii parametrilor de funcționare pentru unitățile de transformare aflate în exploatare în stațiile electrice, ca efect al programelor de mentenanță și investiții. În general, evenimentele accidentale produse în RET nu au afectat continuitatea alimentării consumatorilor și calitatea energiei electrice livrate.

Pentru a se evalua indicatorii de continuitate a serviciului într-un anumit punct al RET, conform prevederilor **Codului Tehnic al RET**, este necesar să se determine indicatorii de siguranță pentru fiecare nod. Prin calculul acestor indicatori se cuantifică nivelul de continuitate a serviciului pe care îl poate oferi RET, la nivelul barelor stațiilor electrice din zona respectivă.

Cunoscând indicatorii de continuitate a serviciului pe barele RET, se pot calcula indicatori de continuitate în punctele de delimitare față de utilizatori, prin luarea în considerare a indicatorilor de fiabilitate asociați conexiunii fiecărui utilizator (client), care caracterizează continuitatea în funcționare oferită de rețelele electrice care fac legătura între stațiile RET și punctul de racord propriu-zis.

Calculul indicatorilor de siguranță permite atât operatorului de rețea, cât și utilizatorilor, să aprecieze influența modului de conectare la RET a nodului respectiv (prin determinarea nivelului de siguranță asociată), precum și a conexiunii proprii a nodului și a parametrilor de fiabilitate ai echipamentelor (prin determinarea nivelului de siguranță intrinsecă). Aceste elemente sunt folosite în faza de stabilire a soluțiilor optime de dezvoltare a rețelei și de racordare a utilizatorilor la rețea.

Indicatorii de siguranță determinați pentru fiecare din stațiile electrice aparținând Transelectrica sunt următorii:

- durata medie de întrerupere anuală (ore/an);
- numărul mediu de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);
- numărul maxim de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);
- numărul mediu de întreruperi eliminate prin manevre;
- numărul maxim de întreruperi eliminate prin manevre;
- durata maximă a unei întreruperi.

Din analiza rezultatelor obținute se poate constata:

- Retehnologizările de stații prevăzute în etapele analizate conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranță pentru toate stațiile supuse retehnologizării. În cazul în care stația retehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru aceste stații.
- Pentru stațiile retehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a renunțat la bara de transfer, îmbunătățirea este evidentă la numărul de întreruperi și durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de același ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.
- În general, pentru stațiile neretehnologizate, se poate constata modificarea unor indicatori, ca urmare a modificării siguranței asociate. Astfel, efectul retehnologizării stațiilor învecinate este în toate cazurile o oarecare reducere a numărului de întreruperi dar, întrucât parametrii liniilor, în special duratele lor de reparare, au rămas cele din NTE 005/06/00, duratele maxime ale unei întreruperi rămân mari.

În ceea ce privește nivelul de continuitate în furnizarea serviciului, trebuie precizat că pentru stațiile neretehnologizate/ nemodernizate menținerea indicatorilor apropiați de valorile la nivel european se realizează cu costuri sporite la nivelul mentenanței preventive și corective. Indicatorii se vor îmbunătăți, în special în ceea ce privește durata întreruperilor (medie și maximă), prin retehnologizarea/modernizarea liniilor și stațiilor și prin reducerea timpilor de remediere a defectelor, folosind tehnologii și sisteme de management de performanță superioară.

Regimurile de funcționare a rețelei de transport și necesitățile de dezvoltare a acestora pe termen mediu și lung fac obiectul unui proces continuu de analiză și stau la baza Planului de dezvoltare a RET pe 10 ani.

În condițiile actuale de producere și consum al energiei electrice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național, considerând tehnologiile utilizate sau aspecte de legislație, proprietate etc., se urmărește să se promoveze soluții noi, atât de dezvoltare, cât și de management al activelor existente (tipul și dimensionarea conductoarelor LEA, linii multicircuit pentru utilizarea culeșoarelor existente, tehnici de lucru sub tensiune - LST, tratarea online a izolației la unitățile de transformare, pentru reducerea duratelor de retragere din exploatare și evitarea costurilor cu congestiile și consumul propriu tehnologic, aplicarea principiilor de mentenanță bazată pe fiabilitate etc).

Uzura fizică și morală a echipamentelor influențează negativ fiabilitatea, comportarea în caz de incidente, impactul asupra mediului, precizia măsurării parametrilor, costurile cu mentenanța, etc. De asemenea, caracteristicile echipamentelor din stațiile neretehnologizate nu permit implementarea telecomandării în stații.

Dintre aspectele care trebuie luate în considerare amintim:

- numărul mare de stații aflate în diverse stadii de realizare a proiectelor, cu probleme complexe de soluționat, inclusiv pentru diminuarea impactului creat de scoaterea din exploatare a stațiilor în vederea realizării lucrărilor respective;
- diversitatea de soluții tehnice și constructive ale stațiilor existente concepute în conformitate cu normativele în vigoare la data realizării acestora;
- necesitatea aplicării unitare a soluțiilor moderne existente la nivel mondial în activitatea de exploatare/mentenanță/investiții a stațiilor electrice existente și a celor noi sau extinderi ale acestora.

Pentru a sprijini programele de mentenanță/ investiții în cadrul Companiei s-au elaborat o serie de Norme Tehnice Interne care să permită realizarea unui cadru tehnic unitar, promovarea unor soluții standardizate de echipare, precum și promovarea tehnologiilor performante, cu randament crescut, compacte, care să asigure siguranța alimentării și protecția eficientă a mediului înconjurător.

Principalele direcții avute în vedere în alegerea noilor echipamente și soluții sunt:

- echipamente primare compacte și nepoluante, cu impact redus asupra mediului;
- întreruptoare cu putere și viteză de rupere a arcului mărite, permițând creșterea vitezei și selectivității eliminării defectelor;

- sisteme de protecții rapide, selective, cu logică flexibilă și complexă, controlabile de la distanță;
- transformatoare cu pierderi în cupru și în fier reduse;
- conductoare cu limita termică admisibilă mărită, permițând creșterea capacității de transport în situațiile în care nu se poate asigura în timp util construcția de linii suplimentare.

Pierderi de energie în rețea (CPT)

Unul dintre cele mai sensibile elemente ale cadrului de reglementare este reprezentat de nivelul pierderilor de energie în rețea, exprimat ca pondere în energia introdusă în RET, pierderi care în perioada 2008-2012, au fost reglementate pe o dinamică anuală descendentă, neconfirmată de evoluția efectivă.

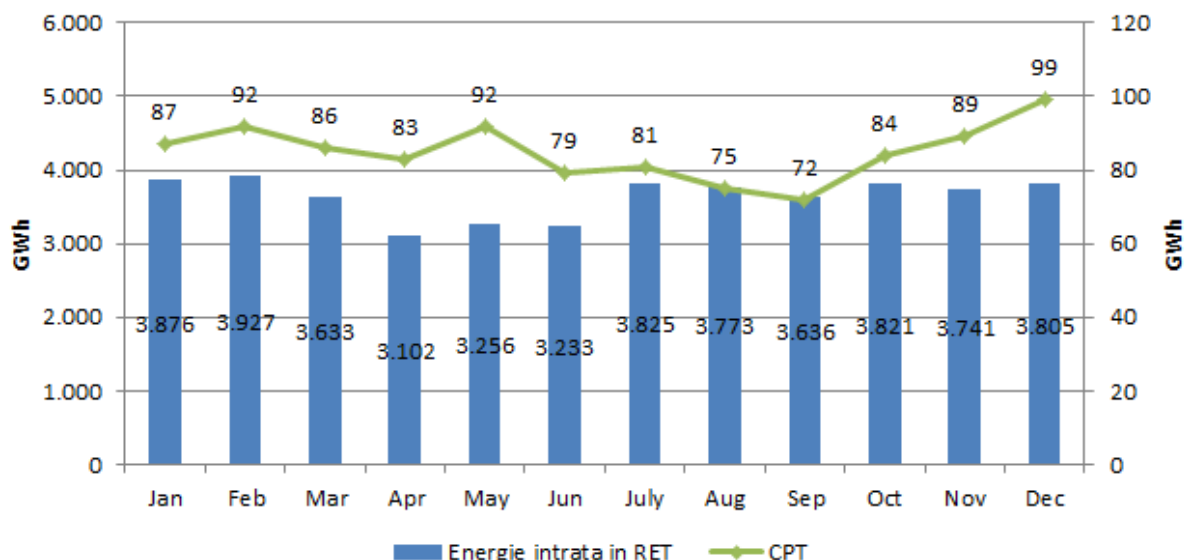
Factorii determinanți pentru nivelul acestor pierderi se situează în afara controlului Companiei (circulațiile de puteri în regimurile staționare, îndeosebi în perspectiva integrării masive în SEN a surselor regenerabile de energie – decisive pentru nivelul pierderilor termice; condițiile meteorologice - decisive pentru nivelul pierderilor Corona), iar soluțiile structurale identificate au potențialul de a aduce doar beneficii minore în raport cu efortul investițional masiv necesar și cu presiunea financiară substanțială care ar fi creată asupra tarifului de transport.

Diferența existentă la nivelul CPT, între valorile realizate și cele recunoscute în tarif, are la bază ancorarea deficitară a cerințelor de performanță impuse atât în restricțiile/limitele de ordin tehnic cât și în dimensiunea financiară a serviciului public de transport al energiei electrice.

An	CPT		Energie	CPT
	(pondere în energia intrată în RET)		(cantitate intrată în RET)	(cantitate realizată)
	ANRE*	Realizat		
	%	%	GWh	GWh
2008	2,10%	2,28%	43.716	996
2009	2,05%	2,55%	38.940	993
2010	2,00%	2,69%	41.605	1.119
2011	1,92%	2,48%	43.554	1.081
2012	1,85%	2,34%	43.628	1.018
2013 6 luni	2,00%	2,75%	19.779	544
ESTIMĂRI 2014 – 2017				
2014		2,40%	49,63	925
2015		2,40%	48,14	897
2016		2,40%	46,70	870
2017		2,40%	45,30	844

TABEL 17 EVOLUȚIE CPT (ISTORIC ȘI PREVIZIUNI)

*nivel recunoscut de autoritatea de reglementare în tariful de transport



FIGURĂ 3 EVOLUȚIA CPT COMPARATIV CU ENERGIA INTRATĂ ÎN RET ÎN ANUL 2012

Din datele statistice corespunzătoare ultimilor 10 ani, procentul mediu realizat pentru CPT în RET a fost de **2,545 %** din energia intrată în RET, cu un minim de 2,105% (2007 – an cu producție hidro mică și cu producție semnificativă în Brăila, Borzești, Iernut) și un maxim de 3,032 % (2001).

Necesitatea respectării Țintelor naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie (în principal centrale eoliene), în condițiile în care cererile de racordare de centrale clasice se află într-o zonă cu excedent de generație (Dobrogea și Moldova, zone cu producție semnificativă la nivelul consumului în special în perioadele de gol), va conduce cel mai probabil la glisarea centrului de greutate al parcului național de producție spre zona sud-estică creându-se premise pentru creșterea pierderilor în transportul energiei electrice spre zonele de consum. Analiza circulațiilor de puteri pentru regimurile staționare corespunzătoare integrării masive în SEN a surselor regenerabile a condus la concluzia că această integrare va avea ca efect creșterea CPT în RET; un studiu ISPE afirmă că la capacitate instalată de 4.000 MW regenerabile în zona de est, pierderile cresc cu valori de până la cca 600 MWh/h.

CPT în RET este puternic influențat de factori care **nu sunt sub controlul Transelectrica** (condiții meteorologice, piața de energie electrică etc).

Concluziile studiului ISPE „Studiul privind factorii care influențează CPT în RET și modalități de reducere a acestora” (studiu transmis la ANRE) evidențiază faptul că prin aplicarea cumulată a măsurilor de reducere a CPT prin investiții pentru înlocuirea tuturor unităților de transformatoare, a bobinelor cu pierderi mari și pentru utilizarea conductoarelor de capacitate

mărită în LEA 400kV 2x450 mmp existente, investiție estimată la **690 milioane Euro, procentul CPT din energia intrată în conturul RET ar fi putut ajunge la valoarea de 2,01% în anul 2009, față de 2,43% cât s-a realizat.** Durata de recuperare a investiției rezultată depășește 20 de ani, ceea ce nu justifică din punct de vedere economic investiția.

Analiza Transelectrica privind reducerea costurilor generate de CPT pentru orizontul de timp 2011-2022, prezentată ANRE prin scrisoarea nr. 728/18.01.2011 evidențiază necesitatea unui efort investițional major fără o reducere semnificativă a CPT.

Soluțiile structurale (de infrastructură) de reducere a ponderii CPT, identificate de studiile elaborate atât la nivel intern cât și de companii de inginerie specializate (ISPE), indică un raport cost-beneficiu nefavorabil. Reducerea pierderilor reclamă eforturi investiționale/financiare substanțiale nejustificabile prin prisma beneficiilor obținute, un asemenea proiect major nefiind viabil din punct de vedere economic.

Consiliul de Supraveghere a luat în calcul nivelul mediu de 2,4% pentru CPT pentru perioada de prognoză aferentă mandatului său (2013-2017) pe baza istoriei ultimilor ani. CPT este într-o mică măsură controlabilă de Companie, cu atât mai mult cu cât reglementări recente (ordinul ANRE nr. 59/2013) sunt în măsură să introducă obligativitatea operatorului de transport să preia în operare anumite rețele de distribuție la 110 kV.

Inovație

Pentru fiecare proiect, Transelectrica adoptă soluții care urmăresc reducerea impactului asupra mediului înconjurător, în funcție de ultimele performanțe tehnologice accesibile și legislația în vigoare. Compania urmărește câteva direcții strategice care au drept scop creșterea eficacității și eficienței serviciului prestat:

- realizarea mentenanței bazate pe fiabilitate a RET;
- reducerea cheltuielilor cu reparațiile și mentenanța pe baza unui program susținut de investiții;
- implementarea tehnologiilor noi performante;
- promovarea telecomandării instalațiilor din stațiile Transelectrica;
- asigurarea infrastructurii de conducere prin dispecer adecvate nivelului de dezvoltare a pieței de energie electrică.

Participarea României la efortul european de cercetare-dezvoltare și progres tehnologic este în medie modestă. În ceea ce privește echipamentele și materialele din circuitele primare ale RET se poate vorbi de tehnologii mature și un progres tehnologic lent; în schimb domeniul ITC

rămâne unul de puternic progres tehnologic, cu uzura morală intensă și canibalizarea tehnologiilor vechi de către cele noi.

Cu excepția componentelor pentru LEA, echipamentele primare și secundare necesare stațiilor RET sunt în imensă majoritate produse în afara României.

Având în vedere incertitudinile privind evoluția sistemului și a cadrului economic, se caută soluții de dezvoltare a rețelei robuste și flexibile, care să facă față mai multor scenarii posibile, diminuând astfel riscurile.

Smart grids, concept apărut în ultimii ani se bucură de multă atenție la nivel european și nu numai (programe ambițioase în SUA, Japonia, China); pentru prezent se poate vorbi de un progres mai mare în zona de distribuție (pe linie de *smart metering*) față de zona de transport.

Un ultim raport Eurelectric, *Utilities – powerhouses of innovation*, subliniază că în fața unor schimbări profunde și accelerate, inovația este imperativă pentru companiile de utilități (evident și a celor de tip OTS) și aceasta implică cheltuirea unor fonduri masive (estimate la 70 mld. Euro

În concepția Uniunii Europene, pentru facilitarea creerii pieței unice de energie pan-europene, se vor dezvolta proiecte de interes comun (PIC) pe anumite coridoare pe axele N-S și E-V CE. Aceste proiecte vor face parte din viitoarea rețea de transport Pan-Europeană cunoscută sub numele de „Electricity Highways”. Transelectrica contribuie alături de alți parteneri la proiectul „Electricity Highway 2050” finanțat de comisia europeană).

3.3.4. Investiții și direcții de dezvoltare

Planificarea RET urmărește menținerea, în condiții de eficiență economică, a calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național, în conformitate cu reglementările în vigoare și cu standardele asumate în comun, la nivel european, de operatorii de transport asociați în cadrul ENTSO-E.

Transelectrica dezvoltă și modernizează rețeaua de transport pentru a asigura adecvarea acesteia la necesități rezultate din evoluția SEN:

- evoluția consumului;
- apariția unor noi grupuri producătoare;
- evoluția cererii pentru schimburile de energie electrică transfrontaliere;
- uzura fizică și morală a echipamentelor de transport;
- retragerea din exploatare a unor capacități de producție;
- creșterea volatilității fluxurilor de putere în rețea.

În cazul identificării unei necesități de dezvoltare a RET, selectarea soluțiilor se face în urma unei analize cost/beneficiu bazate pe evaluarea unor indicatori tehnici și economici specifici.

Din punct de vedere tehnic, având în vedere incertitudinile privind evoluția sistemului și a cadrului economic, se caută soluții robuste și flexibile, care să facă față mai multor scenarii posibile, diminuând astfel riscurile.

Pentru fiecare proiect, se are în vedere reducerea impactului asupra mediului înconjurător, în funcție de ultimele performanțe tehnologice accesibile și legislația în vigoare.

Sunt de asemenea urmărite câteva direcții strategice care au drept scop creșterea eficacității și eficienței serviciului prestat:

- implementarea tehnologiilor noi performante;
- promovarea teleconducerii instalațiilor din stațiile Transelectrica;
- asigurarea infrastructurii adecvate în concordanță cu nivelul de dezvoltare a pieței de energie electrică;
- promovarea soluțiilor tehnice și de exploatare care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- reducerea congestiilor în RET.

În scopul aplicării principiului dezvoltării și utilizării optime a sistemului de transport s-a implementat structura tarifului zonal de transport, care include semnale locaționale pentru a stimula:

- amplasarea noilor consumatori, de preferință, în zonele excedentare ale sistemului;
- amplasarea noilor producători, de preferință, în zonele deficitare ale sistemului;
- utilizarea cât mai eficientă a capacităților de transport existente.

Implementarea tarifului zonal de transport nu a reprezentat totuși un stimulent suficient de puternic care să determine producătorii/consumatorii să se amplaseze în zone deficitare/excedentare, alegerea amplasamentului fiind condiționată de disponibilitatea surselor primare, terenului, forței de muncă, de distanță față de punctul de racordare la rețea etc.

Dezvoltarea RET se face în conformitate cu cerințele și prioritățile prevăzute în strategia și politica energetică națională. Acestea constituie referințe determinante pentru identificarea direcțiilor prioritare și prognoza tendințelor de evoluție a sectorului energiei avute în vedere la planificare.

Consiliul de Supraveghere recunoaște presiunea investițională determinată de evoluția SEN din ultima perioadă de reglementare și a luat în calcul o accelerare a programului de investiții în conjuncție cu reducerea corespunzătoare a programului de mentenanță.

3.3.5. Programul de asigurare a mentenanței

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1970, la nivelul tehnologic al aceluia deceniu. Este de remarcat, însă, că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de dezvoltare, re tehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

Activitatea de mentenanță se înscrie în concepția Transelectrica de management al activelor și este, conform practicii mondiale, componentă a acestuia. Acest tip de management este un concept modern, aplicat pe scară largă de companii de transport al energiei electrice și nu numai, concept ce pornește de la operarea și mentenanța instalațiilor existente, cu scopul minimizării costurilor și maximizării performanțelor, până la gestionarea activităților, în vederea sporirii profitabilității pe termen mediu și lung, asigurând totodată calitatea serviciului la cele mai înalte standarde, în condiții acceptabile de risc.

În desfășurarea activității de mentenanță, Transelectrica se supune obligațiilor legale și reglementărilor emise de către ANRE.

Activitatea de mentenanță, desfășurată în conformitate cu Regulamentul de conducere și organizare a activității de mentenanță aprobat cu Ordinul ANRE nr. 35/2002, respectiv cu Programul de Asigurare a Mentenanței, trebuie să mențină siguranța în funcționare a RET în contextul funcționării SEN în ansamblu, cu considerarea aspectelor economice.

Punerea în aplicare a PAM și gestionarea activității de mentenanță se realizează de către personalul Companiei în baza procedurilor operaționale, prescripțiilor, fișelor tehnologice, normelor tehnice interne și a instrucțiunilor de lucru specifice. Programul de Asigurare a Mentenanței, întocmit conform prevederilor ANRE, are în vedere următoarele scopuri, urmărite prin activitatea desfășurată în domeniul mentenanței:

- respectarea cerințelor ANRE privind desfășurarea activității de mentenanță de către titularii de licență, reglementate prin Regulamentul de conducere și organizare a activității de mentenanță;
- stabilirea strategiei, a obiectivelor pe termen mediu și lung, a responsabilităților, cerințelor și a modului de îndeplinire a acestora, privind asigurarea desfășurării activității de mentenanță în cadrul Transelectrica;
- prezentarea criteriilor de performanță aferente activității de mentenanță și identificarea costurilor;
- respectarea cerințelor normativelor specifice în vigoare;

- elaborarea, emiterea și actualizarea regulamentelor, procedurilor, instrucțiunilor, programelor, fișelor tehnologice specifice unor activități și/sau unor domenii proprii mentenanței în cadrul RET;
- stabilirea condițiilor specifice care trebuie cuprinse în contractele încheiate cu unități prestatoare de mentenanță.

Principiile generale ale strategiei de mentenanță aplicate în cadrul Transelectrica sunt:

- utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță, în conformitate cu prevederile legale;
- organizarea pe programe/proiecte/categorii de instalații a Programului de mentenanță al Companiei;
- corelarea Programului de mentenanță cu Programul de investiții (re tehnologizare/modernizare/dezvoltare) cuprins în Planul de afaceri al Companiei și în Planul de dezvoltare al RET;
- integrarea în derularea proiectelor a principiilor rezultate din sistemul de asigurare a calității, protecției mediului înconjurător, conceptul de securitate, inclusiv securitatea și sănătatea muncii, situații de urgență;
- considerarea rolului și importanței RET ca infrastructură critică a pieței de energie electrică la stabilirea concepției de management performant al activelor și implicit de mentenanță.

Pe baza aplicării acestor principii rezultă Programul Anual de Mentenanță (PAM).

La realizarea programelor anuale de mentenanță se acordă prioritate lucrărilor/serviciilor care conduc la mărirea gradului de siguranță în exploatare a instalațiilor, finalizării lucrărilor/serviciilor contractate și a celor care contribuie la buna funcționare a instalațiilor. De asemenea trebuie avută în vedere și perspectiva implementării programului de telecomandă și supraveghere a instalațiilor electrice, care necesită reabilitarea echipamentelor electrice, ceea ce va conduce în viitor la reducerea cheltuielilor de personal și exploatare.

Noua abordare a activității de mentenanță a impus stabilirea unor principii în cadrul unei strategii complexe care să conducă la îndeplinirea obiectivelor strategice ale acestei activități, ca suport pentru îndeplinirea obiectivelor Companiei.

Obiectivele specifice stabilite prin strategia de mentenanță sunt cuantificate printr-un set de indicatori – KPI (*Key Performance Indicators*), care pot fi folosiți pentru monitorizarea performanțelor activității de mentenanță. De asemenea, acești indicatori pot fi utilizați și pentru o analiză a componentelor activității în care sunt necesare anumite măsuri de îmbunătățire. Indicatorii sunt cuantificabili și pot acoperi aspecte tehnice (de exemplu, cu referire la

consecințele evenimentelor accidentale de tip incidente care pot apărea în funcționarea RET sau la acțiunile de mentenanță planificată) și aspectele economice, după cum urmează:

- indicatori tehnici: indisponibilitatea accidentală și planificată a instalațiilor (trafo/AT, respectiv LEA), energia nelivrată consumatorilor (întreruptă) în urma evenimentelor accidentale produse în RET, Timpul Mediu de Întrerupere (AIT);
- indicatori economici: costurile de mentenanță.

Pentru respectarea condițiilor de calitate a serviciilor impuse de Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice și de Licența de Operator de Transport și Sistem, Compania derulează un program riguros de mentenanță pentru a menține starea tehnică a instalațiilor din componența RET. Programul de mentenanță are ca principal obiectiv creșterea siguranței în funcționare a RET în vederea evitării unor situații care pot conduce la evenimente accidentale nedorite, atât pentru rețelele electrice, cât și pentru populație sau mediu.

De asemenea, au fost elaborate programe de mentenanță cu un anumit specific, cum ar fi: reabilitare întreruptoare/separatoare/unități de transformare, urmărire și consolidare stâlpi în pericol, realizare servicii/lucrări în tehnologie LST cu scopul reducerii consumului propriu tehnologic și diminuării congestiilor etc. urmărindu-se asigurarea în acest fel a siguranței în funcționare a SEN.

O pondere importantă din serviciile/lucrările de mentenanță o are mentenanța minoră, adică cea de rutină și anume inspecțiile tehnice, reviziile tehnice și reparațiile de mică amploare rezultate în urma acestora, precum și cele după evenimente accidentale - incidente sau cele de prevenire a acestora, care presupun abilități tehnice deosebit de ridicate, dotare și organizare corespunzătoare în teritoriu, se derulează prin intermediul SMART, filială deținută integral de Companie și creată special pentru acest gen de servicii/lucrări.

Lucrările de mentenanță majoră (lucrări de reparații curente și capitale) sunt efectuate pe baze contractuale, prin proceduri concurențiale, conform legii, de către societăți specializate și atestate conform legislației în vigoare.

Consiliul de Supraveghere are în vedere faptul că lucrările de mentenanță majoră de genul celor de tip RK să fie reconsiderate și încadrate în programul de investiții. Reducerea preconizată cu circa 249 milioane lei a cheltuielilor cu mentenanță și reparațiile, față de planul de asigurare a mentenanței (PAM) actual va îmbunătăți profitabilitatea Companiei. Efectul pe termen lung se va manifesta pe măsură ce efortul investițional sporit se va converti în puneri în funcțiune (PIF-uri), respectiv va contribui la stoparea tendinței de scădere a bazei de active reglementate (BAR-ului).

Pentru programarea și planificarea serviciilor/lucrărilor, având în vedere prioritățile stabilite, se întocmesc programe de servicii/lucrări de mentenanță, pe termen scurt, mediu și lung, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Sunt cuprinse cu prioritate următoarele obiective:

- prioritizarea lucrărilor/serviciilor care conduc la mărirea gradului de siguranță în exploatare a instalațiilor;
- finalizarea lucrărilor/serviciilor contractate în anul precedent;
- corelarea realizării lucrărilor de mentenanță cu lucrările de rețehnologizare / modernizare / dezvoltare.

Stabilirea programului de mentenanță pe termen lung se face pe baza unor analize multicriteriale, prin care acțiunile de mentenanță majoră se orientează, prioritar, la instalațiile de transport al energiei electrice care realizează:

- interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine;
- conexiunile între zone de sistem sau între stații electrice importante;
- evacuarea puterii de la marii producători;
- alimentarea zonelor importante de consum (se are în vedere și creșterea capacității de transport).

Programul de mentenanță pentru LEA și pentru stații electrice se elaborează în corelare și, de asemenea, așa cum este prevăzut în strategia de mentenanță, corelat cu programul de investiții (avându-se în vedere, de exemplu, executarea de lucrări de conexiuni speciale, de tranzitare a unor zone geografice dificile, racordarea la RET a noilor utilizatori etc). Cu prioritate se execută lucrări pentru evitarea unor situații de urgență create de inundații, alunecări de teren, vandalisme etc.

În cadrul programelor de mentenanță desfășurate în RET s-au inclus și lucrări de mentenanță majoră, pe baza unor proiecte tip Master Plan, care privesc stația sau LEA în totalitate, având în vedere lucrări efectuate practic la toate ansamblurile funcționale și care asigură în același timp, prin componenta de investiții, modernizarea sau rețehnologizarea și pregătirea stațiilor pentru telecomandă.

Datorită evoluției tehnologice extrem de rapide și în condițiile în care durata de viață a majorității echipamentelor a depășit 30 de ani, s-au inclus prin programul de investiții componente de modernizare și rețehnologizare, care asigură funcționalitatea la nivelul tehnicii actuale, prin înlocuirea elementelor uzate moral și/sau fizic și adăugarea unor elemente (facilități) suplimentare, inclusiv introducerea de noi tehnologii.

Evoluția cheltuielilor de mentenanță minoră și majoră în perioada 2009-2012 este prezentată în tabelul de mai jos.

Tip mentenanță [RON]	2012	2011	'12/'11 [%]
Majoră	12.095.099	30.644.585	▼ 60,5
Minoră	126.059.754	153.591.480	▼ 17,9
TOTAL	138.154.853	184.236.065	▼ 25,0

TABEL 18 EVOLUȚIE CHELTUIELI DE MENTENANȚĂ MINORĂ ȘI MAJORĂ: PERIOADA 2009-2012

Ierarhizarea acțiunilor de mentenanță, a lucrărilor de reabilitare și a propunerilor de investiții (re tehnologizare/modernizare/dezvoltare) se realizează prin analize multicriteriale ce au în vedere: interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine - corespunzător obiectivului de îndeplinire a condițiilor tehnice de interconexiune cu sistemele europene, starea tehnică în vederea creșterii calității serviciului prestat utilizatorilor RET, a eficienței în funcționare a RET și a eficienței în funcționare a instalațiilor Companiei, importanța stațiilor, volumul energiei electrice transportate, precum și deservirea unui client strategic, ca și prin analize calitative de risc.

MENTENANTA [Mil RON]	2009	2010	2011	2012	2013 BVC	2014	2015	2016	2017
RETEA	152	131	184	138	151	110	120	130	135
- majora (RK, RC)	80	48	31	12	38	13	29	39	42
- minora (SMART)	72	83	154	126	113	97	91	91	93
IT&C	32	30	34	39	68	48	48	48	48
- TELETRANS	28	27	30	30	30	31	31	31	31
- alți furnizori de mentenanță IT&C	4	4	4	4	8	5	5	5	5
- sisteme de Securitate	0	0	0	5	30	12	12	12	12
TOTAL MENTENANȚA	184	161	218	177	219	158	168	178	183

TABEL 19 CHELTUIELI DE MENTENANȚĂ

3.3.6. Planul de dezvoltare a RET

Planul de perspectivă a RET – perioada 2010 – 2014 și orientativ 2019 a primit avizul ANRE nr. 3/12 august 2011 și aprobarea MECMA în 31 august 2011. În aprilie 2012 a fost finalizat și transmis spre avizare la ANRE Planul de perspectivă a RET – perioada 2012-2016 și orientativ 2021. Acesta prevede următoarele volume de investiții:

Mil RON	An tranziție	Perioada de reglementare III (2014-2017)					
	2013 BVC	2014	2015	2016	2017	2017	Total
TOTAL	330	458	460	464	467	449	2,298

TABEL 20 PROGRAM DE INVESTIȚII

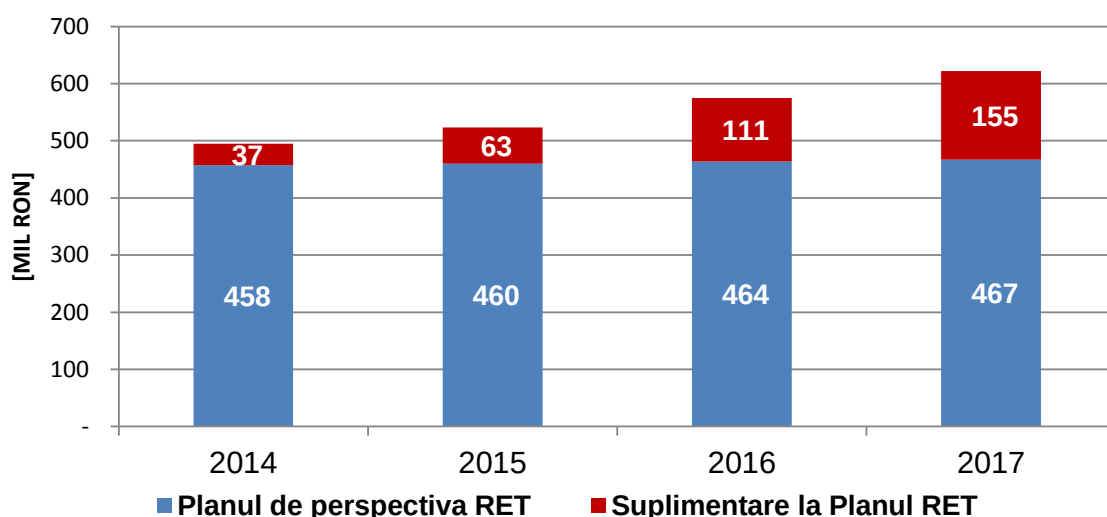
*Nu sunt incluse investițiile de conectare la RET a noilor utilizatori, finanțabile din tarif de racordare

Prioritățile identificate pentru următoarea perioadă de zece ani au fost următoarele:

- integrarea în SEN a grupurilor noi preconizate, incluzând un volum important de centrale bazate pe surse regenerabile, corelat cu nivelul Țintelor naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electrică în anii 2010, 2015 și 2020: 33%, 35% și, respectiv, 38% și cu prognoza Guvernului în PNAER de 4.000 MW instalați în centrale electrice eoliene în 2020;
- asigurarea infrastructurii de transport și conducere a SEN necesară evitării congestiilor de rețea, în sprijinul dezvoltării pieței de electricitate (energie și servicii) și integrării acesteia în piața internă europeană, conform cerințelor UE;
- rețehnologizarea și modernizarea, la înalt nivel tehnic, a stațiilor electrice, în funcție de vechimea echipamentelor și importanța stațiilor;
- creșterea eficienței energetice prin minimizarea pierderilor de energie electrică.

Programul de dezvoltare a RET nu acoperă în întregime necesitățile, în special din punct de vedere al termenelor de finalizare a proiectelor, care depășesc uneori orizontul de timp în care este preconizată finalizarea noilor capacități de producție. Necesarul estimat este mult mai mare, deci deficitul de resurse este important.

RET este proprietate publică a statului, concesionată Transelectrica. Conform prevederilor legale, calitatea de concesionar obligă la păstrarea activelor concesionate cel puțin la nivelul tehnic la care au fost preluate și, după caz, la un nivel tehnic superior corespunzător dezvoltării tehnologice. În consecință, lucrările de modernizare și rețehnologizare reprezintă o categorie importantă de investiții finanțate din tarif.



TABEL 21 PROGRAM INVESTIȚII AJUSTAT

Consiliul de Supraveghere are în vedere reconsiderarea tuturor instrumentelor de planificare pe termen lung (Planul de dezvoltare RET, Planul de investiții, Planul de asigurare a mentenanței (PAM) etc.) în sensul actualizării și corelării acestora din perspectiva eliminării „deficitelor” (în general de finanțare) și ancorării lor în realitatea economică concretă. Diversele instrumente de prognoză trebuie completate cu perspectiva financiară și cu identificarea unor soluții concrete de finanțare și cu specificarea duratelor „reale” de implementare, pentru a deveni instrumente de lucru cu adevărat utile.

Ca urmare a modificărilor semnificative preconizate pentru perioada următoare în structura parcului de producție, în special ca urmare a dezvoltării producției bazate pe resurse regenerabile și a instalării a două noi unități nucleare, devine o preocupare majoră extinderea și consolidarea RET pentru a face față noilor fluxuri de putere.

Până în prezent, de la semnarea Contractului de concesiune, statul nu a alocat surse directe bugetare, care să suplimenteze tariful.

Acest lucru se corelează cu faptul că, potrivit prevederilor legale, până la apariția noii Legi a energiei (nr. 123/2012), Planul de perspectivă era orientativ și nu normativ. Acceptarea investițiilor și recunoașterea noilor active în BAR, generatoare de venituri din tarif, este decizia ANRE. Legea 123/2012 face trimitere în art. 37 asupra obligațiilor de finanțare / garantare din partea proprietarului rețelei de transport.

Consiliul de Supraveghere are în vedere diversificarea surselor de finanțare, îmbunătățirea lichidității și a vizibilității surselor de finanțare pe termen scurt și mediu și implementarea unor soluții de protecție împotriva riscului valutar. Consiliul de Supraveghere urmărește asigurarea independenței și suficienței surselor de finanțare în vederea accelerării planului de investiții în modernizarea și retehnologizarea RET, atât din perspectiva asigurării siguranței în funcționare a SEN, cât și pentru reducerea costurilor de exploatare și îmbunătățirea performanței financiare a Companiei.

INDICATORI		2012		2014	2015	2016	2017
Datoria bancara	MIL RON	1.153		1.038	979	973	1.000
Sold obligatiuni	MIL RON	0		400	600	750	900
Datoria bancara in structura datoriei	%	100%		72%	62%	56%	53%
Sold obligatiuni in structura datoriei	%	0%		28%	38%	44%	47%

TABEL 22 STRUCTURA DATORIEI

Strategia de administrare a Consiliului de Supraveghere urmărește accelerarea investițiilor în modernizarea și rețehnologizarea RET și pentru creșterea capacității de interconexiune cu țările vecine, atât din perspectiva asigurării siguranței SEN, cât și pentru facilitarea exporturilor de energie electrică. Astfel, Consiliul de Supraveghere propune accelerarea programului de investiții cu circa 437 milioane lei peste nivelul din Planul de perspectivă RET aferent perioadei mandatului său (2014-2017)

3.4. Evoluția acțiunilor pe BVB

Acțiunile Transelectrica se tranzacționează cu simbolul TEL la categoria I a pieței reglementate a BVB. Evoluția prețului acțiunilor Transelectrica la BVB de la momentul listării până la momentul elaborării acestui document este prezentată în continuare:



FIGURĂ 4 EVOLUȚIE COMPARATIVĂ PREȚUL ACȚIUNILOR TRANSELECTRICA VS. INDICI BVB

BET-C - Indice bursier local compozit, urmărește evoluția de ansamblu a tuturor companiilor listate la BVB

BET - Indice bursier local *blue-chips*, urmărește evoluția celor mai capitalizate și lichide 10 companii listate la BVB

Acțiunea Transelectrica (TEL) este inclusă în indicii bursieri locali BET și ROTX (indici blue-chip), BET-NG (indice sectorial energie), precum și în indicii internaționali Dow Jones Wilshire Global Indexes (Global Total Market Index, Electricity Index, România Index). Prezența în componența indicilor bursieri contribuie la creșterea vizibilității Companiei și creează premisele

atragerii fondurilor de investiții care își formează și mențin portofoliile în funcție de structura indicilor (*index-tracker funds*).

Evoluția acțiunii TEL a fost corelată cu dinamica de ansamblu a pieței, fiind marcată însă de o volatilitate relativ ridicată, atipică profilului defensiv caracteristic companiilor de utilități.

Repere ale evoluției istorice a prețului acțiunii:

	Preț/acțiune (RON)	Capitalizare (Mil. RON)	Randament față de IPO	Randament față de prima zi BVB	Randament față de SPO
Maxim istoric	49,30	3.614	193%	116%	N/M
Minim istoric	8,55	627	-49%	-63%	N/M
31-iulie-2013	12,99	952	-23%	-43%	-13%

TABEL 23 EVOLUȚIA ISTORICĂ A PREȚULUI ACȚIUNII

IPO = Ofertă publică inițială derulată în anul 2006 de Transelectrica (preț de vânzare = 16,8 RON/acțiune)

Prima zi de tranzacționare (preț de închidere = 22,8 RON/acțiune)

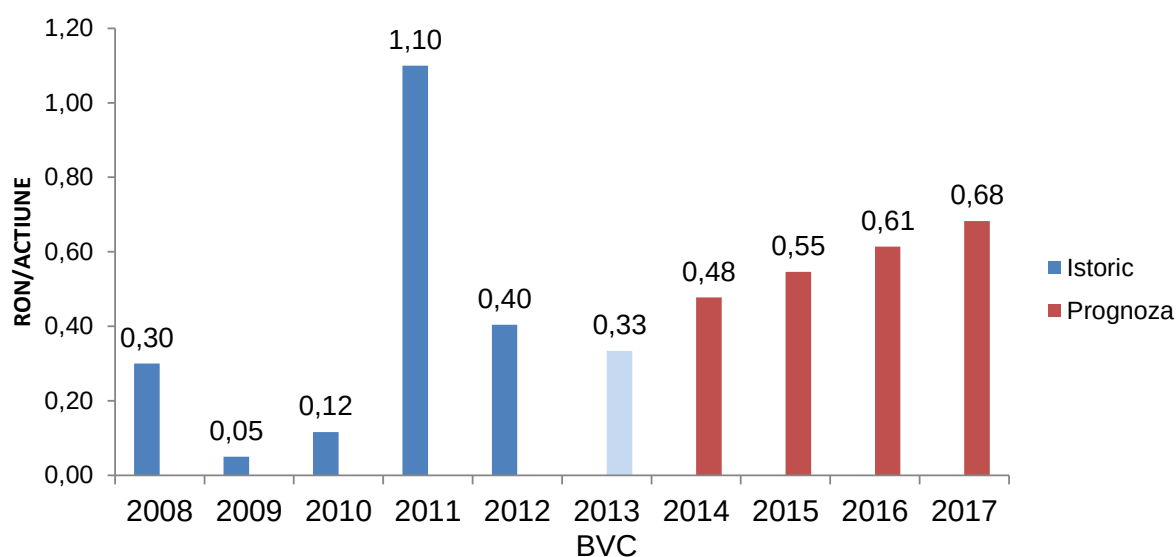
SPO = Ofertă publică secundară derulată în anul 2012 de Guvernul României (preț de vânzare = 14,9 RON/acțiune)

Din punct de vedere al valorii de piață a Companiei, Transelectrica reprezintă în prezent cca. 1% din capitalizarea totală a companiilor listate la BVB. Capitalizarea bursieră totală are un grad înalt de concentrare, fiind dominată de un număr restrâns de companii din sectorul financiar (Erste Bank, Fondul Proprietatea, BRD-GSG) și de sectorul petrol și gaze (OMV Petrom).

Factorii sistemici (evoluția piețelor de capital externe, retragerile/intrările investitorilor străini din/în piețele emergente) au constituit elementele majore care au conturat evoluția acțiunii TEL. Separat de factorii de sistem, cauzele posibile care au generat volatilitatea ridicată a acțiunii TEL sunt localizate la nivelul următoarelor elemente:

- Neconfirmarea caracteristicilor fundamentale care definesc modelul acțiunii defensive:
 - Instabilitatea în timp a rezultatelor financiare raportate de Companie, instabilitatea fluxului de dividende distribuite
 - Predictibilitatea redusă a rezultatelor financiare
 - Profitabilitate inferioară în raport cu rentabilitatea reglementată
- **Lichiditatea de piață scăzută** pe fondul unui procent redus al free-float-ului, respectiv o pondere limitată a acțiunilor care sunt tranzacționate activ nefiind deținute în pachete importante de acționari cu interese de deținere pe termen lung (până în 2012 doar 10-13%

din numărul total al acțiunilor Companiei s-au tranzacționat activ stabilind valoarea de piață a Companiei; în 2012 procentul a crescut la 28% odată cu finalizarea cu succes a vânzării către public a unui pachet de 15% din totalul acțiunilor Companiei, de Guvernul României).



FIGURĂ 5 EVOLUȚIA DIVIDENDULUI PE ACȚIUNE

Importanța cursului bursier: valoarea de piață a acțiunilor reprezintă limita maximă în stabilirea prețului de vânzare în tranzacțiile de atragere de finanțare prin emisiuni noi de acțiuni. Compania nu va putea vinde acțiuni la prețuri mai mari decât prețul pieței la momentul emisiunii. Astfel, dincolo de obligația implicită de protejare și creștere a valorii investiției acționarilor, Transelectrica este interesată să mențină atractivitatea acțiunilor în vederea obținerii unor condiții avantajoase de finanțare.

Consilul de supraveghere vizează creșterea valorii acțiunilor Companiei prin ameliorarea performanței financiare și prin diversificarea surselor de finanțare care să permită o predictibilitate mai bună asupra plăților de dividende. Consilul de supraveghere propune alocarea de dividende de 170 milioane lei aferente exercițiilor financiare ale mandatului său (2013-2017).

3.5. Guvernanță corporativă

Definirea și rolul guvernantei corporative în Transelectrica

Pentru o analiză completă asupra modului de îndeplinire a misiunii Transelectrica, trebuie luate în considerare toate părțile implicate și afectate în/de desfășurarea activității acesteia, cu alte cuvinte, trebuie analizat atât mediul intern cât și cel extern Companiei. Acest tip de analiză se realizează prin *intermediul guvernantei corporative*.

Guvernanța corporativă se referă la promovarea corectitudinii, transparenței și responsabilităților, fiind definită în conformitate cu OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, drept „ansamblul de reguli care guvernează sistemul de administrare și control în cadrul unei întreprinderi publice, raporturile dintre autoritatea publică tutelară și organele întreprinderii publice, între consiliul de administrație/de supraveghere, directori/Directorat, acționari și alte persoane interesate”.

În calitate de companie listată la Bursa de Valori București, Transelectrica aplică atât legislația și standardele de transparență solicitate de normele și reglementările în vigoare, cât și cele mai bune practici de guvernanță corporativă, cu scopul de a construi un parteneriat pe termen lung bazat pe respect și încredere cu acționarii și celelalte părți interesate în activitatea Companiei.

Guvernanța corporativă în cadrul Transelectrica, implică buna derulare a relației cu toate părțile implicate în activitatea Companiei și urmărirea atingerii obiectivelor Companiei. Guvernanța corporativă este utilizată în scopul verificării concordanței dintre obiective și rezultate, cât și pentru motivarea Companiei de a-și îmbunătăți activitatea prin alinierea comportamentelor diferite ale tuturor părților interesate.

Structurile Guvernanței corporative în Transelectrica

Începând cu anul 2012, Transelectrica este o companie administrată în sistem dualist, având un Consiliu de Supraveghere al cărui membri sunt numiți de AGA și un Directorat care își exercită atribuțiile sub controlul Consiliului de Supraveghere.

Prin intermediul condițiilor privind constituirea Consiliului de Supraveghere, OUG nr. 109/2011 impune exigențele necesare în ceea ce privește competența, profesionalismul și performanța membrilor Consiliului de Supraveghere, pe care îi responsabilizează în mod concret în actul de administrare, impunându-le asumarea obiectivelor Companiei și transpunerea lor în Planul de administrare, pe care AGA îl analizează și aprobă.

Consiliul de Supraveghere funcționează în baza propriului Regulament de Organizare și Funcționare care este supus aprobării AGA, drepturile și obligațiile membrilor fiind stipulate în Contractul de Administrare încheiat cu reprezentantul AGA mandatat în acest sens.

Conducerea Transelectrica revine în exclusivitate Directoratului, care are obligația de a transpune Planul de Administrare (PA) supus și aprobat de AGA în Plan de Management (PM) și de a întreprinde toate acțiunile și măsurile necesare pentru realizarea obiectului de activitate și îndeplinirea misiunii Companiei, cu excepția celor rezervate de lege ca atribuție a Consiliului de Supraveghere și a Adunării Generale a Acționarilor.

Funcționarea Directoratului este stabilită prin Regulile interne ale Directoratului, aprobate de către Consiliul de Supraveghere.

Principiile guvernantei corporative aplicate în Transelectrica

Îndeplinirea rolului și a funcțiilor Guvernantei corporative la nivelul Transelectrica se realizează pe baza principiilor instituite prin prevederile OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, precum și a unui set de principii dezvoltate de Organizația de Cooperare Economică și Dezvoltare (OECD) pe baza celor mai avansate standarde legislative și de bună practică a corporațiilor.

Aceste principii vizează:

- separarea clară a competențelor ce derivă din calitatea de acționar, de cele ce decurg din calitatea de administrator/conducător al Companiei;
- transparență, nediscriminare și tratament egal în procesul de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere și Directoratului;
- asigurarea exercitării drepturilor acționarilor, respectiv a funcțiilor proprietății;
- tratamentul echitabil al acționarilor (acționari majoritari, minoritari) și al tuturor părților interesate;
- asigurarea comunicării bazate pe respect și etică în afaceri;
- diseminarea de informație și asigurarea transparenței prin publicarea pe pagina proprie de internet a documentelor, datelor și informațiilor referitoare la activitatea Transelectrica (situații financiare, structura acționariatului, performanța în administrarea Companiei, etc);
- obligațiile Consiliului de Supraveghere (monitorizarea eficientă a Directoratului de către Consiliul de Supraveghere și responsabilitatea acestora față de Companie, față de acționari și toate părțile interesate precum și față de mediul economic în care acționează).

Principiile enunțate guvernează cadrul în care Transelectrica a definit setul de linii directoare în relația cu acționarii și alte părți interesate (prezentat la capitolul 1.4) și care ghidează Compania în creșterea valorii adăugate și consolidarea încrederii partenerilor săi.

Respect și transparență în relația cu acționarii și alte părți interesate

Începând cu data de 29.08.2006 acțiunile emise de Transelectrica sunt tranzacționate pe piața reglementată administrată de BVB, la categoria I, sub simbolul TEL. Listarea la Bursa de Valori București a reprezentat momentul de debut al parteneriatului pe termen lung cu acționarii Companiei.

Fiind o companie admisă la tranzacționare, Transelectrica îndeplinește standardele de guvernanta corporativă prevăzute de reglementările naționale aplicabile societăților

tranzacționate pe bursa de valori, respectiv Codul de guvernanță corporativă al BVB, precum și Regulamentul Transelectrica de guvernanță corporativă.

În acest sens, Transelectrica se supune reglementărilor incidente pieței de capital, asigurând efectuarea și publicarea raportărilor asupra tuturor evenimentelor importante ce au loc în cadrul Companiei și care pot afecta/influența decizia de investire. Compania include în Raportul anual Declarația “Aplici sau explici” privind conformarea cu prevederile Codului de Guvernanță corporativă, emis de BVB. Prin aceasta, Transelectrica garantează dreptul acționarilor și al tuturor părților interesate la tratament echitabil și la o corectă și completă informare asupra situației financiare și a evenimentelor ce apar în cadrul Companiei

Totodată, Transelectrica organizează întâlniri cu analiști financiari, brokeri, investitori și alți specialiști din piața de capital, în scopul prezentării situațiilor financiare ca elemente relevante deciziei de investire și a asigurării dreptului la informare transparent pentru toate părțile interesate.

Pentru asigurarea vizibilității și a transparenței, Transelectrica completează situațiile și raportările financiare pe care le actualizează periodic, cu raportări non-financiare care au rolul de a oferi o dimensiune concretă și o imagine completă asupra Companiei și a activităților sale.

Aceste raportări vizează:

- problematici de mediu – prin Raportul de mediu, în care Transelectrica expune modul în care s-a angajat în direcția integrării protecției mediului în activitățile sale,
- norme de conduită ce stabilesc și reglementează valorile corporative, responsabilitățile, obligațiile și conduita în afaceri ale Companiei și modul în care funcționează aceasta - Codul de etică,
- elemente de responsabilitate socială corporativă – prin Raportul de responsabilitate corporativă în care se face cunoscută strategia Companiei în domeniu și modul în care Transelectrica pune în practică și se implică în soluționarea unor probleme din domeniul în care își desfășoară activitatea sau ale Companiei în general.

În acest mod și în concordanță cu valorile promovate, Transelectrica înțelege să asigure respectarea drepturilor părților interesate în activitatea sa și să consolideze parteneriatul pe termen lung cu acestea.

3.5.1. Responsabilitate socială

Responsabilitatea socială este un proces de management prin care Transelectrica dorește să contribuie la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

Transelectrica se implică în rezolvarea problemelor sociale ale comunității unde își desfășoară activitatea, ia în considerare interesele Companiei și se responsabilizează față de angajați, acționari, comunitate și mediu.

Responsabilitatea socială reprezintă parte integrantă a strategiei de afaceri a Companiei, viziunea Companiei în acest domeniu fiind promovarea valorilor naționale precum inovația, spiritul de echipă, respectul diversității și angajamentul. Acestea stau la baza performanței Transelectrica.

De asemenea, Transelectrica este conștientă de impactul de mediu al activităților Companiei și a implementat o serie de măsuri cu scopul de a reduce poluarea sub limitele admisibile la nivel național și european. Sistemul de management de mediu este conform cerințelor standardului internațional ISO14001/2004 și certificat de SRAC.

În anul 2013 Compania și-a planificat să finanțeze acțiuni ce vizează Politica Responsabilității Sociale Corporative (CSR), în următoarele domenii:

Artă și cultură:

- colaborare la organizarea de festivaluri de teatru și de muzică clasică, la organizarea de evenimente ale asociațiilor de elevi și studenți sau ale asociațiilor, fundațiilor culturale, la realizarea de opere artistice etc.

Educație:

- acordare de ajutor tinerei generații (burse)
- utilizarea laboratoarelor de cercetare ale Facultății de Energetică (Universitatea Politehnica București)
- ajutor material pentru îmbogățirea fondului de carte în bibliotecile școlare (manuale, cărți de specialitate în domeniul energetic)

Acțiuni umanitare:

- acordarea de ajutor material asociațiilor pentru protecția pensionarilor proveniți din sistemul energetic, fundații și asociații pentru copii cu dizabilități;
- implicarea și în acțiuni de binefacere pentru a ajuta persoanele și localitățile sinistrate ca urmare a calamităților naturale.

Mediul înconjurător:

- acțiuni preventive și corective

Dezvoltarea comunității:

- acordarea de sprijin financiar în construcții și restaurări de școli și monumente de cult (biserici, mănăstiri), prioritar fiind zonele în care Transelectrica deține sucursale de transport.

Responsabilitatea față de angajați:

- respectarea angajamentelor față de angajați, inclusiv stabilitatea salariilor

Codul de etică profesională al Transelectrica

Pentru îndeplinirea atribuțiilor de serviciu și aplicarea principiilor legalității, integrității morale, competenței și responsabilității profesionale, Transelectrica a implementat în Companie Codul de Etică Profesională.

Acest document corporativ prezintă setul de reguli pe baza cărora s-a dezvoltat Transelectrica și cuprinde reguli de comportament etic în afaceri și modul de prevenire a acțiunilor ilicite și ilegale care ar putea să apară pe parcursul derulării afacerilor în cadrul Companiei.

Codul de Etică Profesională are caracter obligatoriu, se aplică în toate structurile Transelectrica și definește un set de valori etice ale Transelectrica:

1. Fii loial Companiei!
2. Fii corect!
3. Contribuie, prin calitatea activității proprii, la promovarea și întărirea imaginii de exigență profesională și de integritate a Companiei, la menținerea și consolidarea credibilității și reputației acesteia!
4. Urmărește performanța în activitatea profesională proprie, dovedește spirit de inițiativă și deschidere la schimbare și la nou!
5. Păstrează confidențialitatea operațiilor, informațiilor și documentelor clasificate din cadrul Companiei!
6. Dovedește spirit de echipă față de colegi, respectând demnitatea și drepturile fiecăruia!
7. Fii integru. Nu căuta și nu pretinde/oferi avantaje necuvenite în relațiile cu clienții, executanții de lucrări/prestatorii de servicii sau cu autoritățile!
8. Nu te lăsa influențat de interese personale, de presiuni sau influențe externe în îndeplinirea atribuțiilor de serviciu!
9. Evită conflictele de interese personale și financiare cu cele ale Companiei!
10. Apără și protejează integritatea patrimonială a Companiei și urmărește utilizarea patrimoniului numai în interesul Companiei!

3.6. Analiza SWOT

Amenințări:

- Tendința descrescătoare a consumului intern de energie (pe fondul prelungirii crizei economice și a necesității intensificării eforturilor de eficientizare energetică a consumatorilor) cu impact negativ asupra veniturilor și tarifurilor pentru serviciile de transport și sistem;
- Întârzieri în actualizarea strategiei energetice naționale;
- Aplicarea cu întârziere a cadrului legislativ european atât ca transpunere în legislația națională, inclusiv la nivel de legislație secundară cât și ca implementare (întârzierea în realizarea procesului de certificare) și riscurile de infringement;
- Structura schemei de sprijin pentru sursele regenerabile de energie electrică care pune presiune pe companie atât investițional (conectare la RET) cât și în operare (cu accent pe piața de echilibrare);
- Vulnerabilitățile din sectorul de producție a energiei electrice (zona cărbune, creșterea producției intermitente, întârzierea marilor proiecte de investiții ale companiilor de stat)
- Schimbarea centrelor de greutate ale producției de electricitate dar chiar și a celor de consum:
- În București CET-urile învechite nu mai produc precum înainte și Bucureștiul nu mai este un „exportator” de energie către restul țării, devenind un „importator”, necesitând reconfigurarea rețelei de distribuție de IT, dar și închiderea unui „inel al rețelei de transport” în condițiile dezvoltării consumului în jurul Bucureștiului;
- Apariția producătorilor de electricitate din surse regenerabile de energie în sud-estul României, cu producție necontrolabilă, conduce la reducerea producției din sud-vest și la schimbarea circulațiilor de puteri în RET, cu modificarea CPT și amenințări de congestii la traversarea Dunării dinspre Dobrogea – sunt necesare întăriri semnificative ale rețelei;
- Insuficiența în perspectivă a existenței și disponibilității serviciilor de sistem tehnologice;
- Viteze investiționale diferite între noile surse de generare a electricității folosind regenerabilele (care s-au extins rapid folosind o schemă generoasă de sprijin) și dezvoltarea RET care ar trebui să preia și să transporte această producție necontrolabilă (a cărei dezvoltare se bazează pe un model depășit axat pe ciclul proiect – credit – construire/rambursare credit – recunoaștere în BAR – tarif);
- Disciplina comercială și financiară insuficientă în piețele de electricitate; neplata facturilor emise; recuperarea unor creanțe comerciale în justiție;
- Efectul de contagiune al insolvenței HE (reducerea ratingului TEL în 2012);
- Reducerea atractivității României pentru mediul investițional;

- Dificultăți ale cadrului de reglementare: echilibrului financiar insuficient al administrării schemei de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență și întârzieri în recunoașterea costurilor serviciilor de sistem tehnologice în tarif;
- Metodologia tarifului de transport: rezolvare insuficientă a problemei CPT; finanțarea investițiilor din tariful de transport;
- Deteriorarea sistemului de învățământ profesional energetic;

Oportunități:

- Strategia și legislația europeană, care în principiu trebuie privită ca o oportunitate; cerințele pachetului 3 legislativ privind certificarea, organizarea și funcționarea OTS;
- Apartenența la ENTSO-E, formarea și integrarea piețelor de electricitate regionale și formarea pieței unice de energie electrică;
- Posibilitatea definirii unor programe sectoriale prin care să se aloce fonduri structurale (ajutor de stat pentru activități de serviciu public) pentru realizarea de noi active de transport necesare atingerii unor obiective naționale și pan-europene, cum ar fi integrarea producției necontrolabile din surse regenerabile („Connecting Europe”);
- Posibile noi proiecte de infrastructură de interconexiune în parteneriat public privat;
- Dezvoltare de noi afaceri (în regim nereglementat);
- Adoptarea sistemului de conducere dualist cu Consiliu de Supraveghere și Directorat; aplicarea prevederilor OUG nr. 109/2011 și trecerea la managementul profesionist;
- Introducerea Legii nr. 255/2013 privind exproprierea pentru cauza de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes național, județean și local;
- Prezența pe piața de capital; tranzacționarea acțiunilor TEL pe BVB;

Puncte tari:

- Caracterul de monopol natural al activităților de OTS și impactul pozitiv asupra gestiunii riscurilor;
- Nivelul ridicat de expertiză tehnică al personalului;
- Progrese importante în procesul de reabilitare și modernizare a Infrastructurii RET;
- Grad moderat de îndatorare pentru finanțarea investițiilor;
- „Moștenirea” deceniilor anterioare – o rețea de înaltă tensiune puternică care a transportat peste 90 TWh pe an;

Puncte slabe:

- Elemente de rețea învechite sau cu durată de viață la limită care nu au intrat încă în programe de reabilitare și modernizare;
- Tendința descrescătoare a bazei de active reglementate (BAR) care va continua pe durata primilor doi ani de mandat (2014-2015) datorită volumului insuficient de investiții din ultimii ani; tendința descrescătoare a Bar-ului nu va putea fi redresată mai repede, în ciuda unui efort investițional sporit, datorită duratei lungi de execuție a proiectelor de investiții;
- Valoarea ridicată a consumului propriu tehnologic cu tendință de creștere datorită locației de amplasare a regenerabilelor; ca procent fizic, CPT este sensibil mai mare decât cel reglementat. Circulațiile de puteri reale nu sunt de natură să ajute în reducerea CPT;
- Eficiența redusă a cheltuielilor controlabile în special în zona mentenanței și reparațiilor capitale, pe fondul diminuării efortului investițional din ultimii ani;
- Performanța financiară insuficientă, randamentul realizat al capitalului este încă sensibil mai mic comparativ cu costul capitalului;
- Randamentul realizat al capitalului este încă sensibil mai mic decât costul capitalului;
- Performanțe mai slabe decât companii OTS similar listate la bursă;
- Instabilitatea cadrelor de conducere și a formulelor de organizare cu impact asupra elaborării unor strategii coerente pentru dezvoltarea Transelectrica și adaptarea la noile condiții ale mediului economic;
- Strategiile anterior asumate privind evoluția în scădere a numărului mediu de personal nu s-au realizat;
- Efectele negative ale constrângerilor bugetare, generate în parte de criza economică, asupra capacității de finanțare, accentuate și de faptul că Transelectrica gestionează (nu deține) activele RET;
- Nivelul insuficient de expertiză financiară al personalului și introducerea parțială a unui sistem informatizat de management (MIS);
- Eficiența redusă a relației cu filiele SMART și Teletrans datorate în special schimbărilor frecvente din managementul grupului.

Din analiza celor de mai sus se pot desprinde cateva directii principale de acțiune: (i) accelerarea programului de investiții care sa permită re tehnologizarea și modernizarea RET în paralel cu creșterea capacității de interconexiune în cadrul ENTSO-E și a țărilor vecine pe baze sustenabile, (ii) optimizarea structurii capitalurilor și identificarea de soluții de finanțare moderne și eficiente pentru a susține programul de investiții, (iii) eficientizarea activității și asigurarea unui rentabilitați a capitalurilor investite (existente și viitoare) către acționarii prezenți și viitori ai companiei.

În plus, se desprinde necesitatea introducerii unor programe de management performant la nivelul companiei și filialelor cu scopul de a ameliora predictibilitatea și performanța operațională și financiară.

Interpretare:

În baza analizei strategice efectuate, Consiliul de Supraveghere propune, prin Planul său de administrare, să exploateze:

- atractivitatea relativă a Transelectrica pentru investitorii financiari (utilitate publică stabilă prin poziția de monopol de stat, cu capacitate de procesare a unor proiecte majore de investiții pe fondul reducerii generale a oportunităților de investiții);
- deschiderea mediului economic pentru proiecte de investiții de anvergură (Legea nr. 255/2013 care creează premiza urgentării exproprierilor în vederea realizării proiectelor de utilitate publică);

pentru a accelera proiectele de investiții în vederea

- modernizării, rețehnologizării și întăririi RET;
- creșterii capacității de interconexiune, atât în interiorul ENTSO-E, cât și cu țările vecine din afara Uniunii Europene (Moldova, Serbia, Turcia);

cu scopul de a:

- compensa declinul consumului intern de energie prin crearea unor oportunități de export;
- îmbunătăți semnificativ performanța financiară a Transelectrica prin reducerea cheltuielilor operaționale (mentenanță și reparații, consum propriu tehnologic, congestii, personal);

prin:

- diversificarea surselor de finanțare (emiterea unei serii de obligațiuni corporative), alături de creditele bancare comerciale;
- atragerea de fonduri structurale pentru continuarea și crearea unor proiecte de interconexiune de anvergură.

În vederea îmbunătățirii performanței de grup a Transelectrica, dar și pentru îndeplinirea obligațiilor de transparență, în calitate sa de participant semnificativ la piața de capital și de credibilitate a eforturilor de atragere de capital, Consiliul de Supraveghere are în vedere extinderea principiilor de guvernanță corporativă enunțate în OUG nr. 109/2011 atât la nivelul întregii organizații în Transelectrica, cât și în cadrul filialelor ale căror situații

financiare sunt consolidate (Teletrans și Smart). Astfel, Consiliul de Supraveghere va asigura:

la nivelul Transelectrica:

- o politica de succesiune, atragere, dezvoltare și retenție personal;
- o schemă de conducere pe bază de obiective și de remunerare variabilă a eforturilor depuse pe bază de criterii de performanță;

la nivelul filialelor Teletrans și SMART:

- un management profesionist la nivel de conducere executivă și neexecutivă;
- principii definite prin OUG nr. 34/2006 în activitatea de achiziții pentru a asigura transparență și condiții de competitivitate economică;
- un mecanism riguros de bugetare și monitorizare a execuției bugetare.

În vederea dezvoltării afacerii Transelectrica în sfera activităților nereglementate, Consiliul de Supraveghere va dinamiza dezvoltarea activităților desfășurate de filialele sale prin asigurarea unor condiții sporite de finanțare și expunere la piețe noi:

- desciderea acționariatului operatorului pieteii angro de energie (OPCOM) și atragerea de noi investitori în vederea dezvoltării competențelor de tranzacționare cu alte tipuri de energie dar și pentru accelerarea integrării cu alte piețe din regiune;
- reducerea dependenței filialelor Formenerg, SMART și Teletrans de Transelectrica și dezvoltarea accelerată a activității acestora dincolo de sfera de preocupări actuală;
- rezolvarea dificultăților filialelor ICEMENERG și ICEMENERG-Service și valorificarea eficientă a potențialului uman și patrimonial.

Strategia de administrare și Planul de acțiune.

4.1. Metodologie

Strategia de administrare și dezvoltare a Transelectrica pune accent pe stabilirea scopurilor în context SWOT (folosind identificarea punctelor forte și a celor slabe, pe valorificarea oportunităților și limitarea/ eliminarea amenințărilor externe, din perspectiva desfășurării optime a forțelor și resurselor maxim mobilizabile pentru atingerea obiectivelor stabilite.

Planul de Administrare își propune definirea direcțiilor strategice și a obiectivelor de performanță în contextul modern al abordării de tip Balanced Scorecards. Obiectivele strategice grupate în cele patru perspective specifice metodei BSC sunt transformate în direcții de acțiune ce vor fi preluate de Planul de Management și astfel transformând viziunea și strategia companiei în procese operaționale eficiente și profitabile.

Având în vedere misiunea asumată, rolul și importanța Transelectrica, strategia de administrare a Companiei în perioada 2013-2017 vizează creșterea sustenabilă a eficacității Companiei în consens cu condițiile generate de sectorul energetic din România în această perioadă.

În acest scop, în stabilirea direcțiilor și obiectivelor strategice s-au avut în vedere în principal:

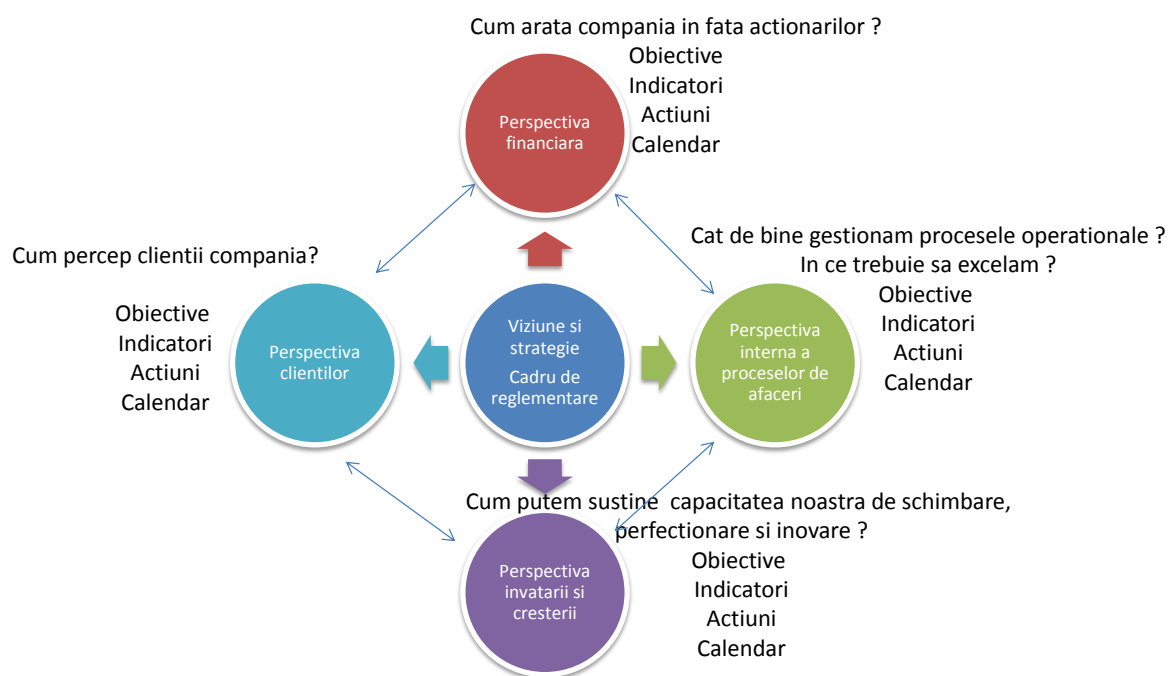
- Prognozele cu privire la nivelul de consum,
- Obligațiile și răspunderile de importanță crucială ale Companiei în sectorul energiei electrice, în calitate de prestator al unui serviciu public,
- Necesitatea alinierii la cerințele cadrului de reglementare european și național specifice companiilor de tip OTS.

Strategia de administrare își propune să îmbine în mod armonios managementul tehnic cu managementul financiar, ambele exercitate la nivel maxim de excelență profesională, în scopul asigurării siguranței SEN și adecvanței RET prin amplificarea și accelerarea programului de investiții pe baza diversificării surselor de finanțare și creșterea performanței financiare prin reducerea cheltuielilor operaționale în limita superioară prevăzută de cadrul de reglementare existent.

Obiectivele de performanță ale Companiei în conformitate cu metodologia “Balanced Scorecards” și necesitatea trecerii la un sistem modern de salarizare bazat pe performanță, sunt definite din 4 perspective:

- Perspectiva clienților

- Perspectiva internă
- Perspectiva creșterii și învățării
- Perspectiva financiară
- Pentru adaptarea completă la realitățile specifice unei companii de tip monopol natural am completat prima perspectivă cea a clienților, cu perspectiva părților interesate importante (major stakeholders):
 - Autoritatea de reglementare (ANRE)
 - Autorități centrale la nivel de minister:
 - MFP ca reprezentant al acțiunilor deținute de stat în companie
 - ME – Departamentul Energie pentru rolul de minister de resort în sectorul energetic și proprietar (în numele statului) al RET
 - Alte părți interesate importante



FIGURĂ 6 PATRU PERSPECTIVE

În cadrul specific al fiecărei perspective BSC se definesc obiectivele strategice măsurabile prin indicatorii aferenți după care pentru fiecare obiectiv strategic se definește setul de acțiuni și calendarul prin care obiectivele alese vor fi atinse. Direcțiile de acțiune propuse se constituie în linii directe necesare elaborării Planului de Management de către Directorat.

Ansamblul obiectivelor strategice și indicatorilor de performanță sunt baza de construcție a setului de KPI ai Companiei în abordarea de tip MBO (management by objectives) și

construirea unui sistem modern de salarizare care îmbină planurile anuale de performanță cu planul de performanță pe termen lung (pe durata mandatului) al Companiei.

Cele mai relevante obiective strategice și indicatori de performanță aferenți vor fi propuse a constitui setul de obiective și criterii de performanță din contractele de mandat.

Luând în considerare caracterul particular al Companiei, de prestator al unui serviciu public de interes național, activitate cu caracter de monopol reglementat, rezultă că performanța Companiei din perspectiva financiară este puternic dependentă de evoluțiile celorlalte perspective, prioritatea fundamentală fiind asigurarea siguranței în funcționare a SEN și, prin urmare prestarea serviciului public conform standardelor stabilite de către reglementator.

4.2. Obiective strategice

Transelectrica, dincolo de aspectele exogene, pozitive și negative, date de recesiunea/dezvoltarea lentă a economiei și, parte din ea, a sectorului energetic la nivel intern și european, are un spațiu important de redresare și dezvoltare, de creștere a performanței sale pe toate planurile, atât cel tehnic cât și al eficienței operaționale și performanței financiare, toate corelate cu limitele metodologice și valorice actuale ale cadrului de reglementare stabilit de ANRE.

Pe baza celor 4 perspective din metodologia BSC și a criteriilor specifice fiecăreia, se identifică obiectivele strategice ce constituie esența acestei strategii de administrare, precum și acțiunile necesare atingerii lor, împreună ele constituind suportul necesar Planului de Management de transformare a viziunii strategice în satisfacția și încrederea acționarilor, clienților și principalilor stakeholders (părți interesate), precum și a salariaților companiei.



FIGURĂ 7 OBIECTIVE STRATEGICE PE BAZA CELOR PATRU PERSPECTIVE

4.2.1. Perspectiva clienților și părților interesate importante

OS1.1. Funcționarea în siguranță a SEN și transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare condițiilor normate din licența de OTS a ANRE, de Codul tehnic al RET și Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice (Transelectrica: OTS)

Context

Legea nr. 123/2012, a energiei electrice și a gazelor naturale și Codul Tehnic al RET– Revizia I, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/2004, modificat și completat prin Ordinul ANRE nr. 35/2004, definesc responsabilitățile Transelectrica, în calitate sa de operator de transport și de sistem, în ceea ce privește siguranța sistemului și buna funcționare a piețelor de electricitate.

În plus, este aspirația și angajamentul Transelectrica pe termen mediu și lung de a-și îndeplini în mod exemplar și responsabil misiunea de serviciu public, având la bază un sistem modern și eficient de infrastructuri de transport-dispecerizare (în principal RET și sistemul EMS-SCADA) și suport, integrând cele mai noi tehnologii disponibile.

Operatorul de Transport și de Sistem are obligația de a:

- asigura capacitatea pe termen lung a rețelei de transport de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică și exploatează, întreține, reabilitează și dezvoltă în condiții economice rețeaua de transport pentru a-i asigura siguranța, fiabilitatea și eficiența, cu respectarea normelor privind protecția mediului;
- garanta mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor de serviciu public;
- contribui la realizarea siguranței în alimentarea cu energie electrică, prin asigurarea unor capacități de transport adecvate și prin menținerea fiabilității acestora.

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Condițiilor asociate Licenței nr. 161 pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem, Transelectrica are obligația de a elabora planuri de investiții și de dezvoltare a rețelei de transport pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie. Potrivit legii planul de dezvoltare este avizat de proprietarul rețelei de transport și aprobat de ANRE.

Obiective și indicatori de performanță

Cu scopul de a asigura funcționarea în siguranță a SEN și transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare condițiilor normate, Consiliul de Supraveghere se angajează în:

- Respectarea condițiilor normate prin codul tehnic RET, licență, standard de performanță și cerințele europene (ENTSO-E, UE),
- Respectarea condițiilor stabilite prin reglementările europene sau convenții europene (vezi codurile de rețea ENTSO- E)

De altfel, Transelectrica își propune, prin procesele interne (a se vedea perspectiva internă), îmbunătățirea calității serviciului, precum și monitorizarea continuă a calității energiei electrice.

Acțiuni

Transelectrica va derula un proces continuu pentru a asigura:

- Adecvanța procedurilor de planificare operațională și conducere operativă specifice activităților DEN,
- Perfecționarea continuă a Codului tehnic RET și obținerea aprobărilor necesare de la ANRE,
- Exploatarea RET în condiții de siguranță și eficiență,
- Stabilirea, contractarea și gestionarea serviciilor de sistem tehnologice necesare pieței de echilibrare și asigurării siguranței SEN,

- Conducerea în timp real a sistemului, cu aplicarea normelor și procedurilor în vigoare;
- Identificarea necesităților de dezvoltare a RET și planificarea dezvoltării în vederea satisfacerii necesităților identificate,
- Realizarea investițiilor prevăzute în Planul de dezvoltare,
- Dezvoltarea sistemelor de contorizare (Transelectrica ca operator principal de măsurare al pieței angro de electricitate) și a celor de monitorizare a calității energiei.

OS1.2. Operarea pieței de echilibrare în condiții de calitate pe platformele de tranzacționare a PE (Transelectrica, Operator al Pieței de Echilibrare)

Context

Începând cu 01.09.2012, s-a pus în funcțiune noua platformă informatică DAMAS, care răspunde reglementărilor specifice în vigoare și contextului de dezvoltare a pieței de energie electrică cunoscut la momentul proiectării acesteia.

Dezvoltarea semnificativă a centralelor electrice eoliene și apariția în ultimii ani a unor centrale de mare putere, de ordinul sutelor de MW, racordate la RET prin stații de transformare cu tensiune superioară de 400 kV sau la RED prin stații cu tensiunea superioară de 110kV, face ca producția eoliană să nu mai poată fi tratată doar ca producție distribuită, ci și ca producție concentrată și injectată în noduri ale RET prin unități de transformare de mare putere.

Integrarea centralelor cu funcționare intermitentă (volatilă) face necesară perfecționarea mecanismelor de piață de energie electrică și a instrumentelor de implementare a acestora. Un exemplu în acest sens îl reprezintă dezbaterile recente pentru perfecționarea Ordinului ANRE 33/2012 privind regulile de operare ale pieței de echilibrare.

Obiective și indicatori de performanță

Transelectrica își propune:

- Operarea pieței de echilibrare în condiții de calitate pe platformele de tranzacționare a PE în conformitate cu cerințele legislației secundare în vigoare.

Acțiuni

- Pregătirea ante factum în vederea implementării produselor noi de pe piața angro de energie electrică,
- Implementarea unei noi platforme, integrate, pentru dispecer (EMS-SCADA, AGC, piață de echilibrare, nod ETSO, dispecerizare centrale bazate pe surse regenerabile etc.), care să răspundă noilor necesități impuse de legislația actuală referitoare la conducerea prin dispecer a SEN și operarea piețelor de echilibrare, alocare de capacități și servicii tehnologice de sistem.

Transelectrica, Operator de măsurare pe piața angro de energie electrică

OS1.3. Optimizarea activității de măsurare pe piața angro de energie electrică

Context

- În cadrul Transelectrica, îndeplinirea funcției de operator de măsurare a energiei electrice și monitorizare a calității acesteia este realizată de către Direcția de Măsurare OMEPA (DM OMEPA). DM OMEPA răspunde de activitatea de măsurare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice ce este desfășurată atât la Punctul Central, cât și în teritoriu, prin intermediul Atelierelor de Exploatare Sisteme Măsurare OMEPA.

Activitatea este structurată pe patru piloni principali:

- administrarea platformei de *metering* pentru piața angro de energie electrică;
- managementul sistemelor de contorizare locală;
- monitorizarea calității energiei electrice;
- verificări metrologice în laboratoare de metrologie zonale.

Obiective și indicatori de performanță

Consiliul de Supraveghere își propune:

- Dezvoltarea sistemelor de contorizare și a celor de monitorizare a calității energiei în pas cu progresul tehnologic și cerințele legislației secundare pe piața de echilibrare, necesare atât companiei cât și filialei OPCOM (care realizează decontarea pe această piață),
- Optimizarea activității de măsurare pe piața angro pe baza modernizării infrastructurii specifice.

Acțiuni

- Dezvoltarea și operarea sistemelor de telecontorizare,
- Promovarea de tehnologii și sisteme deschise care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător, și să permită promovarea cerințelor conceptului SMART Metering,
- Revizuirea/adoptarea de politici funcționale specifice telecontorizării pentru piața angro, contorizării locale în stațiile Transelectrica, monitorizării calității energiei electrice.

OS1.4. Îndeplinirea acțiunilor agreate privind cuplarea piețelor în vederea integrării în piața unică europeană (Transelectrica, Operator al Pieței Centralizate pentru Alocarea Capacităților de Interconexiune)

Context

Termenul promovat de Comisia Europeană și ACER și cerut în principal ENTSO-E pentru implementarea pieței unice europene de energie este finele anului 2014, sarcina de altfel extrem de mobilizatoare pentru toată Europa.

Până în prezent, Transelectrica a implementat licitația coordonată explicită pentru alocare anuală, lunară, zilnică și *intra-day* a capacităților cu Bulgaria, Ungaria și Serbia.

Piețele de energie electrică din Cehia, Slovacia și Ungaria funcționează cuplat din septembrie 2012, și acest lucru și-a dovedit beneficiile pentru participanții la piață. Extinderea spre țările vecine solicitante, România și Polonia, constituie un pas logic înspre formarea pieței unice europene de energie în zona Central–Est Europeană. Memorandumul de aderare a fost semnat și, vor fi lansate activitățile în cadrul structurilor de lucru în scopul analizei și implementării cerințelor concrete, tehnice și legislative, care să asigure cuplarea pieței de energie electrică din România cu piețele din Cehia, Ungaria, Slovacia și Polonia și implementarea alocării implicate a capacității de transport transfrontaliere pe orizontul de timp *day-ahead*.

De asemenea, a fost stabilit un grafic concret privind acțiunile următoare care se vor desfășura în cadrul proiectului în vederea încadrării în termenul final al procesului de extindere a proiectului prin cuplarea piețelor din România și Polonia – sfârșitul anului 2013.

Obiective și indicatori de performanță

- Cuplarea pieței de electricitate din România cu piețele din Cehia, Ungaria, Slovacia și Polonia conform termenului agreat (sfârșitul anului 2013),
- Asigurarea condițiilor tehnice necesare pentru operarea piețelor intra-zilnice și pentru funcționarea cuplată a piețelor de electricitate în regiune.

Acțiuni

- Îndeplinirea acțiunilor agreate privind cuplarea pieței de electricitate din România cu piețele din Cehia, Ungaria, Slovacia și Polonia conform termenului agreat (sfârșitul anului 2013),
- Ajustarea platformei informatice pentru operarea piețelor intra-zilnice și pentru funcționarea cuplată a piețelor de electricitate în regiune.

OS1.5. Îndeplinirea rolului de administrator al schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență și emiterea de certificate verzi pentru energia electrică produsă din resurse regenerabile în aplicarea dispozițiilor Legii nr. 220/2008 (Transelectrica, administrator al schemelor de sprijin pentru energia regenerabilă și promovarea cogenerării de înaltă eficiență)

Context

Administrator al schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență (activitate reglementată distinct de activitățile specifice unui OTS)

Până la data de 1 aprilie 2011, cogenerarea de înaltă eficiență s-a regăsit în serviciile de sistem tehnologice. Începând cu 1 aprilie 2011, Compania este administratorul schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, implementată de statul român.

Obiectivul acestei scheme de sprijin este promovarea sistemelor de producere a energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență, având avantajul producerii de energie cu emisii poluante reduse. Scopul este de a facilita accesul pe piață a sistemelor de producere în cogenerare de înaltă eficiență prin acordarea unui bonus de cogenerare, în condițiile în care costurile de producție a energiei electrice și a energiei termice în centralele de cogenerare sunt superioare prețurilor de piață ale celor două forme de energie.

Schema este destinată producătorilor de energie electrică și termică ce dețin sau exploatează comercial centrale de cogenerare de înaltă eficiență, în scopul stimulării efectuării de investiții noi în sisteme de cogenerare precum și re tehnologizării centralelor existente. ANRE a aprobat valorile bonusurilor de referință, pe megawatt oră de energie electrică produsă și livrată în rețea din centrale de cogenerare de înaltă eficiență. Beneficiarii sunt producători care îndeplinesc anumite criterii stabilite de către ANRE.

Fondurile necesare acordării bonusului sunt asigurate prin colectarea lunară a unei contribuții de către Transelectrica de la furnizorii de energie electrică. Contribuția este stabilită de ANRE, pe fiecare kilowatt oră de energie electrică consumată de toți consumatorii de energie electrică, precum și de furnizorii care exportă energie electrică. Acest segment de activitate nu influențează contul de profit și pierdere al Companiei, Transelectrica colectând contribuția pentru cogenerarea de înaltă eficiență de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în scopul plății bonusului la producătorii de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență.

Rolul Transelectrica în calitate de administrator al schemei suport este de a asigura un flux neîntrerupt de plăți de bonus către producătorii în cogenerare de înaltă eficiență. Sezonalitatea producției de energie electrică în regim de cogenerare de înaltă eficiență se traduce printr-un flux de plăți de bonus fluctuant pe parcursul anului în timp ce fluxul de încasări de contribuție de la furnizorii de energie electrică este relativ constant pe parcursul anului. Pentru a asigura fluiditatea circuitului de lichidități de la furnizori către producătorii calificați, Transelectrica utilizează o linie bancară pentru plata bonusului de cogenerare în perioadele în care soldul de numerar al schemei este negativ.

Emiterea certificatelor verzi

Transelectrica este responsabilă de emiterea certificatelor verzi pe piața de energie către producătorii de energie electrică din surse regenerabile. Certificatele verzi emise producătorilor

de energie regenerabilă se tranzacționează pe piața centralizată a certificatelor verzi administrate de OPCOM. În baza unui sistem de cote obligatorii stabilite de ANRE, furnizorii de energie electrică achiziționează certificate verzi de pe piață. Având în vedere modificările legislației primare în 2013 cu efect în amânarea la plată a unor certificate verzi, procedurile de lucru la nivel de legislație secundară sunt în curs de aprobare și implementare.

Obiective și indicatori de performanță

Administrator al schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență

În calitate de Administrator al schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, Transelectrica se va asigura de:

- Asigurarea neutralității fluxului de numerar aferent schemei suport pentru cogenerarea de înaltă eficiență față de fluxurile de numerar din activitățile de bază derulate de Companiei.
- Securizarea recuperării sumelor plătite în avans producătorilor calificați printr-un sistem adecvat de garanții care să acopere riscurile financiare ale administratorului schemei suport.
- Modificarea după caz a cadrului de reglementare pentru asigurarea celor două obiective de mai sus;

Acțiuni - Emiterea certificatelor verzi

Activitatea se încadrează în specificul activităților de OTS, are caracter tehnic exclusiv și ca atare Compania va pune în aplicare prevederile legislației primare și secundare aferente.

Acțiuni - Administrator al schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență

- Implementarea unui sistem adecvat de garanții care să acopere riscurile financiare ale administratorului schemei suport.
- Observație importantă:
- Această activitate (administrare schemă cogenerare eficientă) nu este o activitate de OTS.
- Păstrarea ei în portofoliul de activități Transelectrica ar trebui legată de promovarea și adoptarea schimbării cadrului de reglementare existent de la o activitate non-profit cu risc de cash-flow negativ la o activitate cu profit minim reglementat. În caz contrar aceasta ar trebui să iasă din obiectul de activitate al Companiei.
- Principiul de mai sus ar trebui generalizat și la toate activitățile de OTS; ponderea activităților non-profit în raport de cele cu profit acceptat este mare și distorsionează indicatorii de performanță financiară și implicit percepția pieței de capital asupra Companiei.

Gestionarea relației cu părțile interesate

OS1.6. Gestionarea relației cu părțile interesate importante

Relația cu ANRE

Context

Repetăm și subliniem că activitățile Transelectrica sunt de monopol natural deci reglementat, la nivel european (ACER) și național (ANRE). De aceea, relația Transelectrica – ANRE este crucială atât în dimensiunea strategică (Plan de administrare și Plan de Management) cât și în dimensiunea operațională. În esență, performanța de ansamblu a Companiei depinde atât de efortul propriu cât și de cadrul de reglementare și constrângerile sale.

Relația Transelectrica-ANRE s-a desfășurat în general pe principii și baze instituționale corecte, prevăzute de lege, în concordanță cu legislația europeană. Transelectrica prin activitățile de maximă importanță pe care le desfașoara pentru SEN cât și prin calitatea cea mai înaltă a expertizei tehnice a sprijinit și va sprijini în continuare realizarea atribuțiilor ANRE.

O analiză de benchmarking între OTS-urile cele mai performante în raport cu autoritățile naționale de reglementare și situația din România arată că se poate mai mult (vezi National Grid - UK sau Terna în Italia pentru a da numai două exemple).

Totuși, transparența insuficientă în clarificarea la timp a unor decizii din trecut cu impact negativ asupra rezultatelor financiare ale Companiei a contribuit la accentuarea percepției riscului de reglementare de către piețele financiare (ex: evaluările agenției de rating Moody's cu privire la regimul de reglementare) și piețele de capital (investitori și analiști financiari). De asemenea, parametrii de tarification stabiliți de ANRE dincolo de limitele unor exigențe rezonabile au avut de-a lungul timpului un impact negativ asupra capacității Companiei de a performa financiar la nivelul așteptărilor piețelor financiare.

Obiective și indicatori de performanță

- Schimbarea modului de reglementare actual privind CPT-ul (cheltuieli operaționale actuale legate de CPT reduc substanțial rata de rentabilitate reglementată; a BAR); - CPT-ul ar trebui scos din tariful de transport și tratat distinct sau ca o componentă a tarifului de sistem
- Trecerea la tariful binom (acțiune deja realizată de majoritatea celorlalte OTS-uri)
- Recunoașterea în BAR a investițiilor făcute de terți
- Clarificarea unei metodologii prin care solicitanții de racordare contribuie la întărirea rețelei de transport dincolo de punctul de racordare.
- Monitorizarea ultimelor schimbări în procedura privind operarea pieței de echilibrare, și stabilirea după caz a ajustărilor necesare
- Emiterea în termen a noilor proceduri prevăzute de metodologia nouă de stabilire a tarifelor de transport (O-ANRE 53-2013)

Acțiuni

- Demersuri pe lângă autoritatea de reglementare pentru conștientizarea efectelor negative pe termen lung pe care le induce, la nivelul calității serviciului public pe termen lung, nerecuperarea de către Companie a costurilor necesare funcționării (spre exemplu, CPT)
- Clarificarea modului de aplicare a cerințelor R714/2009 privind veniturile din alocare de capacități de interconexiune, corelat cu legislația contabilă și fiscală în vigoare
- Asistarea ANRE în efectuarea tranziției de la sistemul de tarifyare monom la sistemul de tarifyare binom, pentru transportul energiei electrice
- Identificarea și propunerea elementelor de reglementare stimulativă

Relația cu Departamentul pentru Energie (DE)

Context

Până la apariția în legislația europeană a pachetului 3 privind piața internă de electricitate (D72, R713 și R714/2009), pentru toate companiile de stat din sectorul energetic, pe tot lanțul: producție, transport, distribuție și furnizare, ME a exercitat rolul de reprezentant al statului în aceste companii. Legislația nouă europeană schimbă această realitate, impunând reguli suplimentare de "unbundling", respectiv separarea controlului la nivel de persoane juridice fie ele autorități, fie utilități vertical integrate (VIU – vertical integrated utilities).

Legislația europeană, Directiva nr. 72/2009 (electricitate) și Directiva nr. 73/2009 (gaze naturale) a fost transpusă în legislația națională prin Legea nr. 123/ 2012 a energiei electrice și gazelor naturale, care preia și consacră între altele principiul separării controlului.

Ulterior a apărut OUG nr. 18/2013 prin care exercitarea rolului statului ca acționar în Transelectrica și Transgaz trece de la ME la MFP.

ME, în fapt Departamentul pentru Energie rămâne în baza legislației naționale cu două roluri foarte importante care au impact direct asupra Companiei:

- Rolul de minister de resort, calitate în care elaborează strategia energetică națională și politica energetică și asigură ducerea la îndeplinire a acesteia;
- Rolul de proprietar al rețelei de transport, deci de concendent în numele statului a RET către concesionarul Transelectrica, cu obligații pe linie de finanțare, vezi art. 37 din lege:

Art. 37. - (1) Proprietarul rețelei de transport: a) cooperează cu operatorul de transport și de sistem în vederea îndeplinirii atribuțiilor acestuia, furnizându-i toate informațiile relevante; b) finanțează și/sau își dă acordul asupra modalității de finanțare a investițiilor în rețeaua de transport, stabilite de operatorul de transport și de sistem și aprobate de ANRE; c) deține răspunderea privind activele rețelei de transport, cu excepția răspunderii privind atribuțiile operatorului de transport și de sistem; d) oferă garanții pentru facilitarea finanțării eventualelor extinderi ale rețelei, cu excepția investițiilor pentru care și-a dat acordul să fie finanțate de către

orice parte interesată, inclusiv de către operatorul de transport și de sistem, potrivit prevederilor lit. b). (2) Consiliul Concurenței, în strânsă cooperare cu ANRE, este abilitat cu competențele necesare pentru a monitoriza în mod eficient respectarea de către proprietarul rețelei de transport a obligațiilor acestuia, în temeiul alin. (1).

Raporturile între Transelectrica și DE sunt reglementate prin legislația actuală și în afara celor amintite, Directiva nr. 72/2009, Legea nr. 123/2012 și OUG nr. 18/2013 trebuie să amintim și HG nr. 49/2013 privind organizarea și funcționarea Departamentului pentru Energie.

Trebuie să observăm că atât OUG nr. 18/2013 cât și HG nr. 429/2013 dispun de anumite prevederi (a se vedea art. 5 din OUG nr. 18/2013 privind coordonarea metodologica și funcțională de către ministrului delegat pentru energie a DEN) care ar putea fi interpretate că afectează cerințele de separare a controlului și deci de certificare și desemnare a Transelectrica ca OTS la nivel european, cu risc de infringement.

Obiective

- Sprijinirea efectivă a DE în realizarea tuturor atribuțiilor sale prevăzute de legislația europeană și națională
- Aplicarea concretă a prevederilor art. 37 din Legea energiei electrice, privind finanțarea investițiilor atât pentru aprobarea planului curent de dezvoltare pe 10 ani cât și de pregătire a investițiilor în cea de a 3-a perioadă de reglementare
- Urmărirea transformării în Lege a OUG nr. 18/2013 și ajustarea exprimărilor din textul de lege pentru eliminarea oricăror posibile interpretări de afectare a cerințelor de separare
- Finalizarea cu succes a certificării ca OTS.

Acțiuni

- Dialog și furnizare de expertiză tuturor autorităților implicate în proces (ministere, ANRE, Parlament)

Relația cu Ministerul Finanțelor Publice (MFP)

Context

MFP în baza OUG nr. 18/2013 este noul administrator al acțiunilor deținute de stat la Transelectrica (statul fiind acționar majoritar). Modul în care a fost stabilită separarea controlului, respectiv desemnarea unui minister atât de important ca MFP reprezintă o oportunitate și sprijin în îndeplinirea exemplară a misiunii proprii.

Consiliul de Supraveghere este, în sistemul dualist de administrare, reprezentantul tuturor acționarilor față de Directorat, deci și al acționarului majoritar, menit să îndeplinească toate

atribuțiile prevăzute de lege pentru a crea valoare adăugată acționarilor și a le aduce satisfacție și încredere în deținerea acțiunilor.

Obiective

- Sprijinirea efectivă și totală a MFP în exercitarea rolului de administrator al acțiunilor statului.

Acțiuni

- Obținerea în AGA a aprobării Planului de Administrare, și execuția acestuia la nivelul exigențelor asumate.

Relația cu alte părți interesate

Context

Guvernanța corporativă în cadrul Transelectrica, implică buna derulare a relației cu toate părțile implicate în activitatea Companiei și urmărirea atingerii obiectivelor Companiei. Guvernanța corporativă este utilizată în scopul verificării concordanței dintre obiective și rezultate, cât și pentru motivarea Companiei de a-și îmbunătăți activitatea prin alinierea comportamentelor diferite ale tuturor părților interesate.

Obiective și indicatori de performanță

Compania va asigura, conform legii, condițiile impuse de transparență față de părțile interesate în activitatea Transelectrica.

De altfel, Compania va urmări aprobarea și implementarea Codului de Guvernanță Corporativă prin care să prezinte cadrul general de desfășurare a relațiilor cu părțile interesate.

Prin intermediul acestuia, Compania se va obliga să asigure:

- separarea clară a competențelor ce derivă din calitatea de acționar, de cele ce decurg din calitatea de administrator/conducător al Companiei;
- transparență, nediscriminare și tratament egal în procesul de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere și Directoratului;
- asigurarea exercitării drepturilor acționarilor, respectiv a funcțiilor proprietății;
- tratamentul echitabil al acționarilor (acționari majoritari, minoritari) și al tuturor părților interesate;
- asigurarea comunicării bazate pe respect și etică în afaceri;
- diseminarea de informație și asigurarea transparenței prin publicarea pe pagina proprie de internet a documentelor, datelor și informațiilor referitoare la activitatea Transelectrica (situații financiare, structura acționariatului, performanța în administrarea Companiei, etc).

Actiuni

În vederea gestionării corecte a relației cu părțile interesate:

- Se vor publica pe site-ul Companiei informații de interes public (Planul de dezvoltare a RET, rapoartele privind funcționarea SEN, etc), precum și informații cu privire la Companie
- Se vor furniza informații către autoritatea competentă
- Se propune elaborarea Codului de Guvernanță Corporativă care să includă un plan coerent de comunicare cu părțile interesate.

Pe scurt, obiectivele și indicatorii de performanță propuși de către CS pentru perioada 2013-2017 din perspectiva clienților sunt:

Obiectiv	Indicator de performanță	Valoare țintă 2013 - 2017
<u>Operator de Transport și Sistem</u>		
OS1.1 Asigurarea capacității pe termen lung a rețelei de transport pentru satisfacerea cererilor rezonabile ale utilizatorilor (consumatori, producători, importatori, exportatori)	Codul tehnic RET, licența, Standardul de performanță și cerințele europene (ENTSO-E, UE) Cerințe stabilite de reglementări europene sau convenții internaționale	Respectarea condițiilor normate prin codul tehnic RET, licență, Standardul de performanță și cerințele europene (ENTSO-E, UE) Respectarea condițiilor stabilite prin reglementările europene sau convenții internaționale
<u>Operator al Pieței de Echilibrare</u>		
OS1.2. Operarea pieței de echilibrare în condiții de calitate pe platformele de tranzacționare a PE	Cerințele legislației în vigoare	Operarea pieței de echilibrare în condiții de calitate pe platformele de tranzacționare a PE în conformitate cu cerințele legislației în vigoare
<u>Operator de măsurare pe piața angro de energie electrică</u>		
OS1.3. Optimizarea activității de măsurare pe piața angro de energie electrică	Implementarea sistemelor de contorizare și monitorizare a calității energiei	Dezvoltarea sistemelor de contorizare și a celor de monitorizare a calității energiei la nivelul cerințelor pieței.
<u>Transelectrica, Operator al Pieței Centralizate pentru Alocarea Capacităților de Interconexiune</u>		
OS1.4. Cuplarea piețelor în vederea integrării în piața unică europeană	Implementarea proiectului de cuplare a piețelor din România și Polonia	Cuplarea pieței de electricitate din România cu piețele din Cehia, Ungaria, Slovacia și Polonia conform termenului agreat (sfârșitul anului 2013) Ajustarea platformei informatice pentru operarea piețelor intra-

zilnice și pentru funcționarea cuplată a piețelor de electricitate în regiune

Administrator al schemelor de sprijin

OS1.5. Îndeplinirea rolului de administrator al schemei și emiterea de certificate verzi pentru energia electrică produsă din resurse regenerabile în aplicarea dispozițiilor Legii nr. 220/2008

Fluxurile de numerar aferent schemei suport pentru cogenerarea de înaltă eficiență

Sistem adecvat de garanții

Asigurarea neutralității fluxului de numerar aferent schemei suport pentru cogenerarea de înaltă eficiență față de fluxurile de numerar din activitățile de bază derulate de companie. Securizarea recuperării sumelor plătite în avans producătorilor calificați

Gestionarea relației cu părțile interesate

OS1.6. Gestionarea relației cu părțile interesate

ANRE

Codul de Guvernare Corporativă

Cerințele legale cu privire la transparență în comunicare

Tarif lei nou; Proceduri la O-ANRE 53/2013; Clarificare aplicare R714/2009

Implementarea Codului de Guvernare Corporativă al Transelectrica

Transparență și comunicare în relația cu părțile interesate

TABEL 24 CRITERII ȘI OBIECTIVE DE PERFORMANȚĂ: DIN PERSPECTIVA CLIENȚILOR

4.2.2. Perspectiva internă

OS2.1. Conducerea tehnică și operativă a SEN astfel încât să se asigure alimentarea continuă și în condiții normate de calitate a energiei electrice, siguranță și stabilitate în funcționare

Context

Actualele reglementări din România (Standardul de performanță și Codul RET) impun Operatorului de Transport și Sistem să monitorizeze și să raporteze respectarea calității energiei electrice în propria rețea. Această activitate se desfășoară în conformitate cu procedura „Modul de calcul și raportarea indicatorilor de performanță ai Transelectrica, conform standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice”, cod TEL 30.12 - pentru evaluarea și respectarea cerințelor de Calitate a Energiei Electrice în stațiile proprii și de identificare a surselor perturbatoare.

Conform CEER (Council of European Energy Regulators - 2001) și EURELECTRIC (2006), aspectele legate de calitatea energiei electrice se clasifică în următoarele categorii:

- Calitatea tensiunii – cu referire la caracteristicile tehnice ale tensiunii;
- Continuitatea alimentării – cu referire la continuitatea în alimentarea consumatorilor;

- Calitatea comercială – cu referire la relațiile comerciale dintre furnizori, respectiv, dintre distribuitori și utilizatori în ceea ce privește asigurarea diferitelor servicii.

Obiective și indicatori de performanță

- Folosirea eficientă a structurii existente,
- Actualizarea Codului Tehnic al RET și a procedurilor interne conform necesităților,
- Introducerea sistemului de prognoză și a suportului tehnic pentru conducere prin dispecer a cantităților de energie produsă în CEE,
- Respectarea condițiilor normate prin Codul Tehnic al RET, licență, standard de performanță și cerințele europene (ENTSO-E, UE),
- Respectarea condițiilor stabilite prin reglementările europene sau convenții internaționale.

Actiuni

- Actualizarea Codului tehnic al RET;
- Elaborarea/ actualizarea de norme și reglementări tehnice,
- Stabilirea/ actualizarea criteriilor și calificarea furnizorilor de servicii de sistem tehnologice,
- Implementarea unei noi platforme, integrate, pentru dispecer (EMS-SCADA, AGC, piața de echilibrare, nod ETSO, dispecerizare centrale bazate pe surse regenerabile etc.), care să răspundă noilor necesități impuse de legislația actuală referitoare la conducerea prin dispecer a SEN și operarea piețelor de echilibrare, alocare de capacități și servicii tehnologice de sistem (până în anul 2017),
- Implementarea sistemului de prognoză a cantităților de energie produsă în CEE și un sistem de comandă operativă a funcționării CEE, ca instrumente noi ale dispecerului central.

OS2.2. Întărirea RET și creșterea eficienței în funcționare a RET

Context

Analiza scenariilor de evoluție a SEN în Planul de dezvoltare pe următorii zece ani (TYNDP, în limbaj ENTSO-E) a evidențiat existența unor congestii structurale asociate:

- asigurării evacuării producției din noile capacități preconizate să fie instalate în SEN;
- alimentării consumului la parametrii normativi de calitate și siguranță;
- integrării în SEN a viitoarelor instalații de stocare a energiei (în principal proiectul HE CHEAP Tarnita-Lapusesti).

Deși în ultimii ani s-a desfășurat un program intens de modernizare/ retehnologizare, numeroase echipamente au încă un grad ridicat de uzură fizică și morală, având anul de PIF înainte de 1990 (peste 20 de ani vechime) și fiind bazate pe soluții tehnologice depășite. În

aceste condiții, o mare parte din instalațiile SEN trebuie retehnologizate/modernizate sau reparate, după caz.

Uzura fizică și morală influențează negativ costurile cu mentenanța, fiabilitatea, comportarea în caz de incidente, impactul asupra mediului, precizia măsurării parametrilor etc. De asemenea, caracteristicile inferioare ale echipamentelor instalate în trecut nu permit implementarea peste tot a telecomandării în stații.

Obiective și indicatori de performanță

Consiliul de Supraveghere își propune:

- Realizarea investițiilor având drept scop eliminarea congestiilor structurale conform Planului de dezvoltare,
- Notă importantă: Planul de dezvoltare RET pe 10 ani se actualizează din doi în doi ani; ediția 2012 – 2021 este elaborată dar nu formal aprobată la data prezentă; se lucrează la elaborarea ediției 2014-2023 care în mod necesar va trebui corelată cu acțiunea de reactualizare a strategiei energetice naționale anunțate de Departamentul pentru Energie.
- Întărirea RET și înlocuirea echipamentelor, cu aplicarea principiilor de eficiență și având la bază analize riguroase de cost-beneficiu.

Acțiuni

Se vor realiza investițiile cuprinse în Planul de dezvoltare a RET pe zece ani destinate a asigura:

Evacuarea producției din noile capacități preconizate să fie instalate în SEN

- Dezvoltarea accentuată a parcului de producție din zona Dobrogea, prin apariția centralelor electrice eoliene și a unora din următoarele grupuri care au solicitat soluție de conectare: unitățile nucleare 3 și 4 de la Cernavodă, grupuri termoelectrice, la Brăila (880 MW), Galați (800 MW; 400 MW), Alumn Tulcea (400 MW), va duce la încărcarea peste limita admisibilă a secțiunilor de rețea care asigură transportul producției din noile unități către centrele de consum și stocare;
- Racordarea și asigurarea evacuării puterii în cazul realizării proiectelor de instalare de centrale eoliene pentru care s-au emis avize tehnice de racordare în zona Banat, ca și creșterea schimburilor și a tranzitului de energie prin zonă, necesită realizarea proiectelor de întărire a axului de vest Porțile de Fier – Reșița – Timișoara - Arad.
- Realizarea CHEAP Tarnița-Lăpușești – 1000 MW, care ar avea o contribuție importantă la obținerea adecvanței sistemului din punct de vedere al echilibrului producție/consum, în contextul apariției celor două unități nucleare și a centralelor eoliene, impune realizarea stației de 400 kV Tarnița și a liniilor de conexiune a acesteia la sistem.

Alimentarea consumului la parametrii normați de calitate și siguranță

- Ținând seama de estimările de creștere a consumului și intențiile de casare a unor grupuri, s-a identificat necesitatea de întărire a capacității de transport și a capacității de injecție spre rețeaua de distribuție în anumite zone în care acestea au ajuns, sau vor ajunge la limită, în următorii 10 ani:
 - zona municipiului București;
 - zona Tulcea;
 - zona Constanța și litoral;
 - zona Sibiu, pentru rezervarea singurei injecții din RET.

O situație specială există în rețeaua de alimentare a municipiului București. Evoluția prognozată a consumului conduce la necesitatea realizării unui inel de înaltă tensiune din care să se asigure alimentarea sigură a orașului, prin mai multe injecții spre rețeaua de distribuție. Derularea proiectului va trebui coordonată cu Operatorul de distribuție din zona, respectiv ENEL.

Înlocuirea activelor uzate fizic și moral

Se vor înlocui echipamentele vechi cu:

- aparate de comutație cu putere și viteză de rupere a arcului mărite, permițând creșterea vitezei și selectivității eliminării defectelor,
- sisteme de protecții rapide, selective, cu logică flexibilă și complexă, controlabile de la distanță,
- echipamente primare compacte și nepoluante, cu impact redus asupra mediului,
- transformatoare cu pierderi în cupru și în fier reduse,
- conductoare cu limita termică admisibilă mărită, permițând creșterea capacității de transport în situațiile în care nu se poate asigura în timp util construcția de linii suplimentare,
- sisteme de măsurare performante, la nivelul impus de cerințele funcționării pieței de electricitate.

OS2.3. Protecția infrastructurii critice

Context

Uniunea Europeană a stabilit abordarea unitară a protecției infrastructurilor energetice ("Protecția infrastructurilor critice în lupta împotriva terorismului" adoptată de CE în 2004). La nivelul UE, a fost elaborată Cartea Verde pentru un Program European privind Protecția Infrastructurilor Critice (COM (2005) 576 final), care identifică rețeaua de transport printre infrastructurile critice.

În contextul importanței securității energetice pentru securitatea națională, Transelectrica acordă toată atenția implementării legislației aferente sistemelor integrate de securitate a protecției informațiilor clasificate și a protecției infrastructurii critice.

Evoluțiile din ultimele două decenii au arătat creșterea vulnerabilităților Companiei cauzate de defectarea, distrugerea și/sau întreruperea infrastructurilor tehnologice (transporturi, energie, informatică, etc.) provocate de acte de terorism, dezastre naturale, neglijențe, accidente, activități criminale.

Schimbarea structurii organizatorice și funcționale a „Transelectrica” – S.A., aprobată cu Decizia CS nr. 15/20.05.2013 și valabilă cu data de 1 iunie 2013 a creat condițiile privind o nouă abordare în ceea ce privește protecția infrastructurilor critice ale Companiei, prin infrastructuri critice înțelegând acele bunuri, sisteme sau părți din sisteme a căror existență sau funcționare este esențială Companiei pentru a-și realiza misiunea și a căror degradare sau disfuncționalități afectează major funcțiile sale principale.

Obiective și indicatori de performanță

- Realizarea integrală a cerințelor minime legale privind protecția infrastructurilor critice, corelat cu limitele superioare date de posibilitățile de finanțare cu efect pozitiv în creșterea randamentului activelor (ROA).
- Transelectrica își propune instituirea și operarea unui cadru de management al securității ca parte integrantă a sistemului de management al Companiei.

Acțiuni

În conformitate cu *Strategia Transelectrica cu privire la asigurarea unui nivel corespunzător de securitate a obiectivelor*, cu costuri minime se vor realiza următoarele activități proprii:

- explorarea posibilității ca investițiile aferente PIC să fie finanțate de proprietarul rețelei de transport;
- Evaluarea vulnerabilităților și managementul riscului: prin această activitate se identifică obiectivele critice pentru desfășurarea activității precum și gradul lor de vulnerabilitate.
- Îmbunătățirea continuă a capacității de răspuns la amenințări: reprezintă măsura în care personalul este pregătit pentru a face față unui spectru cât mai larg de amenințări, atât fizice cât și informatice.
- Managementul situațiilor de criză: prin care se asigură că sistemul, ca întreg, este pregătit să reacționeze la amenințările fizice și informatice.
- Întocmirea planurilor de continuitate a proceselor: prin care se au în vedere aspectele legate de reducerea probabilității unor disfuncționalități pe termen lung și creșterea promptitudinii în revenirea la starea inițială.

- Dezvoltarea comunicațiilor: prin care se asigură coerența activităților legate de capacitatea de răspuns, managementul situațiilor de criză și planurilor de restabilire. Un aspect important îl constituie căile de legătură cu autoritățile.
- Creșterea nivelului de securitate fizică: prin care se urmărește reducerea amenințărilor interne și exterioare sistemului.
- Sporirea securității informatice: prin care se asigură reducerea nivelului de risc asupra sistemelor de comandă și control, achiziții date și teleprotecții;
- Măsuri de protecție a personalului: care trebuie să conducă la scăderea amenințărilor din interiorul sistemului și trebuie să aibă în vedere criterii de angajare și de verificare periodică a personalului implicat în activități critice.

Protecția informațiilor: în vederea reducerii probabilității ca anumite informații critice, clasificate sau neclasificate, să fie disponibile unor potențiali agresori.

OS2.4. Dezvoltarea durabilă a infrastructurilor proprii (investiții)

Context

Conform legislației în vigoare, Transelectrica, în calitate de operator de transport și de sistem:

- asigură capacitatea pe termen lung a rețelei de transport de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică și exploatează, întreține, reabilitează și dezvoltă în condiții economice rețeaua de transport pentru a-i asigura siguranța, fiabilitatea și eficiența, cu respectarea normelor privind protecția mediului;
- garantează mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor de serviciu public;
- contribuie la realizarea siguranței în alimentarea cu energie electrică, prin asigurarea unor capacități de transport adecvate și prin menținerea fiabilității acestora;

Dezvoltarea infrastructurii proprii urmărește satisfacerea cerințelor utilizatorilor, în condițiile menținerii calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a SEN în conformitate cu reglementările în vigoare. Punerea la dispoziția Companiei a unei infrastructuri suport favorabile dezvoltării economiei și scăderii prețurilor energiei electrice contribuie, pe plan național, la dezvoltarea durabilă și susținerea bunăstării sociale.

Planurile de dezvoltare conțin modalitățile propuse de finanțare și realizare a investițiilor privind rețelele de transport, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare și sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, în condițiile respectării normelor de protecție a mediului.

Planul de dezvoltare al RET 2012-2021 pune în fața Transelectrica necesitatea realizării unor volume foarte mari de investiții.

Mil RON	2013	2014	2015	2016	2017
	BVC				
INVESTIȚII RET (CAPEX)	330	495	523	575	622
PIF	300	180	421	521	722

TABEL 25 PROGRAM INVESTIȚII ȘI PUNERI ÎN FUNCȚIUNE ÎN RET

**Nu sunt incluse investițiile de conectare la RET a noilor utilizatori, finanțabile din tarif de racordare*

Conectarea la rețea a noilor capacități de producție din surse regenerabile impune extinderi și întăriri de rețea în volume valorice tot mai ridicate. Aproape 30% din totalul volumului de investiții prognozat pentru 2013-2017 este alocat integrării noilor capacități de producție, nucleare și regenerabile, din sud-estul României.

Mil RON	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
			BVC				
MENTENANTA	218	177	219	158	168	178	183
CAPEX	333	376	330	495	523	575	622
TOTEX	551	553	549	652	691	752	804

TABEL 26 VOLUM PROGNOZAT DE CHELTUIELI DE INVESTIȚII ȘI MENTENANȚĂ

Redresarea tendinței de scădere a BAR-ului este un obiectiv major al mandatului Consiliului de Supraveghere (2014-2015), atât din perspectiva sustenabilității pe termen lung a Companiei, cât și din perspectiva susținerii pe termen-scurt a nivelului tarifului de transport. Datorită duratei lungi de execuție a proiectelor de investiții, efortul investițional sporit, încă de la debutul mandatului (2014-2015), nu va putea redresa tendința descrescătoare a BAR-ului mai devreme de anul 2016.

Comparativ cu perioada 2008-2012 (perioada a doua de reglementare), volumul prognozat de cheltuieli de investiții aferent perioadei 2014-2017 (perioada a treia de reglementare) este de aproximativ 1,74 ori mai ridicat.

Obiective și indicatori de performanță

Compania își propune:

- Promovarea de proiecte de investiții eficiente din punct de vedere tehnico-economic,
- Utilizarea soluțiilor robuste și flexibile în procesul de planificare a investițiilor, transfer de know-how de la TYNDP elaborate de ENTSO-E la scara europeană,
- Realizarea integrală a volumului de investiții fundamentat prin Planul de dezvoltare,
- Îmbunătățirea performanței procesului de implementare a proiectelor de investiții,
- Adoptarea de soluții tehnice care asigură reducerea impactului asupra mediului înconjurător, în funcție de ultimele performanțe tehnologice accesibile și legislația în vigoare.

Actiuni

Consiliul de Supraveghere propune aplicarea și îmbunătățirea metodologiilor de planificare a investițiilor (analiză cost-beneficiu, prioritizare, etc), care devine o necesitate în contextul incertitudinii ridicate asociate disponibilității și costului surselor externe de finanțare.

În prezent, ENTSO-E derulează un proces de armonizare a metodologiilor de analiză cost-beneficiu în vederea formării unei baze metodologice comune pentru evaluarea unitară a proiectelor candidate la statutul de proiect de interes comun european. La momentul finalizării acestui demers ENTSO-E, fie că rezultatul se va materializa sub forma unor orientări-cadru generale fie că acestea vor fi completate cu normative tehnice detaliate ale analizei cost-beneficiu, Transelectrica va putea integra rezultatele acestui proces în propriul sistem de evaluare a proiectelor de investiții.

Pentru îmbunătățirea performanței procesului de implementare a proiectelor de investiții, se vor promova prioritar soluții tehnice eficiente:

- Liniile noi de 400 kV se vor realiza în soluție constructivă dublu circuit, cu unul sau două circuite echipate inițial în funcție de încărcarea prognozată, reducând astfel impactul pe termen lung asupra mediului;
- Se vor adopta soluții de proiectare a stațiilor cu scheme flexibile, cu dublu sistem de bare sau 1,5 – 2 întrerupătoare pe circuit, în funcție de importanța stațiilor și încadrarea lor în sistem;
- Se va lua în considerare renunțarea la bara de transfer în toate stațiile la care se realizează retehnologizare/ modernizare, având în vedere faptul că se vor utiliza echipamente primare moderne și fiabile, reducându-se astfel amprenta asupra mediului;
- Se vor adopta soluții care să permită alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor Transelectrica din rețeaua proprie.
- Participarea la definirea și implementarea în RET a conceptului de smart grid și electricity highways (magistrale electrice).

Planificarea lucrărilor se va realiza considerându-se toate nivelurile de tensiune existente în stația respectivă, într-un proiect unitar. În toate stațiile în care se prevăd lucrări, se au în vedere și retehnologizarea/ modernizarea sistemelor de control protecție și automatizare și dotările necesare pentru asigurarea telecomandării.

Se vor dezvolta tehnologiile de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN, în scopul creșterii capacității de transport, reducerii cheltuielilor de mentenanță și diminuării pierderilor de putere în RET, ca urmare a reducerii perioadelor de retragere programată din exploatare a LEA și stațiilor.

OS2.5. Creșterea BAR (baza de active reglementată)

Context

Natura activității (reglementată) și modul de stabilire al venitului reglementat și al tarifelor are un impact major asupra strategiei financiare.

Prin urmare, sursele sustenabile de creștere a profitului se constituie din:

- creșterea BAR, factorul principal
- NB: creșterea BAR este legată de nivelul investițiilor aprobate, realizate și recunoscute de ANRE și realizate conform programului de investiții cu PIF angajat de TEL în cadrul perioadei de reglementare
- o acoperire adecvată prin tarif a costurilor necesare operării, întreținerii și dezvoltării rețelei de transport și infrastructurilor conexe și eliminarea nevoii de acoperire a unor cheltuieli operaționale din RBAR ($WACC \times BAR$ – exemplul notoriu fiind CPT)
- eficiența operațională la nivelul Companiei, corelat cu nivelul cheltuielilor controlabile și indicele de eficiență stabilit de ANRE

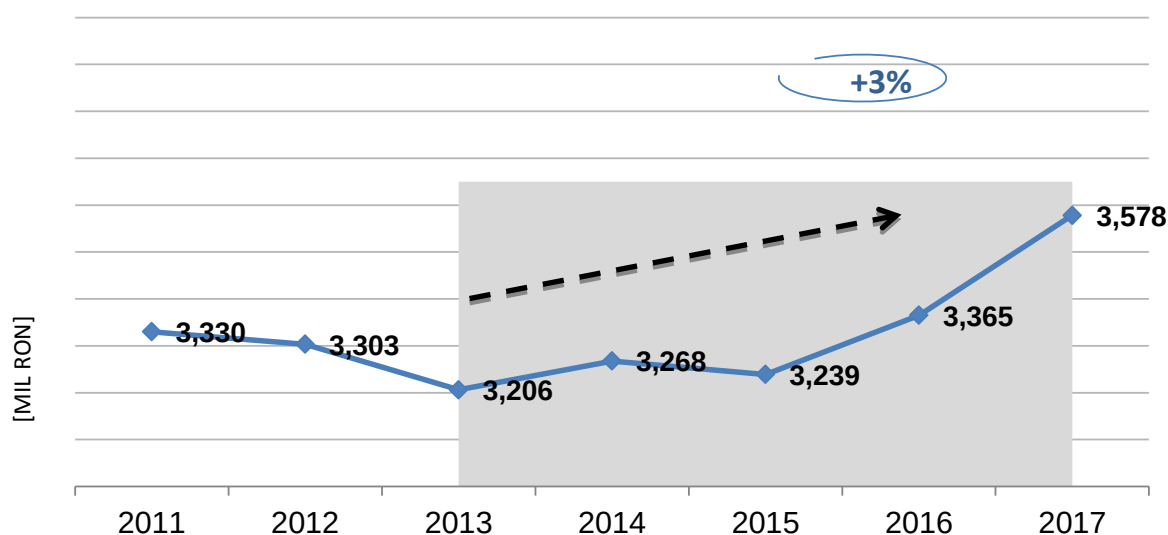


FIGURA 13 EVOLUȚIA BAR

Obiective și indicatori de performanță

- stoparea și reversarea trendului descendent a bazei de active reglementate (BAR) și atingerea unei creșteri medii anuale de 3% în următorii patru ani.

Acțiuni

Sunt cele menționate în realizarea planului de investiții aprobat de ANRE plus:

Diminuarea planului de mentenanță prin trecerea unor proiecte de mentenanță majoră în proiecte de investiții

OS2.6. Optimizarea bugetului de mentenanță

Context

Cheltuielile de mentenanță sunt o componentă importantă în OPEX / cheltuielile controlabile (în sens ANRE). Optimizarea cheltuielilor de mentenanță are în vedere atât optimizarea structurii cât și a valorii pe componente.

Obiective și indicatori de performanță

- Reducerea numărului și duratei evenimentelor accidentale;
- Reducerea numărului și duratei acțiunilor de mentenanță preventivă - planificată (prin stabilirea, fundamentată pe diferite criterii, a frecvenței și conținutului acestora);
- Asigurarea disponibilității ridicate a instalațiilor RET;
- Creșterea flexibilității în funcționare a RET;
- Optimizarea costurilor prin trecerea unei părți a proiectelor de reparații capitate pe investiții;
- Optimizarea mentenanței preventive, direcționată pe aplicarea unor tehnologii moderne de diagnosticare de tip inspecție multispectrală, termoviziune, cromatografie etc. și monitorizarea on-line a instalațiilor complexe noi.

Acțiuni

- Promovarea unor practici de mentenanță și exploatare eficiente,
- Asigurarea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanței prin asigurarea unui nivel de pregătire a personalului conform cerințelor tehnice actuale,
- Monitorizarea pregătirii personalului sucursalelor privind activitatea de mentenanță,
- Adaptarea acțiunilor de mentenanță la specificul noilor instalații/ tehnologii și stabilirea necesarului de analize specifice aprofundate în domeniu,
- Optimizarea stocurilor, în special de aparataj și piese de schimb,
- Trecerea unor proiecte de mentenanță majora în proiecte de investiții instalațiile rețehnologizate/modernizate.

OS2.7. Optimizarea modelului de certificare

Context

În iulie 2012 a fost adoptată Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123 (MO nr. 485/16.07.2012) care transpune în legislația națională Directiva CE/72/2009. Legislația europeană tratează într-un regim nou companiile de tip OTS, impunând un set de condiții speciale și trecând aceste companii printr-un proces de certificare, obligatoriu desemnării și recunoașterii statutului de companie de tip OTS la nivel european.

La nivelul legislației europene certificarea Operatorului de Transport și Sistem se poate implementa după următoarele trei modele, condiționat de îndeplinirea anumitor condiții. Precizăm că în toate trei modelele este obligatorie îndeplinirea condițiilor de separare a controlului în raport de companiile de producție și furnizare. Astfel cele trei modele sunt:

- OTS – OU (Ownership Unbundling) este modelul de bază propus în Directiva 72/2009/CE. Pentru aplicarea acestui model trebuie ca RET să fie în proprietatea companiei OTS.
- ISO (Independent System Operator) – este. Este un model de trecere către modelul țintă, destinat companiilor care în 2009 erau companii integrate pe verticală (VIU). Activele Companiei nu sunt în proprietatea ei. Precizăm ca interpretarea VIU în cazul României se referă la proprietatea statului prin aceeași autoritate (ME) asupra companiilor din zona de competiție (producție și furnizare), precum și a celor din zona de monopol natural (OTS și OD).
- ITO (Independent Transmission Operator) – este un model special în care se păstrează proprietatea unei VIU asupra OTS dar se aplică măsuri de separare echivalente modelului OTS-OU.

Legea energiei (123/2012) ținând cont de regimul de proprietate publică asupra RET a optat pentru implementarea modelului ISO. După îndeplinirea condițiilor de separare control la nivelul autorităților statului (vezi OUG nr. 18/2013) Transelectrica a intrat în procesul de certificare aflat în competența ANRE.

Procesul de certificare a fost finalizat într-o primă etapă de ANRE care prin Decizia 2213 din 2.08.2013 a admis certificarea preliminară a Transelectrica ca OTS pe model ISO. Raportul de certificare a fost înaintat CE, care potrivit legislației urmează să emită o opinie care să valideze acțiunea de certificare. Menționăm că decizia de certificare preliminară solicită Transelectrica să îndeplinească anumite condiții în perioada următoare, condiții care pe fond țin de legislația primară (în principal modul de transformare în lege al OUG nr. 18/2013).

Referitor la acțiunea de certificare a Operatorului de Transport și de Sistem, legea deși prevede implementarea modelului ISO, dă posibilitatea ca în termen de 24 de luni de la data intrării în vigoare a legii, ministerul de resort să realizeze o evaluare a funcționării operatorului de transport și sistem în baza modelului „operator independent de sistem” și, dacă este cazul să propună Guvernului adoptarea modelului de separare a proprietății, conform art. 9 alin. (1) din Directiva 2009/72/CE (modelul OTS-OU).

Obiective și indicatori de performanță

Pe termen mediu, Transelectrica își propune identificarea modelului optim de certificare potrivit Companiei în urma unei analize interne a trecerii la modelul de certificare OTS – OU.

Actiuni

- Reanalizarea soluțiilor de certificare (analiza se va face corelat cu strategia statului în domeniul transportului energiei electrice)

OS2.8. Restructurarea filialelor

Context

Pentru informațiile cu caracter general și detalii vezi prezentarea companiei și analiză strategică.

OPCOM și Formenerg

- Ca efect al prevederilor OUG nr. 18/2013, se autorizează Ministerul Finanțelor Publice și ME să inițieze și să aprobe, după caz, toate operațiunile și demersurile necesare pentru trecerea acțiunilor deținute de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. la Compania Comercială "Operatorul Pieței de Energie Electrică" - S.A. - OPCOM și la Compania Comercială FORMENERG - S.A. în proprietatea statului și administrarea ME, cu respectarea prevederilor legale incidente.
- Acest proces nu a fost demarat, el trebuind a fi corelat cu forma finală de lege a OUG nr. 18/2013.

SMART

- Circa 80% din comenzi sunt asigurate de Transelectrica;
- Este necesară revizuirea politicii de personal (între care numărul mediu) și a politicii privind subcontractarea;
- Performanța economică și financiară trebuie îmbunătățită;
- A făcut obiectul unor analize de restructurare și reorganizare, nefinalizate cu un program clar de acțiune;
- E nevoie de un audit actualizat și un program de eficientizare și reorganizare, activitatea normală a filialei afectând direct capacitatea TEL de a-și îndeplini misiunea.

Teletrans

În prezent, în vederea adaptării Teletrans la reperele actuale ale domeniilor IT&C și energetic la nivel național și european, precum și identificării modalităților optime de îmbunătățire și dezvoltare a serviciilor oferite, în cadrul Teletrans se derulează un proces de planificare strategică pentru perioada 2013 - 2017.

- Circa 80% din comenzi sunt asigurate de Transelectrica;
- Performanța economică și financiară moderată/bună; are potențial de creștere;

- Infrastructura ITC din care o parte importantă este de natura infrastructurilor critice necesită investiții noi din partea Transelectrica;
- Rețeaua de fibră optică așa cum a fost construită are potențial pentru o mai mare valorificare comercială pe piața liberă; în acest sens este nevoie de un plan de afaceri actualizat;
- Este necesară o reevaluare a modului de organizare al informaticii de proces, în prezent în cadrul Teletrans; majoritatea companiilor de tip OTS au informatică de proces pentru activitatea de OS ca structură proprie; de regulă o direcție de informatică de proces în cadrul DEN.

Icemenerg

- Prin punerea în aplicare a HGR nr. 925/2010 privind înființarea, organizarea și funcționarea Institutului Național de Cercetare-Dezvoltare pentru Energie – Icemenerg București, Filiala Icemenerg va fi desființată, iar capitalul social subscris și vărsat al CNTEE Transelectrica – SA se va diminua cu suma corespunzătoare capitalului social subscris și vărsat al filialei.

Icemenerg–Service

- Icemenerg–Service a înregistrat pierderi financiare încă de la momentul trecerii în subordinea Transelectrica, intrând în regim de administrare specială sub autoritatea OPSPI; comisia de privatizare MEC a propus emiterea HG necesară demarării unui proces de privatizare, în caz de eșec urmând a se trece la procedura de insolvență. Dacă în trecut valoarea activelor era estimată ca fiind superioară valorii datoriilor Companiei (către bugetul statului și către furnizori) deci cu speranțe pentru un proces de privatizare prin vânzarea întregului pachet de acțiuni, în prezent acest raport nu mai este asigurat. Transelectrica împreună cu MFP trebuie să decidă asupra căii de urmat; este posibil ca în circumstanțele date să fie mai utilă o procedură de insolvență;

Obiective și indicatori de performanță

În stabilirea obiectivelor și indicatorilor aferenți de performanță vom defini mai întâi câteva principii generale de abordare, valabile pentru toate filialele:

- Dezvoltare accelerată;
- Reducerea / eliminarea dependenței financiare de Compania-mamă;
- Dincolo de 80/20: creșterea ponderii serviciilor și lucrărilor prestate pentru terți;
- Schimbarea structurii de acționari; noi acționari care să susțină prin aport de capital dezvoltarea afacerilor din filialele respective;
- În relația filialelor cu Compania-mamă: creșterea transparenței și monitorizarea cu atenție a prețurilor de transfer;

- Pentru aducerea la îndeplinire a acestor principii și obiective generale va fi nevoie de creșterea rolului companiei în guvernanta corporativă a filialelor, mai exact în componența CA și conducerii executive (în coordonare cu MFP și ceilalți acționari).

OPCOM

- Schimbarea acționariatului - atragerea de parteneriate și de investitori (cu condiția ca Transelectrica să rămână acționar minoritar) astfel încât să crească volumul și calitatea serviciilor prestate atât pe piața de energie electrică cât și, mai nou, pe piața gazelor naturale. NB: spre deosebire de celelalte filiale, OPCOM este ca și Transelectrica o companie integral reglementată în calitatea ei de administrator al piețelor centralizate iar implicarea Companiei mamă în filială este minimală;
- Dezvoltarea capabilităților proprii necesare dezvoltării serviciilor prestate în piețe centralizate.

Formenerg

- Schimbarea acționariatului - atragerea de parteneriate și de investitori (cu condiția ca Transelectrica să rămână acționar minoritar);
- Dezvoltarea capabilităților proprii necesare dezvoltării serviciilor de formare profesională prestate în piață.

SMART

- Demararea unui proces de reflecție strategică la nivelul filialei în vederea creșterii calității serviciilor, majorarea cifrei de afaceri la terți, reducerea costurilor și creșterea profitabilității; procesul de reflecție/planificare strategică se va materializa într-un plan de afaceri cu proiecțiile financiare aferente și setul de KPI pe care conducerea filialei îl va angaja față de Compania-mamă;
- Optimizarea proceselor de afaceri și a structurii organizatorice.

Teletrans

- Finalizarea procesului de reflecție strategică la nivelul filialei în vederea creșterii calității serviciilor, majorarea cifrei de afaceri la terți, reducerea costurilor și creșterea profitabilității; procesul de reflecție/planificare strategică se va materializa într-un plan de afaceri cu proiecțiile financiare aferente și setul de KPI pe care conducerea filialei îl va angaja față de Compania-mamă;
- Dezvoltarea filialei și realizarea de investiții.

Icemenerg

- Ieșirea Companiei din acționariatul filialei prin punerea în aplicare a HG de separare.

Icemenerg–Service

- Demararea unui proces de reflecție strategică a Companiei împreună cu filiala în vederea stabilirii situației reale și perspectivelor de redresare. Pe baza concluziilor acestui proces se vor face propuneri pentru restructurare și privatizare sau, dacă acest lucru nu este posibil pentru declanșarea procedurii de insolvență.

Actiuni

OPCOM și Formenerg

- Pregătirea și promovarea actelor normative necesare, corelat cu transformarea în lege a OUG nr. 18/2013;
- Realizarea demersurilor pentru schimbarea acționariatului.

Teletrans

- Analiza planului propriu de afaceri și reorganizare; aprobarea acestuia în organele de conducere ale filialei cu mandat din parte Companiei-mamă;
- Monitorizarea implementării planului propriu de afaceri și a performanțelor obținute în raport de sistemul de KPI adoptat;
- Consiliere și recomandare de măsuri corective, după caz;
- Analiza prețurilor de transfer.

SMART

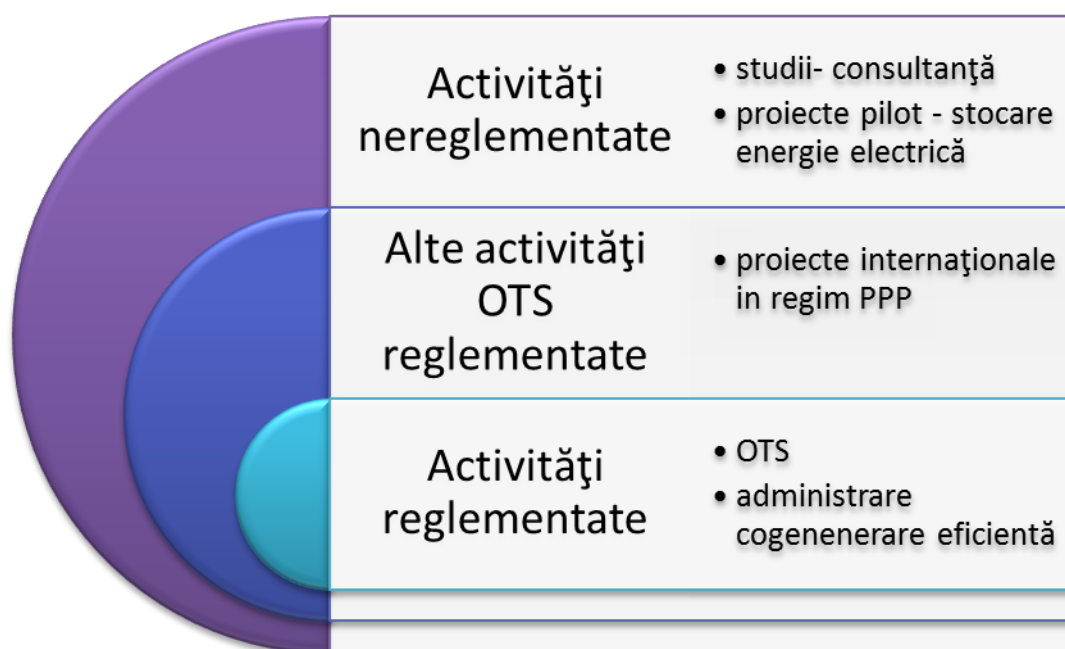
- Analiza planului propriu de afaceri și reorganizare; aprobarea acestuia în organele de conducere ale filialei cu mandat din parte Companiei-mamă;
- Monitorizarea implementării planului propriu de afaceri și a performanțelor obținute în raport de sistemul de KPI adoptat;
- Consiliere și recomandare de măsuri corective, după caz;
- Analiza prețurilor de transfer.

OS2.9. Dezvoltarea Companiei

Context

Transelectrica are potențial de creștere prin implicarea în domeniul unor activități nereglementate, respectând regulile de separare de cele reglementate.

Primul vehicul corporativ creat în acest sens a fost direcția Transelectrica–Soluții.



FIGURĂ 8 ACTIVITĂȚI DESFĂȘURATE DE COMPANIE

Obiective și indicatori de performanță

Se vor explora activități nereglementate posibile pentru Transelectrica, precum:

- Studii de soluție pentru emiterea avizului tehnic de racordare în vederea conectării la RET a noilor utilizatori;
- Consultanță și studii cerute de investitorii în surse regenerabile de energie;
- Consultanță în domeniul cerințelor tehnice pentru generatoare;
- Studii și consultanță pe terțe piețe (activități în plan internațional), realizate individual sau în parteneriat;
- Consultanță și servicii de *project management* pentru alte companii din țară și străinătate;
- Activități noi pe linie de inovație tehnologică, cercetare-dezvoltare (pe modelul Terna Plus);
- Training (ex: Lucrul sub tensiune – cu punere la dispoziție a platformelor proprii);
- Activități distinct reglementate: valorificare SF HVDC link în cablu submarin România – Turcia (proiect internațional în regim PPP)

Actiuni

CS își propune susținerea și consilierea Companiei în identificarea de afaceri separat reglementate/ nereglementate ce pot constitui oportunități de afaceri și analiza eficienței acestora prin analize riguroase de tip cost-beneficiu.

Dezvoltarea corespunzătoare a portofoliului de prestații (consultanță, inginerie, alte activități) ar permite trecerea la organizarea în forme superioare în următoarele etape: sucursala – forma tranzitorie, filiala – forma finală.

În concluzie, obiectivele și indicatorii de performanță propuși de către CS pentru perioada 2013-2017 din perspectiva internă sunt:

Obiectiv	Criteriu de performanță	Valoare țintă 2013- 2017
OS2.1. Conducerea tehnică și operativă a SEN astfel încât să se asigure alimentarea continuă și în condiții normate de calitate a energiei electrice, siguranță și stabilitate în funcționare	Codul tehnic RET, licența, Standardul de performanță și cerințele europene (ENTSO-E, UE)	Respectarea condițiilor normate prin codul tehnic RET, licență, Standardul de performanță și cerințele europene (ENTSO-E, UE)
	Cerințe stabilite de reglementări europene sau convenții internaționale	Actualizarea Codului Tehnic al RET conform necesităților
	Sistemul de prognoză a cantităților de energie produsă în CEE	Respectarea condițiilor stabilite prin reglementările europene sau convenții internaționale
OS2.2. Întărirea RET și creșterea eficienței în funcționare a RET	Volum de investiții	Introducerea sistemului de prognoză a cantităților de energie produsă în CEE
	Principii utilizate în procesul de înlocuire a echipamentelor	Realizarea investițiilor determinate de eliminarea congestiilor structurale conform Planului de dezvoltare
OS2.3. Protecția infrastructurii critice	Cerințe legale privind protecția infrastructurilor critice	Înlocuirea echipamentelor pe baza principiilor de eficiență în urma analizelor de cost-beneficiu
	Managementul securității - parte integrantă a sistemului de management al Companiei	Realizarea integrală a cerințelor minime legale privind protecția infrastructurilor critice
		Instituirea și operarea unui cadru de management al securității ca parte integrantă a sistemului de management al

Companiei.

OS2.4.Dezvoltarea durabilă a infrastructurilor proprii (investiții)	Volumul de investiții fundamentat prin Planul de dezvoltare	Realizarea integrală a volumului de investiții fundamentat prin Planul de dezvoltare
	Eficiența proiectelor de investiții	Promovarea de proiecte de investiții eficiente din punct de vedere tehnico-economic
	Soluții robuste și flexibile în planificarea investițiilor	Utilizarea soluțiilor robuste și flexibile în procesul de planificare a investițiilor
OS2.5.Creșterea BAR	BAR	Creșterea BAR cu 3% la finele anului 2017
OS2.6.Optimizarea bugetelor de mentenanță și investiții și recunoașterea cheltuielilor respective de către reglementator	RK parțial trecut pe investiții	Mentenanță bazată pe fiabilitate (optimizarea activelor) Realizarea investițiilor pentru eliminarea congestiilor
OS2.7. Optimizarea modelului de certificare	Model de certificare Tinta: OTS - OU	Pasul 1: certificare completa ca ISO Pasul 2: certificare ca OTS – OU (ownership unbundling)
OS2.8. Restructurarea filialelor	Soluție de restructurare	Implementarea cu succes a soluției de restructurare
<u>Alte afaceri (nereglementate)</u>		
OS2.9. Dezvoltarea Companiei	Dezvoltarea afacerilor	Studii și consultanță, servicii din zona proprie de competență pentru alte companii

TABEL 27 OBIECTIVE ȘI CRITERII DE PERFORMANȚĂ: DIN PERSPECTIVA INTERNĂ

4.2.3. Perspectiva învățării și creșterii

Direcția 1 – creșterea și valorificarea capitalului uman

OS3.1. Optimizarea structurii organizatorice și a numărului mediu de personal, creșterea productivității muncii

Context

Deși structura organizatorică a suferit numeroase modificări în ultimii ani, se poate observa în continuare o structură încărcată prin prezența unui aparat administrativ greoi, supra-dimensionat.

Cu privire la numărul total de personal, deși strategiile anterioare ale companiei au avut în vedere o scădere semnificativă a numărului mediu de personal, acesta a rămas relativ constant, cu creșteri înregistrate în numărul de personal din departamentele suport, precum și numărul de personal cu funcții de conducere.

Indicator	2008	2009	2010	2011	2012
La 31 decembrie	2.188	2.200	2.200	2.200	2.198
Număr mediu de personal în cursul anului	2.198	2.184	2.184	2.197	2.198

TABEL 28 NUMĂRUL TOTAL ȘI NUMĂRUL MEDIU DE PERSONAL 2009-2012

Obiective și criterii de performanță

Pornind de la concluziile trase în urma intervențiilor trecute asupra organigramei, Transelectrica își propune crearea unei noi organigrame adaptată nevoilor curente și structurată pe principalele procese de afaceri ale companiei, în echilibru cu volumul actual de activitate.

Acțiuni

- Normarea activităților, care să ducă la stabilirea numărului optim de personal în activitate,
- Centralizarea de activități, analiza posturilor, eliminarea activităților redundante.

OS3.2. Perfecționare profesională

Context

Transelectrica asigură instruirea și pregătirea profesională a personalului propriu prin elaborarea de programe de instruire, formare și perfecționare profesională, în conformitate cu *Planul de formare profesională a personalului*, anexă la CCM al Companiei și cu *Programul anual de formare și perfecționare profesională al angajaților*.

Obiective și indicatori de performanță

Transelectrica își propune:

- Creșterea calității actului de instruire și formare profesională prin redactarea riguroasă a caietelor de sarcini și alegerea exigentă a furnizorilor;
- Eliminarea actelor de instruire formale (deghizate în mini-vacanțe);
- Menținerea bugetului de perfecționare profesională la nivelul mediei ultimilor 2 ani;
- Creșterea nivelului de pregătire și performanțelor profesionale, așa cum rezultă ea din evaluările anuale ale performanțelor angajaților (de exemplu, % din angajați peste nivelul standard);

- Creșterea nivelului de perfecționare profesională prin participarea sistematică în activitățile ENTSO-E, CIGRE și altor asociații profesionale de prestigiu;

Acțiuni

- Actualizarea procedurilor interne privind instruirea și pregătirea profesională a salariaților;
- Revizitarea ofertei de instruire a Formenerg și modernizarea caietelor de sarcini aferente fiecărei forme de instruire profesională prestată de filială pentru personalul companiei;
- Realizarea unui studiu privind condițiile de transformare a companiei într-o companie în care activul cel mai important să fie cunoașterea (knowledge based company); Buget estimat cca: 200.000 Euro; Consultant: firmă de HR cu reputație internațională în domeniu.

OS3.3. Creșterea motivației angajaților

În ultima perioadă s-a observat că un număr mare de specialiști, formați în activitatea de bază a Transelectrica, a părăsit Compania pentru a lucra în domeniu la alți angajatori, motivul principal fiind cel al salarizării reduse. În plus, sistemul actual de retribuire a muncii nu recompensează/stimulează performanța profesională.

Obiective și indicatori de performanță

Compania își propune reducerea numărului de plecări voluntare ale personalului la mai puțin de 10 (anual).

Transelectrica își propune proiectarea și negocierea cu reprezentanții autorizați ai salariaților (sindicate) a unui nou sistem de salarizare, similar celor mai performante companii OTS din Europa, bazat pe performanță și corelat cu noua organigramă. Grila se va baza pe responsabilitățile și cerințele specifice diverselor posturi și va conține o componentă variabilă în funcție de performanța individuală și a Companiei.

Se va avea în vedere creșterea nivelului de compensare pentru funcțiile de importanță mare din Transelectrica și analiza necesității și oportunității introducerii unor programe de tip ESOP (employee stock option plan) și MSOP (management stock option plan)

Încadrarea în bugetele de salarizare aprobate.

Acțiuni

- Centralizarea funcției de formare profesională,
- Optimizarea planului de formare profesională (identificarea de nevoi de instruire în cadrul proceselor de evaluare anuală a performanțelor individuale),
- Formarea de traineri interni, buni cunoscători ai activității Transelectrica,
- Identificarea și construcția de planuri de carieră tip.

- Salarizare pe bază de performanță

Direcția 2 – Dezvoltarea capitalului informațional

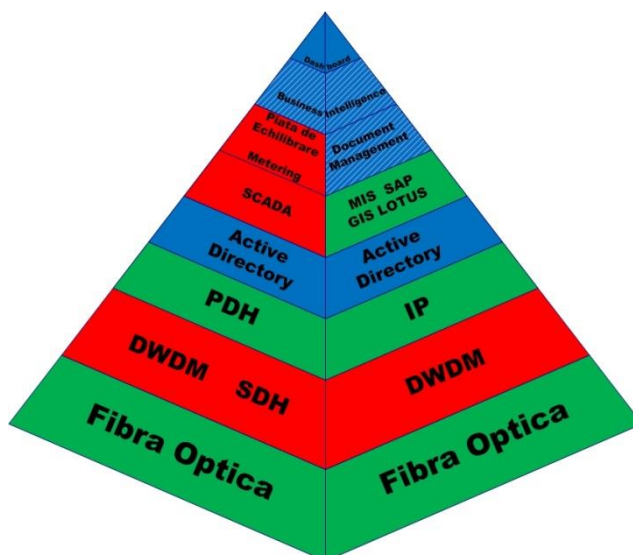
OS3.4. Optimizarea sistemului de informatică de proces

Context

Infrastructura de comunicații reprezintă factorul determinant în ceea ce privește funcționalitatea și securitatea aplicațiilor informatice din organizație. Echipamentele de telecomunicații formează o infrastructură națională de comunicații integrate.

Actualul sistem EMS/SCADA al Companiei este în funcțiune din anul 2004 (9 ani de funcționare în regim de 24 ore / zi, 7 zile pe săptămână, în condițiile în care durata normală de funcționare a echipamentelor este de 5 – 7 ani). Conceptul care a stat la bază este din anul 2001, iar sistemul nu mai poate răspunde cerințelor actuale datorită limitărilor tehnice.

Arhitectura IT&C poate fi reprezentată conform figurii de mai jos:



FIGURĂ 9 ARHITECTURA ITC

Verde: sisteme / infrastructuri existente

Roșu: sisteme / infrastructuri existente dar care trebuie modernizate

Albastru: sisteme / infrastructuri care vor trebui realizate în viitor

Albastru hașurat: sisteme / infrastructuri care sunt în diferite stadii de realizare

Obiective și indicatori de performanță

Este necesar ca una din preocupările majore ale Transelectrica să fie consolidarea permanentă și extinderea infrastructurii IT&C suport important pentru desfășurarea activității Companiei în condiții de maximă calitate, prin modernizarea sa cu tehnologii de ultima oră prin diverse proiecte din domeniul tehnologiei informațiilor și telecomunicațiilor.

- Organizarea unui *upgrade* a actualului sistem hardware și software EMS - SCADA pentru a asigura funcționarea Operatorului de Sistem/și proiectarea și implementarea unui nou sistem (o noua generație EMS - SCADA) până în anul 2017 (de verificat cu planul de investiții);
- Backbone de comunicație regional bazat pe infrastructura existentă a OTS din regiune.

Acțiuni

- Realizarea SF pentru noua generație a sistemului EMS - SCADA
- Modernizarea și up-gradingul echipamentelor de telecomunicații aferente sistemului

OS3.5. Dezvoltarea sistemului informatic de gestiune

Context

Vezi analiza strategică a Companiei în domeniul ITC

Obiective și indicatori de performanță

Realizarea unui nou sistem complet și performant de tip ERP (Enterprise resource planning)

Acțiuni

- pregătirea, proiectarea și implementarea unui sistem complet de tip ERP, valorificând în măsura posibilului a infrastructurii existente (HW și SW)

Direcția 3 – creșterea capitalului organizațional

OS 3.6. Refacerea și creșterea culturii organizaționale

Context

Complementar primei direcții de creștere a capitalului uman, unde accentul se pune pe capitalul uman individual, creșterea capitalului organizațional pune accentul pe problemele de lucru în echipă, de leadership și comunicare, pe cultura de întreprindere care trebuie aliniată la noile exigențe de performanță care se propun prin Strategia de Administrare. Cultura organizațională poate fi abordată și în termeni de climat organizațional ce reflectă valorile reale și comportamente reale ale salariaților și de aici gradul real de aliniere între strategie și realitățile operaționale la nivelul salariaților.

Transelectrica a realizat în primii ani de existență o cultură organizațională performantă (în special în plan tehnic), având la bază și o structură de personal mai omogenă ca pregătire și cunoaștere a realităților SEN. Fluctuațiile de politici de personal și decizii lipsite de o suficientă abordare etică ale personalului de conducere au deteriorat climatul organizațional.

Obiective și indicatori de performanță

- Realizarea în companie a unei culturi organizaționale specifică unui nivel ridicat de expertiză profesională, dedicat obținerii unui nivel de performanță similar celor mai bune realizări ale companiilor OTS din Europa.
- Bazarea deciziilor de HR pe motivația de proces, a echității în primul rand.

Acțiuni

- Realizarea unui studiu urmat de un plan de măsuri, contractat cu o firmă de HR cu reputație în domeniu; buget estimat: 150.000 Euro
- CS prin CNR își va prevedea în programul propriu de activitate consilierea Directoratului și a echipei HR în acest domeniu, precum și monitorizarea acțiunilor realizate din punct de vedere la eficienței.

Pe scurt, obiectivele și indicatorii de performanță propuși de către CS pentru perioada 2013-2017 din perspectiva învățării și creșterii sunt:

Obiectiv	Indicator de performanță	de	Valoare țintă 2013- 2017
OS3.1. Optimizarea structurii organizatorice și a numărului mediu de personal	Structura organizatorică		Definirea și implementarea unei noi organigrame
OS3.2. Perfecționare profesională	Cheltuieli perfecționare profesională Performanțe profesionale ale angajaților	cu	Mentținerea bugetului de perfecționare profesională la nivelul ultimilor ani Creșterea performanțelor profesionale, așa cum rezultă ea din evaluările anuale ale performanțelor angajaților (de exemplu, % din angajați peste nivelul standard)
OS3.3. Creșterea motivației angajaților	Numărul de plecări voluntare Sistem de salarizare (compensare) cu o componentă variabilă în funcție de performanță Creșterea nivelului general de compensare Planuri de carieră pentru angajați		Numărul de plecări voluntare din funcțiile cheie: sub 10/an Implementarea cu succes a noului sistem de salarizare Implementare sistem de planuri de carieră
OS3.4. Optimizarea proceselor și sistemului	Sistemul hardware și software	și	Organizarea unui upgrade a actualului sistem hardware și software pentru a

sistemului informatic de proces		asigura funcționarea Operatorului de Sistem/și implementarea unui nou sistem până în anul 2017
OS3.5. Dezvoltarea sistemului informatic de gestiune	Sistemul informatic de gestiune	Dezvoltarea sistemului informatic de gestiune
O.S.3.6. Refacerea și creșterea culturii organizaționale	Îmbunătățirea climatului organizațional (de muncă)	Masurare prin sondaje de tip Gallup și măsuri corective, după caz

TABEL 29 OBIECTIVE ȘI CRITERII DE PERFORMANȚĂ: DIN PERSPECTIVA ÎNVĂȚĂRII ȘI CREȘTERII

4.2.4. Perspectiva financiară

OS4.1. Creșterea indicatorilor de profitabilitate

Context

Potențiale contracții neprevăzute ale cantității de energie vehiculată în SEN de la un an la următorul, produc perturbații în mod direct la nivelul veniturilor obținute din tarifele reglementate chiar dacă sunt ajustate (cu anul următor) principalele venituri cu impact asupra profitabilității Companiei.

Pentru perioada anterioară, veniturile operaționale obținute din aplicarea tarifelor reglementate în anul 2012 s-au diminuat, pe fondul contracției cantității de energie tarifabilă față de 2011. Mai mult, reducerea severă a consumului de energie electrică produsă în contextul recesiunii economice, în anul 2009, nu a fost recuperată integral până în prezent pe fondul unui ritm lent de revenire a consumului. În contextul unei sensibilități reduse a costurilor la variații ale cantității de energie, asemenea perturbații s-au propagat la nivelul profiturilor (EBITDA, EBIT, profit net) și a indicatorilor de profitabilitate aferenți.

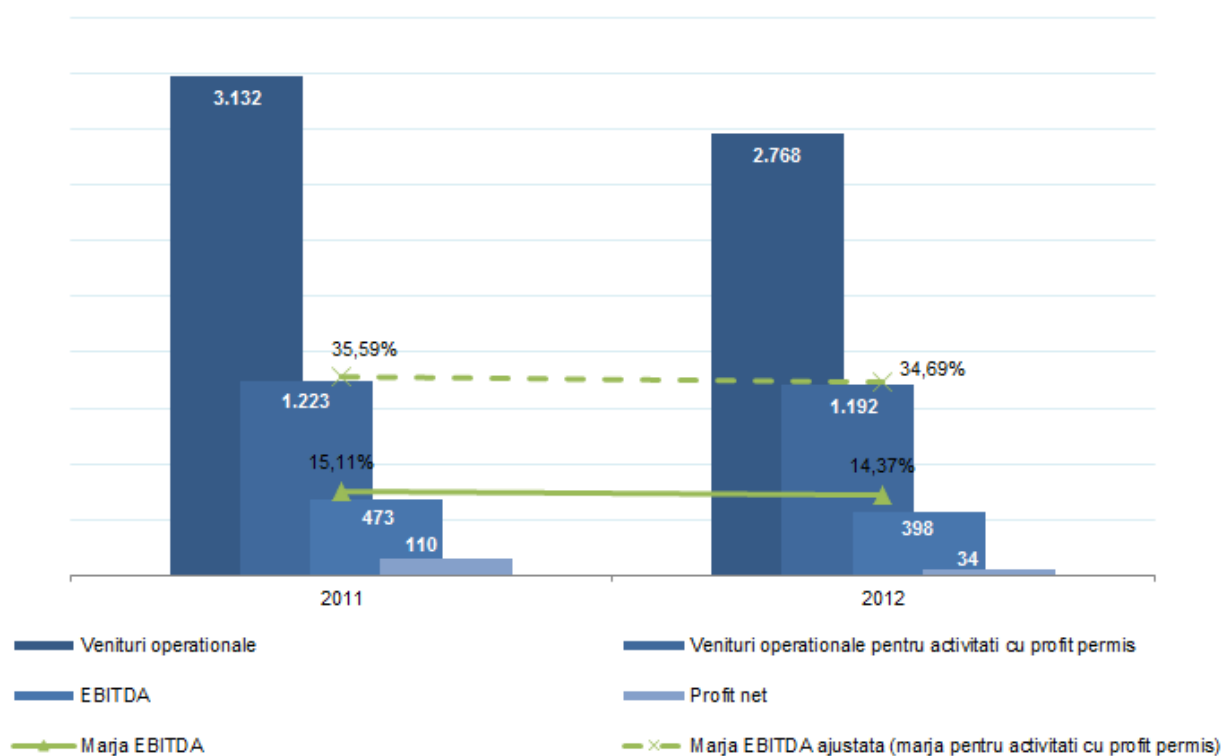


FIGURA 14 EVOLUȚIA PERFORMANȚEI OPERAȚIONALE DIN ACTIVITĂȚILE CU PROFIT PERMIS

Notă: În ciuda design-ului „pass-through”, serviciile de sistem tehnologice nu au fost perfect neutre ca rezultat operațional și au generat profit/pierdere în 2011/2012. Impactul acestor pierderi/câștiguri asupra EBITDA a fost eliminat pentru marja EBITDA ajustată.

Prezentarea marjei EBITDA ca pondere în veniturile cu profit permis, în defavoarea prezentării marjei EBITDA în veniturile totale ce includ veniturile aferente activităților zero-profit (serviciile de sistem tehnologice și piața de echilibrare), oferă relevanță sporită indicatorului întrucât segmentele operaționale zero-profit pot distorsiona substanțial nivelul indicatorului prin contribuția semnificativă pe care o dețin în totalul veniturilor în condițiile unor marje de profit nule.

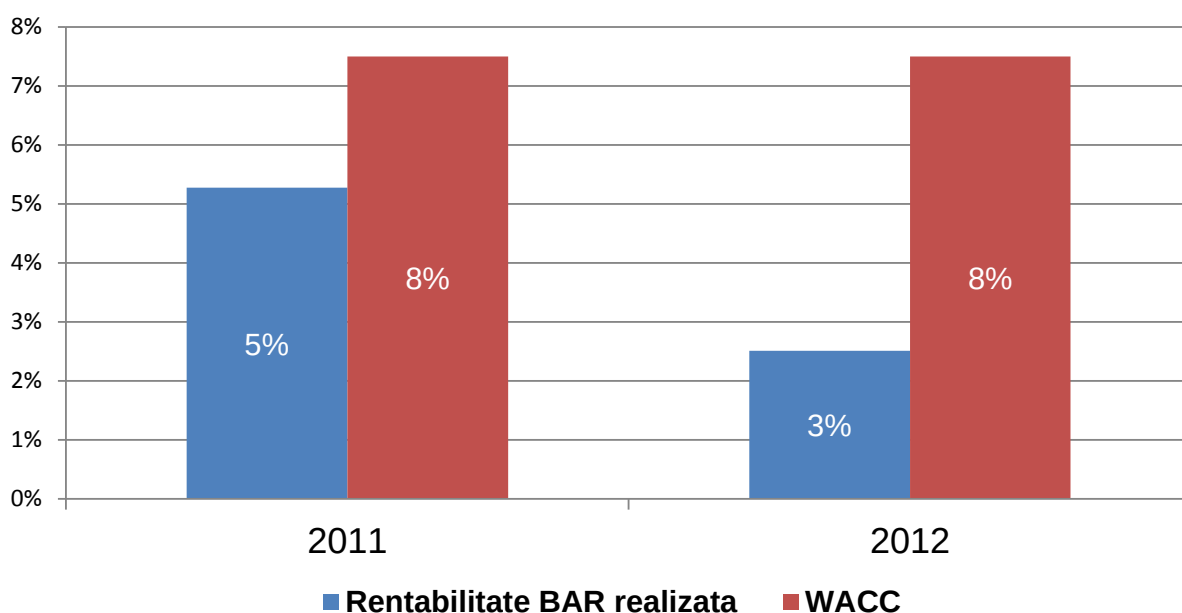
Natura activității (reglementată) și modul de stabilire al venitului reglementat și al tarifelor are un impact major asupra strategiei financiare. Prin urmare, Consiliul de Supraveghere propune o abordare sustenabilă a indicatorilor, pornind de la limitările impuse de către predicțiile cu privire la volumul energiei vehiculate, cât și de către reglementări aplicabile.

În acest sens, se consideră că prezentarea rentabilității activelor reglementate ca raport între profitul operațional și valoarea BAR este consistentă cu structura reglementată a tarifelor aferente activităților cu profit permis (transport și servicii de sistem funcționale). Componenta tarifară destinată rentabilității capitalului ($RRR \times BAR$) are la bază rata reglementată a rentabilității (RRR) și baza reglementată a activelor (BAR), regăsindu-se integral la nivelul

profitului operațional realizat de companie în ipoteza încadrării perfecte a costurilor operaționale în costurile recunoscute de ANRE. În limitele metodologiei curente, presupunând că venitul realizat este egal cu venitul reglementat, nu sunt asigurate premisele obținerii unei rentabilități efective a capitalului la nivelul rentabilității reglementate a capitalului.

Factorii cei mai importanți care determină randamente realizate inferioare celor reglementate sunt: neregnoașterea integrală a costurilor cu achiziția energiei necesare acoperirii pierderilor din rețea, neregnoașterea integrală a valorilor anuale ale amortizării activelor fixe prin utilizarea unor durate de serviciu pentru active mai lungi decât cele utilizate în evidențele contabile ale Companiei.

Pe măsură ce discrepanțele rezultate între costurile efective și costurile recunoscute se vor atenua, randamentele efective vor converge către randamentele reglementate micșorând ecartul istoric.



FIGURĂ 10 COMPARAȚIE ÎNTRE RENTABILITATEA BAR REGLEMENTATĂ ȘI CEA REALIZATĂ

Obiective și indicatori de performanță

Consiliul de Supraveghere propune măsurarea performanței viitoare financiare din punct de vedere al profitabilității în funcție de următorii doi indicatori:

		2012	2013	2014	2015	2016	2017
INDICATORI		BVC					
Energia tarifată	TWh	5.39	5.12	4.91	4.72	4.53	4.35
Venituri operaționale	Mil RON	2,768	2,569	2,736	2,750	2,765	2,783
Variția veniturilor	%	-11.6%	-7.2%	6.5%	0.5%	0.6%	0.6%
EBIT	Mil RON	83	69	126	143	150	157
EBT	Mil RON	47	45	67	77	80	80
EBT margin	%	1.7%	1.7%	2.4%	2.8%	2.9%	2.9%
EBITDA	Mil RON	398	417	509	545	572	607
EBITDA margin	%	14.4%	16.2%	18.6%	19.8%	20.7%	21.8%
Rezultatul net	Mil RON	34	29	57	65	68	68

TABEL 30 INDICATORI DE PROFITABILITATE

Actiuni

- Analiza/restructurarea bilanțului contabil
- Reducerea cheltuielilor operaționale prin eficientizarea activităților
- Măsurii pentru creșterea ROA, printre altele, prin reducerea cheltuielilor operaționale
- Venituri: Solicitarea la ANRE a creșterii gradului de acoperire/recunoaștere a unor costuri importante în tariful reglementat de transport (ex: CPT);
- NB: soluția finală este scoaterea CPT din tariful de transport și tratarea lui pe principiul de break-even fie distinct, fie încadrat în tariful de sistem.

OS4.2. Optimizarea mixului de finanțare

Context

RET este proprietate publică a Statului, concesionată Transelectrica. Conform prevederilor legale, calitatea de concesionar obligă la păstrarea activelor concesionate cel puțin la nivelul tehnic la care au fost preluate și, după caz, la un nivel tehnic superior, corespunzător dezvoltării tehnologice. Ca atare, prima preocupare pentru finanțarea din tarif se referă la lucrările de modernizare și re tehnologizare.

Ca urmare a modificărilor semnificative preconizate pentru perioada următoare în structura parcului de producție, în special ca urmare a dezvoltării producției bazate pe resurse regenerabile și a instalării a două noi unități nucleare, devine o preocupare majoră extinderea și consolidarea RET pentru a face față noilor fluxuri de putere, iar componenta principală de finanțare până în prezent a fost creditul, sub forma împrumuturilor bancare.

Optimizarea finanțării este un element esențial în vederea îmbunătățirii performanței financiare. Mai mult, capacitatea Transelectrica de accesare a piețelor financiare la costuri reduse reprezintă o condiție esențială pentru implementarea integrală a planului de investiții.

Problema deficitului de finanțare a dezvoltării RET nu este specifică României, ci are un caracter general, recunoscut la nivelul Uniunii Europene. Astfel, în Documentul Priorități ale infrastructurii energetice până în 2020 și mai departe (COM 2010/677) se estimează că necesarul de investiții în sistemele energetice între prezent și 2020 este 1 trilion €. Din acesta, în documentul CE se estimează că circa 200 miliarde sunt necesare pentru RET, dar, având în vedere angajamentele actuale, numai 50% din această valoare va fi realizată, existând un deficit la nivel UE de 100 miliarde €.

Obiective și indicatori de performanță

Deși tariful de transport reprezintă principala sursă de finanțare pentru investiții, aceasta nu este singura. Pentru viitor, Compania își propune analiza, identificarea și implementarea unor soluții alternative, care să suplimenteze sursele de finanțare a investițiilor viitoare. Printre acestea, se vor explora:

- optimizarea structurii de finanțare bazată pe:
 - introducerea finanțării prin obligațiuni;
 - diversificarea tipurilor de creditare și a mecanismelor de garantare aferente; mijloace de finanțare inovativă (ex.: credite furnizor, credite client, care ar putea constitui un răspuns adecvat, parteneriat public – privat pentru elemente dedicate evacuării puterii).
- alocații bugetare pentru susținerea extinderii și consolidării RET;

În cazul în care vor fi identificate la timp soluții permise de cadrul de reglementare (ex.: finanțare rambursabilă furnizată de utilizatorul RET, taxă de racordare extinsă pentru acoperirea lucrărilor necesare pentru întărirea RET în amonte, alte soluții), se va încerca devansarea unor proiecte.

[Mil RON]		2013	2014	2015	2016	2017
	Total	1-Jul-13	1-Jan-14	1-Jan-15	1-Jan-16	1-Jan-17
	Perioada	31-Dec-13	31-Dec-14	31-Dec-15	31-Dec-16	31-Dec-17
EBITDA	2,351	119	509	545	572	607
Impozitul pe profit curent	(41)	5	(10)	(12)	(12)	(12)
Alte venituri/cheltuieli financiare	11	13	(2)	(1)	0	1
Modificari ale capitalului de lucru	340	314	37	(15)	26	(23)
Flux de numerar operational	2,661	451	534	517	586	573
Investitii						
Realizare sediu central	(86)	0	(29)	(29)	(29)	0
Vanzari spatii si terenuri	16	0	8	8	0	0
Lucrari de investitii in RET	(2,477)	(262)	(495)	(523)	(575)	(622)
Total investitii	(2,546)	(262)	(515)	(544)	(603)	(622)
Flux de numerar inainte de finantare	115	190	18	(27)	(17)	(49)
Finantat cu:						
Imprumut bancar	565	52	67	134	156	156
Emisiune de obligatiuni	900	200	200	200	150	150
Total finantari	1,465	252	267	334	306	306
Fonduri disponibile pentru plata datoriei bancare (CFADS)	1,580	442	285	307	289	257

TABEL 31 STRUCTURA FINANȚĂRII

De altfel, se vor lua în considerare și surse de finanțare precum majorarea capitalului social prin emisiune de acțiuni (limitată de necesitatea menținerii poziției majoritare a statului român în acționariatul Companiei în condițiile în care majorarea capitalului Companiei prin aporturi noi de la acționari ar conduce la diluarea participației guvernului).

Viitoare emisiuni de acțiuni sunt limitate de necesitatea menținerii poziției majoritare a statului român în acționariatul Companiei în condițiile în care majorarea capitalului Companiei prin aporturi noi de la acționari ar conduce la diluarea participației guvernului. Procentul deținut de statul român în capitalul Transelectrica este în prezent 58%, marja disponibilă pentru diluare până la pachetul minim de control 51% putând fi exploatată printr-o majorare de capital de cca. 15%. Menționăm că această metodă de finanțare pe equity va prezenta interes dacă se va trece pe termen mediu de la actuala formă de certificare pe model ISO la modelul de certificare standard de OTS – OU (ownership unbundling).

			2012	2014	2015	2016	2017
INDICATORI							
Datoria purtatoare de dobanda	Mil RON	1,153		1,438	1,579	1,723	1,900
Datoria financiara neta	Mil RON	858		862	989	1,116	1,287
Datoria bancara	Mil RON	1,153		1,038	979	973	1,000
Sold obligatiuni	Mil RON	0		400	600	750	900
Datoria bancara in structura datoriei	%	100%		72%	62%	56%	53%
Sold obligatiuni in structura datoriei	%	0%		28%	38%	44%	47%
Capitaluri proprii	Mil RON	2,431		2,462	2,492	2,520	2,543

TABEL 32 INDICATORI BANCARI

Soluțiile de finanțare utilizate trebuie să mențină echilibrul între randamentele generate de proiecte și costul finanțării acestora. Procesul investițional trebuie să aducă valoare adăugată acționarilor Companiei, alegerea unor soluții de finanțare cu costuri superioare randamentelor proiectelor conducând la erodarea valorii acționarilor.

Existența unui astfel de sistem are efecte benefice inclusiv din perspectiva percepției riscului de credit, semnalizând piețelor financiare flexibilitatea Companiei în gestionarea fluxurilor de numerar și, implicit, un nivel îmbunătățit de securitate a investiției pentru creditori (agenția de rating de credit Moody's Investors Service evaluează flexibilitatea planului de investiții ca factor de rating).

Acțiuni

- Pregătirea și realizarea emisiunii inaugurale de obligațiuni în RON de 200 mil lei cu durata de 5 ani până la sfârșitul anului curent, 2013;
- Analiza opțiunilor pentru optimizarea mix-ului de finanțare (emiterea de obligațiuni și/sau acțiuni/ listarea secundară pe o piață europeană);
- Atragerea de fonduri europene, mai precis granturi accesate prin Programe Operaționale Sectoriale și facilitate specială de finanțare a Proiectelor de Interes Comun la nivel comunitar (PCI)

OS4.4. Creșterea plusvalorii pentru acționari

Context

Obiective și indicatori de performanță

Indicatorul ales este " Total Shareholders Return ", randamentul total pentru acționari.

TSR se calculează după formula:

$$TSR = \Delta \text{ Capitalizare} + \Sigma \text{ Dividende}$$

În care:

- Δ Capitalizare este creșterea capitalizării bursiere cu referință valoarea capitalizării bursiere din ultima zi de tranzacționare pe BVB a lunii decembrie 2012;
- Σ Dividende este suma dividendelor anuale plătite către acționari pe durata mandatului Consiliului de supraveghere.

Valoric Consiliul de Supraveghere își propune să realizeze o plusvaloare (TSR) pentru acționari de cel puțin 40% până la sfârșitul mandatului (2017).

Acțiuni

- toate acțiunile evidențiate în planul de administrare prin care crește performanța operațională, crește BAR și se îmbunătățesc indicatorii de profitabilitate

OS4.5. Îmbunătățirea ratingului

Context

Factori determinanți în evoluția ratingului sunt reprezentați de:

- evoluția ratingului suveran al României,
- potențiala deteriorare semnificativă a metricelor de credit Transelectrica (indicatori numerici utilizați în analiza de credit).

Vulnerabilitățile principale identificate de Moody's Investors Service la nivelul componentei de bază a profilului de credit Transelectrica vizează mediul de reglementare și fundamentele de credit:

- mediul de reglementare:
 - mecanismul de stabilire a tarifelor – potențial de perfecționare a modului de recuperare a costurilor operaționale și a costurilor asociate investițiilor,
 - consecvența și transparența actului de reglementare.
- fundamentele de credit individuale ale Companiei:
 - expunerea ridicată a rezultatelor la evoluția cursului de schimb valutar,
 - solicitarea semnificativă a lichidităților Companiei în perspectiva demarării unui program amplu de investiții (capacitatea Companiei de a genera lichidități din activitățile de bază și de a accesa fonduri pe piața financiară devin elemente-cheie de atenuare a acestui risc).

Obiective și criterii de performanță

În contextul în care ratingul Transelectrica este puternic legat de ratingul suveran al României, Compania își propune să atingă nivelul maxim parțial față de minim ratingul suveran (rating de investment grade), iar ca obiectiv intermediar un nivel sub ratingul suveran în primii doi ani de mandat, păstrând atenția către îmbunătățirea indicatorilor de performanță financiară, stabilității și predictibilității evoluției în timp a acestora și independenței surselor de finanțare.

Observație finală:

Indicatorii de performanță financiară se completează ca restricții asumate cu toți covenantii angajați în acordurile de finanțare cu Instituțiile financiare internaționale (BIRD, BERD, BEI).

			2012	2014	2015	2016	2017
INDICATORI							
Datoria purtătoare de dobândă	Mil RON	1,153		1,438	1,579	1,723	1,900
Datoria financiară netă	Mil RON	858		862	989	1,116	1,287
Datoria bancară	Mil RON	1,153		1,038	979	973	1,000
Sold obligațiuni	Mil RON	0		400	600	750	900
Datoria bancară în structura datoriei	%	100%		72%	62%	56%	53%
Sold obligațiuni în structura datoriei	%	0%		28%	38%	44%	47%
Capitaluri proprii	Mil RON	2,431		2,462	2,492	2,520	2,543
Datoria financiară netă/EBITDA	X	2.2 x		1.7 x	1.8 x	2.0 x	2.1 x
Datoria financiară netă/ Capitaluri proprii	%	35.3%		35.0%	39.7%	44.3%	50.6%
EBITDA/Dobândă	x	12.65 x		36.7 x	17.1 x	10.0 x	9.3 x
DSCR	x	N/A		1.1 x	1.0 x	1.1 x	1.0 x

TABEL 33 INDICATORI BANCARI

Planul propriu de lucru al Consiliului de Supraveghere și al Comitetelor Consultative

5.1. Planul propriu de lucru al Consiliului de Supraveghere

Atribuțiile legale ale CS sunt sintetic grupate pe următoarele trei direcții:

- Supravegherea continuă a actului de conducere exercitat de Directorat;
- Consilierea periodică în aspectele importante de natură strategică și operațională din activitatea Directoratului;
- Implicarea (avizarea sau aprobarea conform actului constitutiv) în toate deciziile de importanță majoră pentru companie;

Planul propriu de lucru al CS în ansamblul său cuprinde:

- Urmărirea execuției planului de administrare, a modului de îndeplinire a obiectivelor și criteriilor de performanță, urmărirea abaterilor și stabilirea împreună cu Directoratul a măsurilor corective necesare;
- Aprobarea, cu respectarea prevederilor legale din OUG nr. 109/2011, a componenței Directoratului cu mandat complet de 4 ani, pe baza propunerilor făcute de CNR;
- Urmărirea elaborării de către Directorat a planului de management cu încadrare deplină în strategia și planul de administrare și respectiv a OCP stabilite prin contractele de mandat;
- Analiza lunară a hotărârilor Directoratului din punct de vedere al legalității, necesității, oportunității și eficienței economice pentru companie;
- Pregătirea și susținerea rapoartelor periodice prevăzute de lege în fața AGA;
- Susținerea pregătirii ședințelor de AGOA și AGEA cu încadrare în legislația specifică companiilor listate la bursă;
- Avizarea sau aprobarea după caz, conform prevederilor actului constitutiv, a materialelor pregătite de companie și avizate de Directorat care intră pe ordinea de zi a AGOA sau AGEA;

Componenta Consiliului de Supraveghere este:

Nr. crt.	Nume și prenume	Instituția de unde provine	Educație/formare	Vârsta	Comitetele consultative din care face parte
1.	Ion-Toni TEAU	Camera Consultanților Fiscali – Președinte, Director General & Administrator - Lasselsberger SA/Sanex SA	Doctor în economie, auditor financiar, consultant fiscal și expert contabil ASE - Economist (finanțe /contabilitate/credit)	45	– Comitetul de audit (președinte) – Comitetul de nominalizare și remunerare – Comitetul financiar și de dezvoltare
2.	Ovidiu-Petrișor ARTOPOLESCU	Consultant pentru strategia de business a realizatorilor de software și a integratorilor de sistem	Universitatea Politehnica București - Inginer (Automatizări și calculatoare)	57	– Comitetul de nominalizare și remunerare – Comitetul de securitate energetică
3.	Radu BUGICĂ	Fondul de investiții Sigmableyzer Investment Group – Director pentru România	ASE – Economist (finanțe, bănci, burse de valori) Politehnica București – Inginer (TCM)	48	– Comitetul financiar și de dezvoltare (președinte) – Comitetul de audit – Comitetul de securitate energetică
4.	Ciprian-Gheorghe DIACONU	Transelectrica – Membru în Directorat	Doctor în energetică Institutul Politehnic București – Inginer (Energetică)	52	– Comitetul de securitate energetică (președinte) – Comitetul pentru relația cu autoritățile de reglementare și de strategie (președinte)
5.	Carmen-Georgeta NEAGU	Consultant independent pentru dezvoltarea afacerilor în sectorul energetic	Universitatea Politehnica București – Inginer (Energetică)	55	– Comitetul financiar și de dezvoltare – Comitetul de securitate energetică – Comitetul pentru relația cu autoritățile de reglementare și de strategie
6.	Andrei-Mihai POGONARU	SC Central European Financial Services SA – Partener și Administrator	Cambridge University - Matematică (probabilitate și statistică) University of London - Matematică Financiară	29	– Comitetul de nominalizare și remunerare – Comitetul de audit – Comitetul financiar și de dezvoltare
7.	Dănuț-Leonard SANDU	Nextebank – Președinte Executiv	ASE – Economist (finanțe, bănci și contabilitate)	44	– Comitetul de nominalizare și remunerare (președinte) – Comitetul pentru relația cu autoritățile de reglementare și de strategie

TABEL 34 COMPONENTA CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

5.1.2. Planul propriu de lucru al comitetului de nominalizare și remunerare

Obiectiv

Asistarea Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA în îndeplinirea responsabilităților proprii de acțiune și supraveghere în procesul de nominalizare (recrutare și selecție) a conducerii executive a companiei (cel puțin Directorat și directori).

Comitetul de nominalizare și recrutare este însărcinat cu desfășurarea activităților specifice de HR, precum și de analize, verificări și investigații și cu elaborarea de recomandări, înaintând Consiliului de Supraveghere în mod regulat rapoarte asupra activității sale.

Comitetul consultativ de nominalizare îndeplinește atribuțiile prevăzute de Legea nr. 31/1990 a societăților comerciale pentru companiile conduse în sistem dualist și de actul constitutiv al Companiei.

Componența

Comitetul de nominalizare și remunerare cuprinde patru membri ai Consiliului de Supraveghere, care sunt administratori neexecutivi. Membrii actuali ai comitetului sunt:

1. Ion-Toni TEAU;
2. Ovidiu-Petrișor ARTOPOLESCU;
3. Andrei-Mihai POGONARU;
4. Dănuț-Leonard SANDU.

Întrunirile

Comitetul se va întruni cel puțin de patru ori pe an, cu autoritatea de a putea convoca întruniri suplimentare, în funcție de circumstanțe. Toți membrii Comitetului trebuie să participe la fiecare întrunire, în persoană sau prin conferințe telefonice sau video. Comitetul va invita președintele Directoratului (căruia potrivit legii i se poate conferi și calitatea de membru) alți membri ai conducerii, alți conducători după caz.

Plan de lucru:

- Propunerea de nominalizare a membrilor Directoratului pe baza interviurilor din lista scurtă prezentată de firma de consultanță HR (conform prevederilor legale din OUG nr. 109/2011);
- Pregătirea și negocierea contractelor de mandat, inclusiv a alegerii și setării KPI pentru membrii aleși ai Directoratului;

- Analiza nivelului 2 de conducere în companie: directorii companiei conform organigramei aprobate pe baza fișei de post, raportului propriu de activitate și nota de evaluare a Directoratului;
- Pentru directorii cu evaluare negativă se va propune CS inițierea și execuția unui proces specific de recrutare și selecție prin care vor fi nominalizați noi directori, aprobarea urmând a fi dată de plenul CS (NB: de stabilit periodicitatea: anual ...);
- Analiza planurilor de succesiune pregătite de departamentul de HR și avizate de Directorat;
- Analiza anuală a performanțelor specificate prin contractele de mandat fiecărui membru al Directoratului;
- Consilierea compartimentelor de specialitate ale companiei în elaborarea noului sistem de salarizare bazat pe performanță;
- Urmărirea și consilierea Directoratului și compartimentelor implicate în realizarea obiectivelor strategice din perspectiva învățării și creșterii.

Responsabilități de Raportare

Va raporta periodic către Consiliul de Supraveghere despre activitățile Comitetului, aspecte și recomandări asociate.

5.1.3. Planul propriu de lucru al comitetului de audit

Obiectiv

Asistarea Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA în îndeplinirea responsabilităților proprii de supraveghere pentru procesul de raportare financiară, raportare de management, sistemul controlului intern, procesul de audit, și procesul organizațional de monitorizare a conformității cu legile, regulamentele și codul de conduită.

Comitetul de audit este însărcinat cu desfășurarea de analize, verificari și investigații și cu elaborarea de recomandări, înaintând Consiliului de Supraveghere în mod regulat rapoarte asupra activității sale, pentru:

- asigurarea unui standard ridicat de calitate a misiunilor încredințate;
- susținerea certitudinii în privința obiectivității activității consiliului;
- posibilitatea aplanării imediate a conflictelor de interese.

De asemenea, comitetul de audit, fără a se suprapune activității auditorilor Companiei, este însărcinat cu analiza caracterului legal și a eficienței activității de auditare.

Comitetul consultativ de audit îndeplinește atribuțiile prevăzute la art. 47 din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 90/2008, aprobată cu modificări prin Legea nr. 278/2008, cu modificările și completările ulterioare.

Autoritate

Comitetul de audit denumit în continuare „Comitetul”, deține autoritatea de a conduce sau autoriza activități de control, verificare și investigații referitoare la orice aspect circumscris orizontului său de responsabilitate. El este împuternicit să:

- solicite consilierilor externi, auditorilor externi sau interni, specialiștilor sau altor persoane sfaturi sau asistență pentru conducerea unei activități de control, verificare și investigație;
- solicite orice informații îi sunt necesare de la angajați, sau de la terțe părți implicate;
- să organizeze întâlniri cu managerii din companie, auditorii interni și externi sau consilierii externi ai acestora, în funcție de situație.

Componenta

Comitetul de audit va cuprinde cel puțin trei membri ai Consiliului de Supraveghere, care sunt administratori neexecutivi. Cel puțin un membru al comitetului consultativ de audit trebuie să dețină experiență în aplicarea principiilor contabile sau în audit financiar. Membrii actuali ai comitetului sunt:

1. Ion-Toni TEAU;
2. Radu BUGICĂ;
3. Andrei-Mihai POGONARU.

Întrunirile

Comitetul se va întruni cel puțin de patru ori pe an, cu autoritatea de a putea convoca întruniri suplimentare, în funcție de circumstanțe. Toți membrii Comitetului trebuie să participe la fiecare întrunire, în persoană sau prin conferințe telefonice sau video. Comitetul va invita membri ai conducerii, conducătorii subdepartamentelor/departamentelor de audit intern, control intern și raportare financiară, auditori sau alte persoane pentru a participa la întâlniri și pentru a furniza informații pertinente, dacă este necesar. El va convoca întâlniri private cu auditorii și sesiuni executive. Agendele întâlnirilor vor fi pregătite și oferite anterior membrilor, împreună cu materialele informative corespunzătoare. Va fi pregătit și rezumatul întâlnirilor.

Atribuții, Competențe, Responsabilități

- Fără a aduce atingere responsabilității membrilor organelor de supraveghere sau de conducere ori a altor membri care sunt numiți de adunarea generală a acționarilor din cadrul CNTEE Transelectrica SA, comitetul de audit are, printre altele, următoarele atribuții:
- Monitorizează eficacitatea sistemelor de control intern, de audit intern și de management al riscurilor din cadrul Companiei;

- Verifică și monitorizează independența firmei de audit, și în special prestarea de servicii suplimentare Companiei în domeniul auditului;
- Verifică, împreună cu conducerea și conducătorul compartimentului de audit intern carta, planurile, programul, activitățile, personalul și structura organizațională a funcțiunii de audit intern;
- Se asigură că nu există restricții nejustificate sau limitări și va verifica și participa la numirea, înlocuirea sau eliberarea din funcție a conducătorului compartimentului de audit intern;
- Verifică eficiența funcțiunii de audit intern, inclusiv conformitatea cu reglementările aplicabile;
- Pe o bază periodică, se va întruni separat cu conducătorul compartimentului de audit intern pentru a discuta orice aspect pe care Comitetul sau conducătorul compartimentului de audit intern consideră că trebuie să îl abordeze separat;
- Verifică amplexarea și abordarea propusă a auditorilor statutar externi, inclusiv coordonarea eforturilor de audit statutar extern cu auditul intern;
- Verifică performanța auditorilor interni și va exercita aprobarea finală a numirii sau eliberării din funcție a acestora;
- Verifică eficiența sistemului pentru monitorizarea conformității cu legile și regulamentele și a rezultatelor investigațiilor conducerii asupra oricăror situații de nerespectare a prevederilor;
- Verifică procesul comunicării codului de conduită către personalul companiei și cel al monitorizării conformității cu acesta;
- Elaborează recomandări pentru Consiliul de Supraveghere referitoare la auditul intern, controlul intern și raportarea financiară, precum și în ceea ce privește celelalte domenii economico-financiare;
- Monitorizează procesul de raportare financiară și de management, precum și planul financiar al companiei;
- Monitorizează procesul de elaborare a situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate;
- Monitorizează auditul statutar al situațiilor financiare anuale individuale și al situațiilor financiare anuale consolidate;
- Analizează aspectele semnificative care rezultă din rapoartele de audit semnalate de firma de audit, în special cu privire la deficiențe ale controlului intern în ceea ce privește procesul de raportare financiară;
- Obține informații periodice de la conducere și de la compartimentul juridic al companiei privind aspecte legate de conformitate; Face recomandarea către Consiliul de

Supraveghere privind selectarea auditorului statutar sau a firmei de audit în vederea fundamentării propunerii de numire către Adunarea generală a acționarilor.

Responsabilități de Raportare

- Va raporta periodic către Consiliul de Supraveghere despre activitățile Comitetului, aspecte și recomandări asociate.
- Va furniza un canal de comunicație între auditul intern, auditorii externi și Consiliul de Supraveghere.
- Va raporta anual către acționari, descriind componența Comitetului, responsabilitățile acestuia și cum au fost ele îndeplinite și alte informații pretinse prin lege.
- Va verifica orice alte rapoarte pe care le emite compania care sunt legate de responsabilitățile Comitetului.
- Analizele, verificările, investigațiile și recomandările se vor constitui în rapoarte scrise trimestriale ce vor fi prezentate Consiliului de Supraveghere.

Alte responsabilități ale Comitetului de audit

- Va realiza alte activități legate de domeniul său de activitate, conform solicitării Consiliului de Supraveghere;
- Va institui, desfășura și supraveghea analize, verificări, examinări și investigații speciale, în funcție de necesități;
- Va verifica și evalua anual actualizarea și adecvarea cartei Comitetului, solicitând aprobarea Consiliului de Supraveghere pentru schimbările propuse;
- Va confirma anual faptul că responsabilitățile sale, menționate în această carte, au fost îndeplinite.
- Va evalua performanțele Comitetului și membrilor individuali în mod periodic;
- Va informa Consiliul de Supraveghere și/sau Comitetul Director cu privire la neregulile constatate referitor la funcționalitatea subdepartamentelor/departamentelor de audit intern, control intern și raportare financiară și cu privire la activitatea profesională a conducătorilor și membrilor respectivelor funcțiuni și va face propuneri către Consiliul de Supraveghere și/sau Comitetul Director de redresare și îmbunătățire a activității acestora.

5.1.4. Planul propriu de lucru al comitetului financiar și de dezvoltare

Obiectiv

Asistarea Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA și prin CS consilierea Directoratului în îndeplinirea responsabilităților proprii de acțiune și supraveghere pe linie financiară și de dezvoltare (investiții).

Comitetul financiar și de dezvoltare este însărcinat cu desfășurarea activităților specifice de natură financiară precum și de analize, verificări și investigații și cu elaborarea de recomandări, înaintând Consiliului de Supraveghere în mod regulat rapoarte asupra activității sale.

Componenta

Comitetul financiar și de dezvoltare va cuprinde cel puțin trei membri ai Consiliului de Supraveghere, care sunt administratori neexecutivi. Membrii actuali ai comitetului sunt:

1. Ion-Toni TEAU;
2. Radu BUGICĂ;
3. Andrei-Mihai POGONARU.

Întrunirile

Comitetul se va întruni cel puțin de patru ori pe an, cu autoritatea de a putea convoca întruniri suplimentare, în funcție de circumstanțe. Toți membrii Comitetului trebuie să participe la fiecare întrunire, în persoană sau prin conferințe telefonice sau video. Comitetul va invita membrii Directoratului, alți membri ai conducerii în funcție de temele abordate.

Plan de lucru

- Consilierea CS, Directoratului și a compartimentelor de specialitate pe bază de analize proprii în alegerea celei mai potrivite structuri de finanțare OPEX și CAPEX;
- Consilierea CS, Directoratului și a compartimentelor de specialitate în toate fazele necesare realizării primei emisiuni de obligațiuni a companiei;
- Idem în următoarele emisiuni de obligațiuni;
- Idem în domeniul metodologiilor și analizelor cost – beneficiu pe cele mai importante proiecte ale companiei;

Responsabilități de Raportare

Va raporta periodic către Consiliul de Supraveghere despre activitățile Comitetului, aspecte și recomandări asociate.

5.1.5. Planul propriu de lucru al comitetului de securitate energetica

Obiectiv

Asistarea Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA și prin CS consilierea Directoratului în îndeplinirea responsabilităților proprii de acțiune și supraveghere pe linie de securitate energetica.

Comitetul de securitate energetica este însărcinat cu desfășurarea activităților specifice, preponderent de natură tehnică, precum și de analize, verificări și investigații și cu

elaborarea de recomandări, înaintând Consiliului de Supraveghere în mod regulat rapoarte asupra activității sale.

Componența

Comitetul de securitate energetică va cuprinde cel puțin trei membri ai Consiliului de Supraveghere, care sunt administratori neexecutivi. Membrii actuali ai comitetului sunt:

1. Ovidiu-Petrișor ARTOPOLESCU;
2. Radu BUGICĂ;
3. Ciprian-Gheorghe DIACONU.

Întrunirile

Comitetul se va întruni cel puțin de patru ori pe an, cu autoritatea de a putea convoca întruniri suplimentare, în funcție de circumstanțe. Toți membrii Comitetului trebuie să participe la fiecare întrunire, în persoană sau prin conferințe telefonice sau video. Comitetul va invita membrii Directoratului, alți membri ai conducerii în funcție de temele abordate.

Plan de lucru

- Monitorizarea și consilierea CS, Directoratului și compartimentelor de specialitate ale companiei în implementarea Strategiei de Administrare și a Planului de Management în domeniul obiectivelor strategice pe linie de:
- Operatorul de sistem și securitatea energetică pe ansamblul SEN
- Securitatea energetică la nivel RET
- Securitatea energetică și protecția infrastructurilor critice
- Implicarea sub mandat al CS alături de Directorat în dialogul cu autoritățile (Departamentul pentru Energie, Comisiile de specialitate din Parlament) pe linie de securitate energetică.

Responsabilități de Raportare

Va raporta periodic către Consiliul de Supraveghere despre activitățile Comitetului, aspecte și recomandări asociate.

5.1.6. Planul specific de lucru al comitetului pentru relația cu autoritățile de reglementare și de strategie.

Obiectiv

Asistarea Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA și prin CS consilierea și monitorizarea Directoratului în îndeplinirea responsabilităților proprii de acțiune și supraveghere pe linie de relații cu ANRE și pe linie de strategie.

Comitetul pentru relația cu autoritățile de reglementare și de strategie este însărcinat cu desfășurarea activității specifice pe linie de reglementare (cruciale pentru companie care este un monopol natural în calitate de OTS) precum și de analize, verificări și investigații și cu elaborarea de recomandări, înaintând Consiliului de Supraveghere în mod regulat rapoarte asupra activității sale.

Componenta

Comitetul pentru relația cu autoritățile de reglementare și de strategie va cuprinde cel puțin trei membri ai Consiliului de Supraveghere, care sunt administratori neexecutivi. Membrii actuali ai comitetului sunt:

1. Radu BUGICĂ;
2. Ciprian-Gheorghe DIACONU;
3. Dănuț-Leonard SANDU.

Întrunirile

Comitetul se va întruni cel puțin de patru ori pe an, cu autoritatea de a putea convoca întruniri suplimentare, în funcție de circumstanțe. Toți membrii Comitetului trebuie să participe la fiecare întrunire, în persoană sau prin conferințe telefonice sau video. Comitetul va invita membrii Directoratului, alți membri ai conducerii în funcție de temele abordate.

Plan de lucru

- Cu termen imediat (09.2013 – 06.2014):
 - Susținerea Companiei în negocierile cu ANRE privind tarifele pentru a 3-a perioadă de reglementare, inclusiv a aprobării planului de dezvoltare pe 10 ani și a programului de investiții cu PIF pentru perioada 2014 – 2017
- Cu termen mediu:
 - Reactualizarea Planului de Administrare și a proiecțiilor financiare aferente
 - Consilierea Directoratului în reactualizarea Planului de management
- Alte direcții de acțiune:
 - Monitorizarea evoluțiilor în plan european privind strategiile și politicile energetice, inclusiv a legislației aferente.
 - Monitorizarea modului de realizare a market – coupling-ului la nivel european până la termenul prevăzut (2014) și sarcini pentru perioada următoare cu accent pe zonele CEE și SEE;

Responsabilități de Raportare

Va raporta periodic către Consiliul de Supraveghere despre activitățile Comitetului, aspecte și recomandări asociate.

Criterii și obiective de performanță specifice mandatului 2013-2017

În vederea implementării principiilor de guvernanță corporativă în baza prevederilor OUG nr. 109/2011 și pentru introducerea modelului de remunerare a membrilor Directoratului și Consiliului de Supraveghere cu o componentă variabilă semnificativă, pe bază de criterii și obiective de performanță, Consiliul de Supraveghere a selectat următoarele criterii și obiective de performanță pentru perioada 2014-2017.

Criterii și obiective de performanță	Obiectiv mandat			
Criterii și obiective de performanță trimestriale	2014	2015	2016	2017
Disponibilitatea RET	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%
Planul de mentenanță (valori în milioane lei)	158	168	178	183
Politica dezvoltare resurse umane	Implementarea unui plan de succesiune, retenție și dezvoltare profesională a personalului			
Implementare MBO și monitorizare execuție buget filiale	Implementarea unor proceduri de raportare și monitorizare execuție bugetară și asigurarea transparenței OUG nr. 34/2006			
Criterii și obiective de performanță anuale	2014	2015	2016	2017
Timpul mediu de întrerupere (valori în minute)	3,0	2,9	2,8	2,7
EBITDA (valori în milioane lei)	509	545	572	607
Planul de investiții în RET (valori în milioane lei)	495	523	575	622
Productivitatea muncii (valori în mii lei)	242	272	301	337
Criterii și obiective de performanță multi anuale	2014	2015	2016	2017
Rentabilitatea totală pentru acționari (TSR = creșterea capitalului de piață + suma dividendelor plătite pe durata mandatului)	20,10%	29,77%	39,98%	50,73%
Rentabilitatea BAR	3,86%	4,41%	4,46%	4,38%
Certificare OTS	Obținerea certificării OTS și menținerea criteriilor de certificare			
Optimizarea mixului de finanțare (pondere obligațiuni în total capital atras).	10,26%	14,74%	17,68%	20,26%

Strategia de administrare a Consiliului de supraveghere este fundamentată pe stabilirea unui set de criterii și obiective de performanță pentru Directorat și introducerea mecanismului de conducere pe bază de obiective și remunerare cu componentă variabilă în funcție de performanța realizată. Cascadarea principiilor de guvernare corporativă, enunțate în OUG nr. 109/2011, în toată populația cu funcții de conducere, la toate nivelurile ierarhice din Companie, reprezintă unul din principiile fundamentale pentru asigurarea alinierii de interese între acționari, conducere și angajați. Cu ponderi diferite de variabilitate, în funcție de complexitatea muncii și nivel de răspundere, aceleași criterii și obiective de performanță vor determina nivelul remunerației efective ale tuturor angajaților Companiei.

Consiliul de Supraveghere, prin activitatea Comitetului de nominalizare și remunerare se va asigura ca Directoratul va implementa un pachet de politici de resurse umane, până la finele anului 2013, care va viza:

- Un plan de succesiune asociat unui program de atragere, dezvoltare și retenție de personal calificat pentru a asigura succesul Companiei pe termen lung;
- Evaluarea personalului existent, atât din perspectiva nivelului de calificare și adecvanța pentru rolurile îndeplinite, cât și din perspectiva încărcării și volumului de muncă depus;
- Implementarea unui sistem de remunerare cu componentă variabilă în funcție de rezultatele obținute și importanța și contribuția fiecărui rol la atingerea obiectivelor companiei.

Remunerația Directoratului și a întregului corp de personal angajat cu funcții de conducere se va baza pe competențe variabile semnificative, pe baza unor criterii și obiective de performanță care vor viza atât obținerea de rezultate imediate, cât și asigurarea unui nivel de performanță pe termen lung.

Ulterior, aceste principii vor fi aplicate cu consecvență pe toată durata mandatului Consiliului de supraveghere, iar Comitetul de nominalizare și remunerare va controla îndeplinirea criteriilor și obiectivelor de performanță trimestriale, anuale și multianuale (de mandat). Comitetul de nominalizare și remunerare va verifica acuratețea îndeplinirii criteriilor și obiectivelor de performanță stabilite, va monitoriza determinarea nivelului corect de remunerare a Directoratului și funcțiilor de conducere și, după caz, va modifica criteriile și obiectivele de performanță în funcție de necesități.

Riscuri și constrângeri

Activitățile Companiei sunt sensibile la condițiile economice generale, care pot influența cantitatea de energie electrică transportată și implicit veniturile și rezultatele operaționale. În plus, cererea pentru energie electrică și prețul acesteia depind de o varietate de factori asupra cărora Compania nu are control, printre care:

- evoluții economice și politice la nivel național și regional;
- cererea consumatorilor din industrie;
- condițiile climatice;
- legile și reglementările existente.

Riscul politic și legislativ: în ceea ce privește întârzieri în actualizarea și aprobarea în Guvern a strategiei energetice naționale; aplicarea cu întârziere a cadrului legislativ european atât ca transpunere în legislația națională cât și ca implementare (vezi procesul de certificare), ceea ce poate conduce la infringement.

Riscul de reglementare: alături de riscul politic și legislativ, are o dimensiune structurală (flexibilitatea redusă a mecanismului de stabilire a tarifului de transport în recuperarea integrală și promptă a costurilor) și o dimensiune a rulării deficitare a mecanismului de tarificare, ambele componente contribuind la lipsa de predictibilitate a rezultatelor financiare ale Companiei. Rigiditatea/limitele mecanismului de tarificare conduc la:

- recuperare dificilă/întârziată a costurilor (costuri curente: inflația reală > inflația prognozată inclusă în tarif, investiții necesare realizate neincluse în planul inițial aprobat pentru o perioadă de reglementare);
- nivel nesustenabil al CPT recunoscut în tarif;
- posibilitatea apariției “costurilor îngropate” (nerecuperarea integrală a capitalului investit în anumite proiecte inițial aprobate de ANRE dar ulterior reevaluate de autoritate ca fiind nejustificate și excluse din BAR);
- lipsa posibilității de ajustare a costului capitalului în interiorul unei perioade de reglementare de 5 ani în funcție de evoluția piețelor financiare;
- nerecuperarea costurilor capitalului în perioada cuprinsă între angajarea capitalului și recunoașterea în BAR a activului rezultat;
- posibilități limitate ale mecanismului actual de compensare prin tarif a efectului indus la nivelul venitului reglementat de posibile contracții semnificative ale cantității de energie tarifabilă (alocarea venitului reglementat exclusiv pe energie, comparativ cu repartizarea pe energie și putere).

Strategia de administrare a Consiliului de supraveghere, prin activitatea Comitetului pentru relația cu autoritățile de reglementare și de strategie, are în vedere promovarea unui rol pro-activ în dezvoltarea cadrului legislativ și de reglementare. Un dialog transparent, structurat și susținut cu toate autoritățile relevante are menirea de a dezvolta o dimensiune strategică, atât asupra necesității recunoașterii în tarife a cheltuielilor și eforturilor investiționale, cât și asupra asigurării trasabilității dintre sursele de finanțare și utilizarea lor.

Riscul deteriorării ratingului de credit al Companiei: reflectă un complex de factori, cu potențial efect asupra creșterii costurilor de finanțare pe piața de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere volumul substanțial de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții aferent următorilor ani. Pe de altă parte, ratingul Companiei este puternic dependent de ratingul suveran al României.

Strategia de administrare a Consiliului de supraveghere, prin activitatea Comitetului financiar și de dezvoltare, are în vedere stabilizarea perspectivei ratingului Companiei, prin diversificarea surselor de finanțare, îmbunătățirea lichidității și a vizibilității surselor de finanțare pe termen scurt și mediu și implementarea unor soluții de protecție împotriva riscului valutar. Consiliul de Supraveghere urmărește asigurarea independenței și suficienței surselor de finanțare în vederea accelerării planului de investiții în modernizarea și re tehnologizarea RET, atât din perspectiva asigurării siguranței în funcționare a SEN, cât și pentru reducerea costurilor de exploatare și îmbunătățirea performanței financiare a Companiei.

Riscul de volum (cantitate de energie tarifabilă): Potențiale contracții neprevăzute ale cantității de energie vehiculate în SEN de la un an la următorul, chiar dacă sunt ajustate ulterior (anul n+1), produc perturbații în mod direct la nivelul veniturilor obținute din tarifele reglementate dat fiind că în conformitate cu cadrul de tarifare actual veniturile reglementate stabilite ex-ante se repartizează în integralitate pe energie, pe cantități estimate.

Acest risc a fost resimțit în perioada anterioară de reglementare (2008-2012), începând cu anul 2009 care a fost marcat de efectele negative ale crizei financiare la nivelul economiei reale, recesiunea economică afectând consumul de energie electrică. Pentru următoarea perioadă de reglementare, Consiliul de Supraveghere pornește de la premiza continuării tendinței descrescătoare a consumului intern de energie cu 4.0% pa, un nivel comparabil cu cel înregistrat în perioada anterioară.

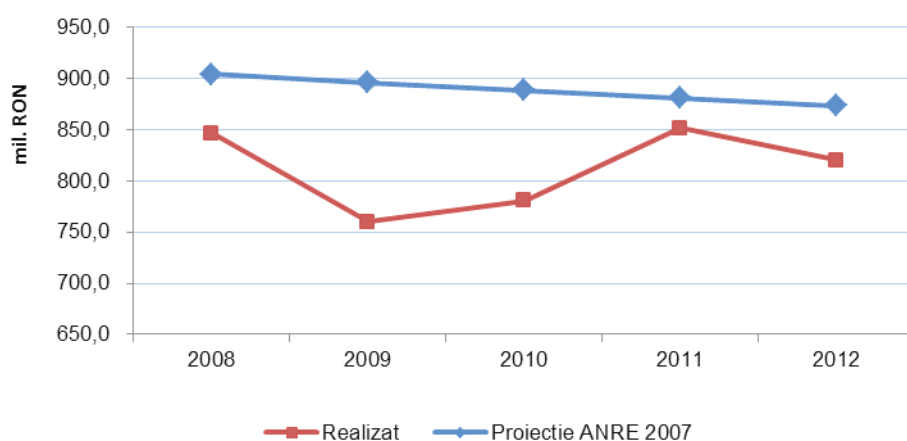


FIGURA 15 VENITURI DIN TRANSPORT, PROIECȚIE ANRE 2008-2012 VS. ISTORIC

Strategia de administrare a Consiliului de supraveghere, prin activitatea Comitetului financiar și de dezvoltare, are în vedere accelerarea investițiilor în creșterea capacității de interconexiune cu țările vecine, atât din perspectiva asigurării siguranței SEN, cât și pentru facilitarea exporturilor de energie electrică.

Riscul de contrapartidă: reprezintă riscul de neîncasare a contravalorii serviciilor prestate pe piața de energie electrică. Pentru piața centralizată pentru alocarea capacităților de interconexiune, riscul a fost tratat prin încheierea Acordurilor privind alocarea capacităților cu operatorii de transport și sistem din țările vecine și se lucrează la interconectarea piețelor cu Ungaria, Cehia, Slovacia și Polonia. Pentru gestionarea schimburilor neplanificate cu sistemele vecine, care constituie un alt element de risc, s-a propus trecerea la piața regională intra-day.

Metodele de tratare sunt specifice piețelor: prin mărirea nivelului garanțiilor pentru Piața de echilibrare, prin crearea unui sistem de garanții reale pentru contractele de transport prin aplicarea prevederilor Legii Energiei nr. 123/2012. Strategia de administrare a Consiliului de supraveghere, prin activitatea Comitetului financiar și de dezvoltare, are în vedere sprijinirea Directoratului în demersurile sale de securizare a creanțelor comerciale prin instituirea unui sistem adecvat de garanții și pentru diminuarea eforturilor de finanțare excesive în administrarea schemei de sprijin a producției de energie electrică prin cogenerarea de înaltă eficiență.

Riscul fluctuațiilor dobândă de finanțare și de curs valutar: Compania poate fi expusă fluctuațiilor cursului de schimb valutar prin numerar și echivalente de numerar, împrumuturi pe termen lung sau datorii comerciale exprimate în valută. Monedele care expun Compania

la aceste riscuri sunt, în principal, EUR, USD și JPY. Împrumuturile în valută sunt ulterior exprimate în lei, la cursul de schimb de la data bilanțului, comunicat de BNR.

În principal datorită împrumuturilor pe termen lung în valută, contractate de la bănci finanțatoare externe pentru finanțarea investițiilor, riscul de creștere a ratei dobânzii; majoritatea împrumuturilor atrase pentru finanțarea investițiilor sunt purtătoare de dobândă variabilă conectată la indici internaționali; creșterea dobânzilor pe piețele interbancare internaționale determină majorarea costului de finanțare, cu implicații la nivelul rezultatelor. riscul datorat fluctuațiilor cursului de schimb, deoarece împrumuturile în valută sunt exprimate în lei, la cursul de schimb comunicat de BNR pentru sfârșitul perioadei de raportare; chiar dacă diferențele rezultate nu afectează fluxul de numerar până în momentul lichidării datoriei, acestea sunt incluse în contul de profit și pierdere și au impact asupra acestuia.

Compania nu a încheiat până în prezent contracte de hedging în ceea ce privește obligațiile în monedă străină sau expunerea față de riscul de rată a dobânzii. Strategia de administrare a Consiliului de supraveghere, prin activitatea Comitetului financiar și de dezvoltare, are în vedere diversificarea mixului de surse de finanțare prin emiterea unei serii de obligațiuni corporative în lei, listate la Bursa de Valori București, cu maturitate de până la 10 ani și cu dobândă fixă. Mixul de finanțare avut în vedere este conservator, astfel încât datoria purtătoare de dobândă (credite comerciale și obligațiuni corporative) să nu depășească 45% din totalul capitalurilor atrase (datorii și capitaluri proprii), iar nivelul finanțării prin obligațiuni să fie comparabil cu cel al datoriei comerciale. Scopul strategiei de optimizare a structurii de capital a Companiei este acela de a reduce costurile totale cu finanțările (costul cu dobânzile și costurile realizate și nerealizate cu diferențele de curs valutar), de a îmbunătăți lichiditățile firmei și de a contribui la îmbunătățirea performanței financiare a Companiei.

Acronime și Abrevieri

ACER	Agencia pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
AGA	Adunarea Generală a Acționarilor Societății
AGC	Platformă pentru Dispecerizare
AGEA	Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor Societății
AGOA	Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Societății
AIT sau TMI	Timp Mediu de Întrerupere
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
ATC	Capacități disponibile pentru transferul transfrontalier
BAR	Baza de Active Reglementată
BEI	Banca Europeană de Investiții
BERD	Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare
BIRD	Banca Internațională pentru Reconstrucție și Dezvoltare
BNR	Banca Națională a României
BSC	Metodologia perspectivelor echilibrate (Balanced Scorecard)
BVB	Bursa de Valori București, operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
BVC	Bugetul de Venituri și Cheltuieli
CAGR	Rata anuală compusă de creștere
CAPEX	Cheltuieli pentru investiții
CCM	Contractul colectiv de muncă încheiat la nivelul Societății
CEE	Comunitatea Economică Europeană
CIGRE	Consiliul Internațional al Marilor Rețele Electrice
CNP	Comisia Națională de Prognoză
CNR	Comitetul de Nominalizare și Remunerare
COSMOS	Algoritm recunoscut de ACER ca punct de plecare pentru viitorul model al Pieței Unice Europene de Energie Electrică
CPT	Consum Propriu Tehnologic
CS	Consiliul de Supraveghere
CSR	Politica Responsabilității Sociale Corporative
DEN	Dispecerul Energetic Național
DET	Dispecer Energetic Teritorial
DpE	Departamentul pentru Energie
DSCR	Rata de acoperire a serviciului datoriei

EBIT	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
EBITDA	Profit operațional înainte de dobânzi, impozit pe profit și amortizare
EBT	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
EMS-SCADA	Principala infrastructură pentru dispecerizare (Energy Management System – Supervisory Collection And Data Acquisition)
ENTSO-E	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
ERP	Sistem de operare (Enterprise Resource Planning)
ESOP	Opțiune de cumpărare a acțiunilor de către angajați
EUR sau euro sau €	Moneda oficială a statelor membre ale Uniunii Europene care au adoptat-o ca moneda oficială în conformitate cu legislația Uniunii Europene
Euribor, Libor, Robor	Ratele dobânzilor interbancare
Formenerg	Societatea Comercială de Formare a Energeticienilor din România FORMENERG SA
FP	S.C. Fondul Proprietatea S.A.
Grup	Societatea și filialele sale
HG 627/2000	Hotărârea Guvernului nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate - S.A., publicată în Monitorul Oficial nr. 357 din data de 31 iulie 2000
HG	Hotărâre a Guvernului
Icemenerg-Service	Societatea Comercială Filiala "ICEMENERG-SERVICE" București, Filială a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" SA
Icemenerg	Filiala Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice-ICEMENERG SA
IFRS	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
INSSE	Institutul Național de Statistică
ISO	Operator de Sistem Independent
ITC sau IT&C	Tehnologia Informației & Calculatoare
JPY	Yenul japonez, moneda oficială a Japoniei
KPI	Indicatori cheie de performanță
LEA	Linii electrice aeriene
Legea Energiei Electrice	Legea nr. 13/2007 a energiei electrice, publicată în Monitorul Oficial nr. 51 din 23.01.2007, cu modificările și completările ulterioare
Leu sau Lei sau RON	Moneda oficială a României
LST	Tehnologii de Lucru sub Tensiune
ME sau MECMA	Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri
MFP	Ministerul Finanțelor Publice
MIS	Sistem Informatizat de Management

MSOP	Opțiune de cumpărare a acțiunilor de către management
OD	Operatorul de Distribuție
OG	Ordonanță a Guvernului
OPCOM	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România OPCOM SA
OPEX	Cheltuieli pentru operațiuni
OPSPI	Oficiul Participațiilor Statului și Privatizării în Industrie
OS	Obiectiv Strategic
OTS	Operatorul de transport și de sistem
OUG	Ordonanță de Urgență a Guvernului
pa	Per anum
PAM	Piața cu Amănuntul de Energie Electrică
PAN	Piața Anglo de Energie Electrică
PCCB	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale
PCR	Gruparea pe regiuni în funcție de preț (Price Coupling of Regions) agreată pentru viitorul model al Pieței Unice Europene de Energie Electrică
PE	Piața de Echilibrare
PIB	Produsul Intern Brut
PIF	Punere în Funcțiune
PPP	Parteneriat Public-Privat
PXs	Burse de energie
PZU	Piața pentru Ziua Următoare
QMSSM, PRAM	Evaluatori de riscuri
RAS	Standardele Românești de Contabilitate
RED	Rețeaua Electrică de Distribuție, cu tensiunea de linie nominală până la 110 kV inclusiv.
RK	Reparații capitale
RET	Rețeaua Electrică de Transport, rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV
ROA	Rentabilitatea activelor.
SEE	Spațiul Economic European
SEN	Sistemul Electroenergetic Național
SMART	Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
SRAC	Organismul de certificare ISO
SWOT	Analiza oportunităților, amenințărilor, părților puternice și a părților slabe ale unei companii
TEL	Indicator bursier pentru Transelectrica
Teletrans	Societatea Comercială pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport TELETRANS SA

TSR	Rentabilitatea totală pentru acționari; creșterea capitalului de piață + suma dividendelor plătite pe durata mandatului
TYNDP	Planul de zece ani de dezvoltare a rețelei ENTSO-E
UE	Uniunea Europeană
USAID	Agentia Internațională de Ajutorare a Statelor Unite
USD sau dolari US	Dolarul american, moneda oficiala a Statelor Unite ale Americii
WACC	Media ponderată a costurilor de capital
Zi Lucratoare	Orice zi în care atât piața românească interbancară cat si sistemele de tranzactionare si compensare decontare ale Bursei de Valori Bucuresti/Depozitarului Central sunt deschise pentru desfășurarea activității

Anexă – Indicatori de performanță

CONTUL DE PROFIT ȘI PIERDERE [Mil RON]	2011	2012	2013 BVC	2013 e	2014	2015	2016	2017
VENITURI OPERAȚIONALE								
A1. Activitati cu Profit Permis	1,205	1,170	1,332	1,226	1,256	1,289	1,323	1,358
A2. Activitati cu Zero-profit	1,927	1,598	1,455	1,343	1,480	1,461	1,442	1,425
TOTAL VENITURI	3,132	2,768	2,788	2,569	2,736	2,750	2,765	2,783
OPERATIONALE (A1+A2)								
▲ %		-11.62%	0.73%	-7.18%	6.49%	0.52%	0.57%	0.63%
COSTURI OPERAȚIONALE								
B1. Activitati cu Profit Permis	(788)	(779)	(877)	(782)	(747)	(744)	(751)	(752)
Operarea Sistemului	(290)	(311)	(342)	(316)	(287)	(284)	(283)	(281)
Reparatii si Mentenanta	(219)	(173)	(219)	(177)	(158)	(168)	(178)	(183)
Costuri de Personal	(156)	(170)	(172)	(169)	(173)	(174)	(172)	(171)
Materiale si Consumabile (piese								
Schimb, Combustibili, Altele)	(8)	(9)	(12)	(9)	(10)	(10)	(10)	(10)
Impozite, Taxe si Varsaminte	(13)	(12)	(24)	(22)	(25)	(15)	(15)	(15)
Alte Servicii Executate de Terti	(54)	(55)	(78)	(61)	(55)	(55)	(55)	(55)
Comision emisiune obligatiuni	0	0	0	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)
Alte Costuri si provizioane	(48)	(48)	(30)		(40)	(39)	(37)	(37)
B2. Activitati Zero-profit	(1,871)	(1,591)	(1,455)	(1,371)	(1,480)	(1,461)	(1,442)	(1,425)
Servicii de Sistem Tehnologice	(681)	(523)	(535)	(582)	(480)	(461)	(442)	(425)
Piata de Echilibrare (pass-	(1,189)	(1,068)	(920)	(789)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)
B3. Amortizare	(298)	(315)	(341)	(348)	(382)	(402)	(422)	(450)
TOTAL COSTURI	(2,956)	(2,685)	(2,674)	(2,500)	(2,609)	(2,607)	(2,615)	(2,626)
▲ %		-9.18%	-0.40%	-6.87%	4.36%	-0.09%	0.33%	0.42%
EBIT	176	83	114	69	126	143	150	157
EBIT %	6%	3.0%	4.1%	2.7%	4.6%	5.2%	5.4%	5.6%
EBITDA	473	398	455	417	509	545	572	607
EBITDA %	15%	14.4%	16.3%	16.2%	18.6%	19.8%	20.7%	21.8%
REZULTATUL FINANCIAR	(32)	(36)	(69)	(24)	(59)	(66)	(70)	(76)
EBT	143	47	45	45	67	77	80	80
Impozit pe Profit	(33)	(13)	(16)	(16)	(10)	(12)	(12)	(12)
Profit Net	110	34	29	29	57	65	68	68

SITUAȚIA POZIȚIEI FINANCIARE [Mil RON]	2011	2012	2013 e	2014	2015	2016	2017
<u>Active imobilizate</u>							
Imobilizari corporale	3,063	3,091	3,241	3,756	4,300	4,904	5,526
Imobilizari corporale in curs	469	593	599	599	599	599	599
Imobilizari necorporale	72	51	47	47	47	47	47
Imobilizari financiare	52	52	52	52	52	52	52
Amortizare BAR TT			(154)	(484)	(832)	(1,200)	(1,592)
Amortizare BAR TSSF			(12)	(36)	(62)	(88)	(118)
Amortizare alte			(14)	(42)	(69)	(97)	(125)
Total active imobilizate	3,656	3,787	3,760	3,893	4,035	4,217	4,389
<u>Active circulante</u>							
Stocuri	42	40	40	37	30	30	30
Creante	1,174	823	791	749	753	756	762
Disponibilitati banesti	305	295	559	576	590	607	612
Total active circulante	1,520	1,158	1,389	1,363	1,374	1,393	1,405
TOTAL ACTIVE	5,176	4,945	5,149	5,256	5,409	5,610	5,794
DATORII SI CAPITALURI PROPRII							
<u>Capitaluri proprii</u>							
Capital social	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092
Prima de emisiune	0	0	0	0	0	0	0
Rezerve legale	44	46	46	48	51	54	57
Rezerve din reevaluare	750	730	699	699	699	699	699
Alte rezerve	53	53	53	53	53	53	53
Patrimoniu public	1	1	0	0	0	0	0
Rezultat reportat	374	475	511	514	533	555	574
Rezultatul perioadei	110	34	29	57	65	68	68
Total capitaluri proprii	2,424	2,431	2,429	2,462	2,492	2,520	2,543
<u>Datorii pe termen lung</u>							
Venituri inregistrate in avans	365	543	579	579	579	579	579
Imprumuturi pe termen lung	1,126	1,146	956	770	577	415	285
Obligatiuni	0	0	200	400	600	750	900
Datorii privind impozitele amanate	33	41	35	35	35	35	35
Beneficii ale angajatilor	0	23	23	23	23	23	23
Total datorii pe termen lung	1,524	1,753	1,793	1,807	1,814	1,803	1,823
<u>Datorii curente</u>							
Furnizori si alte obligatii	1,205	735	712	675	678	680	686
Dividende de plata	2	2	(4)	28	7	33	12
Impozitul pe profitul curent	0	0	1	1	1	1	1
Alte impozite si obligatii pentru asigurarile sociale	1	15	15	14	14	14	14
Provizioane pentru litigii	0	0	1	1	1	1	1
Imprumuturi pe termen scurt	20	8	202	268	402	558	714
Total datorii curente	1,228	761	926	987	1,103	1,288	1,428
TOTAL DATORII SI CAPITALURI PROPRII	5,176	4,945	5,149	5,256	5,409	5,610	5,794

SITUAȚIA FLUXURILOR DE TREZORERIE [Mil RON]		2014		2015	2016	2017
	Total Perioada	1-Jul-13 31-Dec-13	1-Jan-14 31-Dec-14	1-Jan-15 31-Dec-15	1-Jan-16 31-Dec-16	1-Jan-17 31-Dec-17
EBITDA	2,351	119	509	545	572	607
Impozitul pe profit curent	(41)	5	(10)	(12)	(12)	(12)
Alte venituri/cheltuieli financiare	11	13	(2)	(1)	0	1
Modificari ale capitalului de lucru	340	314	37	(15)	26	(23)
Flux de numerar operational	2,661	451	534	517	586	573
Investiții						
Realizare sediu central	(86)	0	(29)	(29)	(29)	0
Vanzari spatii si terenuri	16	0	8	8	0	0
Lucrari de investitii in RET	(2,477)	(262)	(495)	(523)	(575)	(622)
Total investitii	(2,546)	(262)	(515)	(544)	(603)	(622)
Flux de numerar inainte de finantare	115	190	18	(27)	(17)	(49)
<u>Finantat cu:</u>						
Imprumut bancar	565	52	67	134	156	156
Emisiune de obligatiuni	900	200	200	200	150	150
Total finantari	1,465	252	267	334	306	306
Fonduri disponibile pentru plata datoriei bancare (CFADS)	1,580	442	285	307	289	257
<u>Datoria bancara</u>						
Plati de principal	(768)	(97)	(186)	(193)	(162)	(130)
Plati linii de credit	0	0	0	0	0	0
Plati la maturitate obligatiuni	0	0	0	0	0	0
Dobanzi la credite pe termen lung	(97)	(25)	(25)	(20)	(15)	(11)
Dobanzi la credite pe termen scurt	(46)	(6)	(8)	(9)	(10)	(12)
Dobanzi aferente obligatiuni	(159)	0	(24)	(36)	(45)	(54)
Plata dividende	(144)	0	(24)	(35)	(40)	(45)
Total plati	(1,214)	(129)	(268)	(293)	(272)	(252)
Flux net de numerar	366	313	17	14	17	5
Sold initial	246	246	559	576	590	607
Sold final		559	576	590	607	612

Situațiile financiare estimate prezentate mai sus au scopul de a oferi o dimensiune cantitativă strategiei de administrare a Cosiliului de Supraveghere pentru mandatul 2013-2017 și au o valoare orientativă. Numeroasele acte normative emise în ultimile luni de către autoritatea de reglementare (ANRE), alături de alte elemente de schimbare, vor conduce fără îndoială la necesitatea unor actualizări ale cifrelor estimate, care urmează a fi tratate pe larg în Planul de Management al Directoratului.

Deși toți indicatorii sunt importanți și se constituie într-o totalitate unitară cu privire la evoluția performanței și poziției financiare a Companiei, unii indicatori sunt mai reprezentativi la nivel strategic. Aceștia fac parte din obiectivele și criteriile de performanță monitorizate de către Consiliul de Supraveghere din perspectiva asigurării unui nivel de satisfacție sporit din partea diferitelor părți interesate (*stakeholders*).

Schimbările introduse direcției actuale de dezvoltare a Companiei, prin prezentul Plan de Administrare, de către Consiliul de Supraveghere, sunt traduse în obiective strategice ce determină un exercițiu de inovare managerială a Companiei în sensul accelerării de programe majore de investiții pentru modernizarea și dezvoltarea RET și de creștere a nivelului de integrare și cooperare internațională pentru dezvoltarea durabilă a Companiei.

