

EVALUAREA DEZVOLTĂRII STRATEGICE
ÎN SECTORUL ENERGIIILOR REGENERABILE ÎN ROMÂNIA

Analiza dezvoltării rețelei electrice de transport din România

Asociația Română pentru Energie Eoliană (RWEA)

Raport nr.: Raport final

Nr. proiect: 10324010

Data: 13 mai, 2022



Numele proiectului: EVALUAREA DEZVOLTĂRII STRATEGICE
ÎN SECTORUL ENERGIIILOR REGENERABILE DIN
ROMÂNIA

Titlul raportului: Analiza dezvoltării rețelei electrice de transport
din România

Client: Asociația Română pentru Energie Eoliană, Strada
Buzești 75-77, București, România

Contact client: Kees Stiggelbout

Data emiterii: Mai 13, 2022

Proiect nr: 10324010

Unitatea de organizare: DNV Energy Systems Germany GmbH

Raport: Analiza dezvoltării rețelei electrice de transport
din România ,

Document nr: Raport final

Contractul (contractele) aplicabil(e) care reglementează furnizarea prezentului raport:
Contractul L2C 218342 SFA, semnat la data de 11 noiembrie 2021

DNV Energy
DNV Energy Systems Germany
GmbH
Gostritzer Str. 67
01217 Dresda
Germania
Tel: + 49 30 600 866 866 80
Înregistrat la Hamburg HRB
149659

Pregătit de:
Arvid Björemark
Gabriela Crețu
Dr. Konstantin Petrov
Christian Hewicker

Verificat de:



Dr. Matthias Müller-Mienack
Consultant în management

Aprobat de:



Dr. Matthias Müller-Mienack
Consultant în management

Copyright © DNV 2022. Toate drepturile rezervate. Cu excepția cazului în care se convine altfel în scris: (i) Această publicație sau părți ale acesteia nu poate fi copiată, reprodusă sau transmisă sub nicio formă sau prin niciun mijloc, fie digital sau altfel; (ii) Conținutul acestei publicații va fi păstrat confidențial de către client; (iii) Nicio terță parte nu se poate baza pe conținutul acesteia; și (iv) DNV nu își asumă nicio obligație de diligență față de nicio terță parte. Este interzisă trimiterea la o parte a acestei publicații care poate duce la o interpretare greșită. DNV și Horizon Graphic sunt mărci comerciale ale DNV AS.

Distribuție:

- ☐ Distribuție nerestricționată (internă și externă)
- ☒ Distribuție nerestricționată în cadrul grupului de clienți
- ☐ Distribuție nerestricționată în cadrul părții contractante client
- ☐ Fără distribuție (confidențial)

Cuvinte-cheie:

România, scenarii VRE, NECP, TYNDP, integrare RES, transport, flux de sarcină, contingență, simulare, SPS, MSCDN, flexibilitate, reglementare, finanțare

Rev. nr.	Data	Motivul eliberării	Pregătit de	Verificat de	Aprobat de
1.0	2022-04-11	Primul proiect de raport	Arvid Björemark	Dr. Matthias Müller-Mienack	Dr. Matthias Müller-Mienack
2.0	2022-04-27	Proiect final de raport	Arvid Björemark Gabriela Crețu Dr. Konstantin Petrov	Dr. Matthias Müller-Mienack	Dr. Matthias Müller-Mienack
2.0	2022-05-13	Raport final	Arvid Björemark Gabriela Crețu Dr. Konstantin Petrov	Dr. Matthias Müller-Mienack	Dr. Matthias Müller-Mienack

CUPRINS

1	CADRUL INITIAL	6
2	MODIFICĂRI RELEVANTE CONVENITE ÎN FAZA DE ÎNȚIERE.....	6
2.1	Furnizarea de date actualizate necesare	6
3	COMPARAȚIE ÎNTRE SER SCENARIII NECP ȘI TYNDP (OBIECTIVUL 1)	7
3.1	Pachetul "Energie curată pentru toți europenii"	7
3.2	Planul Național de Energie și Climă al României	8
3.3	Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe zece ani (TYNDP)	10
3.4	COMPARAȚIE NECP 2020-2030 VS. PNTDP 2020-2029	12
3.5	COMPARAȚIE NECP 2020-2030 VS. proiectul TYNDP 2022-2031	13
3.6	Rezumatul constatărilor Obiectivului 1	15
4	ANALIZA DEZVOLTĂRII ȘI POTENȚIALUL DE FLEXIBILIZARE A REȚELEI (OBIECTIVE 2 ȘI 3)	16
4.1	Fișiere de rețea inițiale furnizate	16
4.2	Cazuri inițiale - Capacitatea instalată, dispecerizarea și sarcina cerută	18
4.3	Analiza situațiilor neprevăzute N-0 și N-1 privind scenariile inițiale	21
4.3.1	2022 Maxim de vară	22
4.3.2	2022 Minimum de vară	24
4.3.3	2022 Maxim de iarnă	26
4.3.4	2022 Dimineață de iarnă	29
4.3.5	2026 Maxim de vară	32
4.3.6	2026 Minimum de vară	34
4.3.7	2026 Maxim de iarnă	37
4.3.8	2026 Dimineața de iarnă	39
4.3.9	2031 Maxim de vară	41
4.3.10	2031 Minimum de vară	44
4.3.11	2031 Maxim de iarnă	45
4.3.12	2031 Dimineața de iarnă	48
4.4	Scenarii verzi	52
4.4.1	2031 Maxim de vară - Verde, Cazul maxim	53
4.4.2	2031 Minimum de vară - Verde, set-up de caz	54
4.4.3	Analiză 2031 Maxim de vară - Verde	57
4.4.4	Analiză 2031 Minimum de vară - Verde	62
4.5	Scenarii verzi - Cazuri îmbunătățite	67
4.5.1	2031 Vara maxim verde - Caz îmbunătățit	69
4.5.2	2031 Minimum verde de vară - Caz îmbunătățit	75
4.6	Rezumat al analizelor de dezvoltare a rețelei	82
4.7	Analiză simplificată a raportului costuri-beneficii	86
5	EVALUAREA OPȚIUNILOR DE FLEXIBILITATE	87
6	OPȚIUNILE FINANCIARE ȘI CADRUL POLITICII DE REGLEMENTARE (OBIECTIVUL 4)	94
6.1	Introducere	94
6.2	Cadrul de reglementare/măsuri de politică	94
6.2.1	Status Quo	94
6.2.2	Sisteme de reglementare pentru stimularea investițiilor	95
6.2.3	Exceptare de la analiza eficienței	96
6.2.4	Investiții în inovare	96
6.2.5	Sisteme generice de stimulare	97
6.3	Principalele opțiuni de finanțare	98
6.3.1	Împrumuturi bancare	98

6.3.2	Emisiune de obligațiuni corporative	99
6.3.3	Facilități de finanțare UE	99
6.3.4	Fondul de modernizare (MF)	101

7	CONCLUZIE	103
---	-----------------	-----

ANEXĂ: REFERINȚE.....	105
-----------------------	-----

Lista de figuri

Figura 3-1: NECP: Traiectorie indicativă a capacității instalate nete pe sursă [MW] [4]	9
Figura 4-1: Harta topologiei rețelei pentru orizontul de timp 2031, așa cum este reflectată în fișierul modelului de rețea PSS/E al Transelectrica	17
Figura 4-2: Topologia rețelei care evidențiază liniile încălcate pentru scenariile furnizate. Până la se referă la faptul că încălcarea este prezentă atât pentru 2022, cât și pentru 2026. Rețineți că a fost exclusă supraîncărcarea transformatoarelor către centralele nucleare.	50
Figura 4-3: Topologia rețelei care evidențiază baraele care se confruntă cu încălcări ale tensiunii, precum și acțiunile SPS sugerate pentru scenariile furnizate.	51
Figura 4-4: Topologia rețelei care evidențiază modificările pentru a rula scenariul verde minim de vară fără încălcări de tensiune N-0	56
Figura 4-5: Topologia de prindere care evidențiază linia încălcată și contingențele care o provoacă în scenariul verde Summer Max.....	60
Figura 4-6: Imagine care arată situația N-0 înainte de evenimentul de urgență 448001-14122(1)	66
Figura 4-7: Topologia de prindere care evidențiază consolidările propuse și eliminarea SVC-ului introdus anterior (de DNV).	68
Figura 4-8: Topologia rețelei care evidențiază cele 2 bare încălcate și acțiunile SPS sugerate. Pentru încălcarea din stânga se utilizează acțiunea SPS evidențiată mai jos, iar pentru cealaltă încălcare se utilizează acțiunea SPS- din dreapta.....	71
Figura 4-9: Topologia rețelei care evidențiază încălcările monitorizate în timpul analizei îmbunătățite de vară max- Green N-1.....	74
Figura 4-10: Topologia rețelei care evidențiază încălcările monitorizate în timpul analizei N-1 a vântului puternic minim de vară, precum și acțiunile SPS sugerate	77
Figura 4-11: Topologia rețelei care evidențiază încălcările de încărcare de 220 kV/400 kV în timpul analizei N-1 pentru scenariul Improved Summer Minimum -Green. Se remarcă faptul că transformatoarele de ridicare a puterii de la centrala nucleară au fost excluse.	81
Figura 5-1: Topologia rețelei care evidențiază încălcările monitorizate care nu au fost confirmate pentru a fi modernizate.	92
Figura 5-1: Măsurile suplimentare propuse pentru rețea după evaluarea tuturor opțiunilor de flexibilitate	93

Lista de tabele

Tabelul 3-1: NECP: Prezentare generală a obiectivelor energetice și climatice până în 2030 [4]	8
Tabelul 3-2: NECP: Traiectoria indicativă, defalcată pe tehnologii, pentru energia regenerabilă în consumul final brut de energie electrică [ktep], 2021-2030 [4].....	8
Tabelul 3-3: TYNDP: Prezentare generală a obiectivelor privind capacitățile de producție incluse în scenariile de referință și verde [2]	12
Tabelul 3-4: Capacități totale instalate proiectate NECP vs. Scenariul verde TYNDP 2020-2029.....	13
Tabelul 3-5: Capacități totale instalate proiectate NECP vs. scenariul verde proiect TYNDP 2022-2031..	14
Tabelul 4-1: Tipuri de producție și puterea instalată în cadrul fișierelor PSS/E	18
Tabelul 4-2: Sarcini (cerere) și dispecerizare pentru anul 2022.....	19
Tabelul 4-3: Cererea de sarcină și dispecerizarea pentru 2026.....	19
Tabelul 4-4: Cererea de sarcină și dispecerizarea pentru 2031.....	20
Tabelul 4-5: Valoarea de reglaj pentru dispecerizare pentru producția de energie regenerabilă pentru diferitele cazuri PSS/E	21

Tabelul 4-6: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2022 Maximum	22
Tabelul 4-7: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2022 Maximul de vară	23
Tabelul 4-8: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2022 Minimum..	24
Tabelul 4-9: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru minimul de vară 2022.....	26
Tabelul 4-10: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2022	27
Tabelul 4-11: Încălcări ale încărcării de 400 și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2022	28
Tabelul 4-12: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2022 ..	30
Tabelul 4-13: Încălcări ale sarcinii de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2022	31
Tabelul 4-14: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2026 Maximum	33
Tabelul 4-15: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2026 Maximum	34
Tabelul 4-16: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2026 Minimum	35
Tabelul 4-17: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2026 Minimum	36
Tabelul 4-18: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2026	37
Tabelul 4-19: Încălcări ale sarcinii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2026	38
Tabelul 4-20: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2026 ..	39
Tabelul 4-21: Încălcări ale sarcinii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2026	40
Tabelul 4-22: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2031 Maximum	42
Tabelul 4-23: Încălcări ale încărcării de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru 2031 Vara maximă	43
Tabelul 4-24: Încălcarea tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2031 Minimum..	44
Tabelul 4-25: Încălcarea sarcinii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru 2031 Vara minimă	45
Tabelul 4-26: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2031	46
Tabelul 4-27: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2031 ...	47
Tabelul 4-28: Încălcarea tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2031.....	48
Tabelul 4-29: Încălcări ale sarcinii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru 2031 Dimineața de iarnă	49
Tabelul 4-30: Alimentarea maximă simultană în comparație cu puterea instalată aplicată de DNV	52
Tabelul 4-31: Dispecerizarea diferitelor tipuri de producție în scenariul de simulare Vara maximă - Verde	53
Tabelul 4-32: Pierderi la export și interne pentru 2031 Maximul de vară - Verde.....	54
Tabelul 4-33: Dispecerizarea diferitelor tipuri de producție în scenariul de simulare Vara minimă - Verde	54
Tabelul 4-34: Pierderi la export și interne pentru 2031 Minima de vară - Verde	55
Tabelul 4-35: Supraîncărcările de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de vară 2031 - Verde.	57
Tabelul 4-36: Încălcări ale tensiunii de 400 kV care nu au putut fi rezolvate cu SPS	59
Tabelul 4-37: Încălcări de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de vară -Verde	61
Tabelul 4-38: Supraîncărcările de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru minimul de vară 2031 - Verde..	62
Tabelul 4-39: Încălcări ale încărcării de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru minimul de vară - verde.....	63
Tabelul 4-40: Încălcarea tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pe scenariul maxim de vară îmbunătățit - Scenariul verde	70
Tabelul 4-41: Încălcări ale încărcării de 400 kV și 220 kV pentru scenariul maxim de vară îmbunătățit - Scenariul verde. Rețineți că transformatoarele de 400/24 kV către centralele nucleare au fost excluse.....	72
Tabelul 4-42: Cele mai mari încălcări de 400 kV pentru fiecare situație neprevăzută care provoacă o încălcare a tensiunii de 400 kV.....	76

Tabelul 4-43: Încălcări de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru scenariul Improved Summer Minimum -Green. Rețineți că au fost excluse transformatoarele de amplificare ale centralei nucleare.....	79
Tabelul 4-44: Încălcări identificate la 400 kV și 220 kV	83
Tabelul 4-45: Prezentare generală a schemelor de protecție a sistemului propuse	85
Tabelul 4-46: CAPEX și OPEX preconizate de DNV pentru consolidările propuse	86
Tabelul 5-1: Încălcări ale sarcinii liniei monitorizate în procente din puterea maximă nominală	88

1 CADRUL INITIAL

DNV Energy Systems Germany GmbH funcționează ca parte a Grupului DNV sub denumirea "DNV - Energy Systems" (denumită în continuare "DNV") și a fost contractată de Asociația Română pentru Energie Eoliană (RWEA) să realizeze un studiu care să identifice nevoile tehnice și de reglementare ale României pentru integrarea mai multor surse de energie regenerabilă în contextul procesului de tranziție energetică. În acest context, inițial ar trebui să se efectueze o analiză a ultimului Plan decenal de dezvoltare a rețelei electrice de transport (TYNDP 2020-2029) pentru România. Dar, așa cum s-a convenit cu Transelectrica după demararea proiectului, proiectul se va concentra pe analiza dezvoltării rețelei de transport din România în vederea pregătirii TYNDP 2022-2031.

Proiectul va cuprinde compararea scenariilor SER implementate în PNDL românesc cu scenariile oficiale privind sursele de energie regenerabilă (SER) documentate prin Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (NECP). [4], evaluarea adecvării măsurilor privind rețeaua de transport, inclusiv a măsurilor de flexibilitate identificate în TYNDP și propunerea de măsuri optimizate sau suplimentare, dacă este cazul. În cele din urmă, se vor propune opțiuni financiare și politica de reglementare pentru a facilita realizarea măsurilor necesare legate de rețea și de flexibilitate.

2 MODIFICĂRI RELEVANTE CONVENITE ÎN FAZA DE ÎNȚIERE

Deși abordarea principală și metodologia de execuție a acestui proiect au rămas în mare parte neschimbate în comparație cu propunerea inițială a DNV, așa cum este documentat în Raportul Inițial [1] au fost convenite următoarele modificări relevante pentru acest raport "Compararea scenariilor SER NECP vs. TYNDP":

- În loc să analizăm ultimul plan publicat "Planul de Dezvoltare a RET perioada 2020 - 2029" [2], scenariile din TYNDP în curs de desfășurare "Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022 - 2031" [3] vor face obiectul investigației DNV.
- În consecință, orizonturile de timp care urmează să fie analizate sunt următoarele: 2022 (anul de referință), 2026 și 2031.
- Deoarece scenariile pentru 2026 reflectă un număr semnificativ de proiecte de dezvoltare a rețelei electrice de transport deja definitive, revizuirea DNV se va concentra în principal pe anul 2031.

2.1 Furnizarea de date actualizate necesare

După cum se subliniază în capitolul 2.1, proiectul a fost lansat de RWEA până la jumătatea anului 2020, solicitând consultantului să compare scenariile SER din NECP cu TYNDP 2020-2029. La acel moment, TYNDP 2020-2029 era cea mai recentă revizuire bianuală adoptată de Transelectrica¹ și de Autoritatea de Reglementare din România, ANRE. La 8 decembrie 2021, în timpul întâlnirii de lansare a proiectului cu RWEA și Transelectrica, s-a convenit să se efectueze o comparație a scenariilor SER NECP față de TYNDP 2022-2031, elaborate în prezent de Transelectrica.

Pe baza unei scrisori de solicitare a datelor de la DNV către conducerea Transelectrica și a acordului de confidențialitate subsecvent convenit între Transelectrica și DNV, Transelectrica a furnizat toate datele relevante necesare pentru compararea scenariilor SER NECP vs. TYNDP, precum și pentru evaluarea scenariilor de rețea și efectuarea de simulări de rețea.

¹ <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planului-de-dezvoltare-ret-2020-2029>

3 COMPARAȚIE ÎNTRE SER SCENARIILE NECP ȘI TYNDP (OBIECTIVUL 1)

Obiectivul 1 este dedicat comparării scenariilor SER. În cadrul acestui prim obiectiv, a fost evaluată modalitatea de dezvoltare a SER din actualul scenariu NECP din punct de vedere tehnologic. De asemenea, s-a analizat în ce măsură scenariile SER ale NECP și ale strategiei energetice ar trebui să fie reflectate în TYNDP în curs de desfășurare pentru perioada 2022 - 2031.

3.1 Pachetul "Energie curată pentru toți europenii"

În 2019, UE și-a revizuit cadrul de politică energetică pentru a ne ajuta să ne îndepărtăm de combustibilii fosili și să trecem la o energie mai curată - și, mai precis, pentru a respecta angajamentele asumate de UE în cadrul Acordului de la Paris privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Acordul privind acest nou regulament energetic - numit **pachetul "Energie curată pentru toți europenii"** - a marcat un pas important în direcția punerii în aplicare a strategiei privind uniunea energetică, publicată în 2015.

Bazat pe propunerile Comisiei publicate în 2016, pachetul cuprinde 8 legi noi. În urma acordului politic al Consiliului UE și al Parlamentului European finalizat în mai 2019 și a intrării în vigoare a diferitelor norme UE, țările UE au la dispoziție 1-2 ani pentru a transforma noile directive în legislație națională.

Noile norme vor aduce beneficii considerabile pentru consumatori, pentru mediu și pentru economie. Prin coordonarea acestor schimbări la nivelul UE, legislația subliniază, de asemenea, rolul de lider al UE în combaterea încălzirii globale și aduce o contribuție importantă la strategia pe termen lung a UE de a atinge neutralitatea în materie de carbon (emisii nete zero) până în 2050.

Pentru a da dovadă de leadership la nivel mondial în ceea ce privește energiile regenerabile, UE a stabilit un obiectiv ambițios și obligatoriu de 32% pentru sursele de energie regenerabile în mixul energetic al UE până în 2030. Directiva revizuită privind energia din surse regenerabile (2018/2001/UE), care conține acest angajament, a intrat în vigoare în decembrie 2018. Țările UE contribuie în comun la atingerea obiectivului obligatoriu al UE de 32% fără un obiectiv obligatoriu pentru sursele de energie regenerabilă stabilit la nivel național.

Pachetul include, de asemenea, un sistem de guvernare solid pentru uniunea energetică, planul UE de transformare fundamentală a sistemului energetic european. În cadrul acestei strategii, fiecare țară din UE trebuie să stabilească și să prezinte, până în decembrie 2018, planuri naționale integrate pe 10 ani privind energia și clima (NECP) pentru perioada 2021-2030. Planurile NECP prezintă modul în care țările UE își vor atinge obiectivele respective cu privire la toate cele 5 dimensiuni ale uniunii energetice, inclusiv o perspectivă pe termen mai lung, până în 2050.

Planul național de acțiune național inițial al României a fost transmis până în decembrie 2018, așa cum era prevăzut. În urma evaluării de către Comisia Europeană a NECP -urilor din toate țările UE, o versiune actualizată a NECP -ului României a fost finalizată și transmisă Comisiei Europene în aprilie 2020.

Comparația scenariilor SER se bazează pe NECP actualizat (aprilie 2020), disponibil pe site-ul Comisiei Europene².

² https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/ro_final_necp_main_en.pdf

3.2 Planul Național de Energie și Climă al României

NECP revizuit al României, cu obiective actualizate în domeniul energiei și al climei, a fost transmis Comisiei Europene în aprilie 2020. NECP revizuit al României identifică contribuția națională la obiectivele UE până în 2030, așa cum este prezentat în tabelul 3-1 de mai jos:

Tabelul 3-1: NECP: Prezentare generală a obiectivelor energetice și climatice până în 2030 [4]

Privire de ansamblu asupra obiectivelor energetice și climatice din cadrul NECP până în 2030	
Emisiile ETS (% față de 2005)	-43.9 %*
Emisii non-ETS (% față de 2005)	-2 %
Pondere globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie	30.7 %
	
Cota SER-E	49.4 %
Partea SER-T	14.2 %
Pondere SER-H&C	33.0 %
Eficiența energetică (% în comparație cu proiecția PRIMES 2007 pentru 2030)	
Consumul de energie primară	-45.1 %
Consumul final de energie	-40.4 %
Consumul de energie primară (Mtep)	32.3
Consumul final de energie (Mtep)	25.7

Efortul global de a ajunge la o cotă de 30,7% a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie se traduce printr-o contribuție suplimentară de 946,8 ktep de noi capacități de energie din surse regenerabile până în 2030, după cum se arată în tabelul 3-2.

Tabelul 3-2: NECP: Traectoria indicativă, defalcată pe tehnologii, pentru energia regenerabilă în consumul final brut de energie electrică [ktep], 2021-2030 [4]

ktep	2020	2025	2030
Hydro	1,415.9	1,457.9	1,460.3
Eolian	564.6	828.8	1,004.9
Fotovoltaic	170.4	424.6	632.6
Alte surse regenerabile	77.4	77.4	77.4
Consumul final brut de energie electrică din surse regenerabile	2,228.4	2,788.7	3,175.2

NECP a identificat dezvoltarea a mai mult de 7 GW de capacități suplimentare instalate de SER față de 2020, pentru a atinge o cotă de energie regenerabilă de 30,7% în 2030. Repartizarea pe tehnologii SER

este ilustrată în figura 3-1 de mai jos, unde cea mai mare creștere poate fi observată în cazul energiei solare (3,7 GW), eoliene (2,3 GW) și hidroelectrice (1,1 GW).

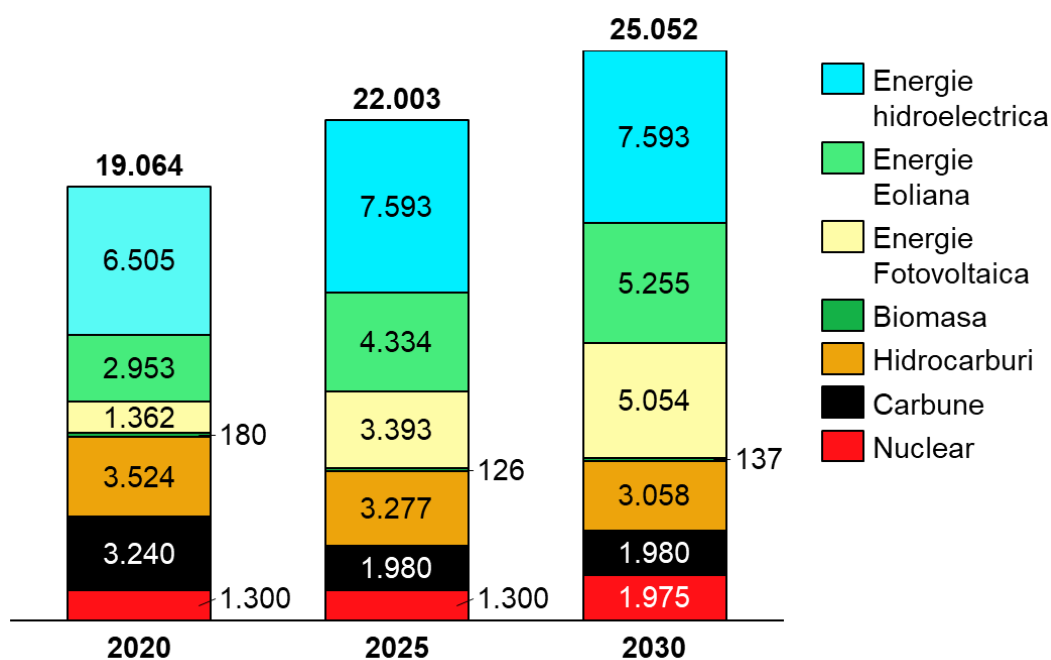


Figura 3-1: NECP: Traiectorie indicativă a capacității instalate nete pe sursă [MW] [4]

Pentru a respecta traiectoria de atingere a unei ponderi de 30,7% a SER în consumul final brut de energie, capacitățile suplimentare de producție de energie regenerabilă variabilă care trebuie instalate sunt:

a) Eolian:

- +822 MW de capacitate instalată suplimentară în 2022 față de 2020;
- +559 MW de capacitate instalată suplimentară în 2025 față de 2022;
- +556 MW de capacitate instalată suplimentară în 2027 față de 2025;
- +365 MW de capacitate instalată suplimentară în 2030 față de 2027;

b) Solar:

- +994 MW de capacitate instalată suplimentară în 2022 față de 2020;
- +1037 MW de capacitate instalată suplimentară în 2025 față de 2022;
- +528 MW de capacitate instalată suplimentară în 2027 față de 2025;
- +1133 MW de capacitate instalată suplimentară în 2030 față de 2027.

În plus, până în 2030, pe lângă desfășurarea de noi capacități suplimentare de energie eoliană și solară fotovoltaică, este necesar să se păstreze capacitatea existentă prin re tehnologizare. În acest sens, se preconizează că aproximativ 3 GW de energie eoliană și 1,35 GW de energie solară fotovoltaică vor rezulta din re tehnologizare.

Evaluare de către Comisia Europeană

Comisia Europeană a emis *Evaluarea NECP final al României* în octombrie 2020³. Comisia a remarcat în NECP revizuit contribuția României la obiectivul de energie regenerabilă la nivelul UE pentru 2030 de 30,7%, față de cota de 34% rezultată din formula din anexa II la Regulamentul (UE) 2018/1999 privind guvernarea Uniunii Energetice și acțiunile climatice (Regulamentul privind guvernarea). Acest lucru poate declanșa necesitatea revizuirii NECP al României până la 30 iunie 2023, așa cum este prevăzut la articolul 14 din Regulamentul privind guvernarea⁴.

3.3 Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe zece ani (TYNDP)

Conform legislației românești de transpunere a directivelor și regulamentelor europene, TYNDP este rezultatul unui proces de doi ani, care începe cu elaborarea unor scenarii sau viziuni privind modul în care sistemul energetic românesc va contribui la atingerea obiectivului energetic și climatic până în 2030 și a viziunii de decarbonizare până în 2050.

În conformitate cu TYNDP 2020-2029, ultimul TYNDP adoptat de Transelectrica, planul de dezvoltare a rețelei este conceput pentru a atinge următoarele obiective:

- Asigurarea funcționării sistemului energetic național și a transportului de energie electrică la standardele de calitate și în condițiile stabilite în *Codul tehnic al rețelei electrice de transport* și în *Standardele de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem*;
- Dezvoltarea rețelei electrice de transport pentru a satisface cererea de energie electrică prognozată, importurile, exporturile și tranzitul;
- Creșterea capacităților de interconectare a rețelelor electrice;
- Îndeplinirea obiectivelor de durabilitate prin integrarea energiei regenerabile în rețea și transmiterea energiei regenerabile către consumatori;
- Cuplarea cu piața unică europeană pe toate palierele;
- Asigurarea accesului nediscriminatoriu și a conectării la rețeaua de transport pentru toți solicitanții, în conformitate cu legile și reglementările aplicabile;
- Reducerea la minimum a costurilor cu investițiile atunci când se iau decizii privind soluțiile de dezvoltare a rețelei de transport.

În conformitate cu articolul 30 din Regulamentul (CE) nr. 943/2019, ENTSO-E - Asociația europeană pentru cooperarea operatorilor de transport și de sistem (OTS) de energie electrică - elaborează și adoptă "Planul decenal de dezvoltare a rețelei" - TYNDP. Acest plan se actualizează și se publică la fiecare doi ani și este un **plan decenal de dezvoltare a rețelei la nivel comunitar**, fără caracter obligatoriu, care include o evaluare a adecvării sistemului paneuropean de energie electrică.

Scenariile analizate în cadrul TYNDP 2018⁵ s-au bazat pe politicile naționale și pe realizarea obiectivelor energetice ale UE pentru 2020/2030/2050:

³ https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/staff_working_document_assessment_necp_romania_en.pdf

⁴ https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/progress-made-cutting-emissions/governance-energy-union-and-climate-action_en

⁵ Pachetul 2018 al planului decenal de dezvoltare a rețelei, ENTSO-E, 2018

- pentru orizonturile de timp **2020** și **2025**:
 - o **"Scenariul celei mai bune estimări"** - construit pe baza datelor furnizate de OTS, reflectând obiectivele naționale și europene.
- pentru orizontul de timp **2030**:
 - o **"Tranziția sustenabilă (ST)"** - construită pe baza datelor furnizate de OTS, consideră că emisiile de CO₂ sunt reduse prin înlocuirea cărbunelui cu gazul, reglementările naționale și schemele de sprijin sunt respectate, creșterea economică este moderată, consumul de energie electrică crește moderat etc.
 - o **"Generația distribuită (GD)"**, construită pe ipoteza îndeplinirii politicilor energetice ale UE, plasează prosumatorii în prim-plan, este considerată o dezvoltare economică puternică, o creștere a numărului de vehicule electrice, a numărului de panouri fotovoltaice montate pe clădiri, influența consumatorilor în aplatizarea curbei de sarcină este importantă etc. Se consideră că energia electrică este folosită mai mult în încălzire, în transporturi, în producția de hidrogen etc.
 - o **"EUCO 30 - Scenariul extern" s-a** bazat pe un scenariu al Comisiei Europene care vizează atingerea obiectivelor mai vechi pentru 2030 stabilite de Consiliul European în 2014, dar care include obiectivul de eficiență de 30%. Acest scenariu a înlocuit scenariul "Global Climate Action" (GCA) care fusese inițial stabilit în cadrul ENTSO-E
- pentru orizontul de timp **2040** (pentru a face tranziția către **2050**):
 - o **"Tranziția durabilă (ST)"** - construită pe baza scenariului "Tranziția durabilă (ST) 2030".
 - o **"Generație distribuită (DG)"** - construit pe baza scenariului "Generație distribuită (GT)" pentru 2030.
 - o **"Acțiunea globală pentru climă (GCA)"**, bazată pe scenariul "Tranziție durabilă (ST)" pentru 2030. Acest scenariu pune accentul pe integrarea energiilor regenerabile localizate în funcție de potențialul eolian și solar și se bazează pe un efort global de decarbonizare. Influența consumatorilor în aplatizarea curbei de sarcină este importantă. Se consideră că energia electrică va fi utilizată mai mult pentru încălzire, transporturi, producția de hidrogen etc.

Scenariile pentru 2040 au fost utilizate pentru a identifica noi proiecte de dezvoltare a rețelei europene de transport, iar scenariile pentru 2025 și 2030 au fost utilizate pentru a estima beneficiile proiectelor introduse în TYNDP 2018.

În ceea ce privește cerințele de sustenabilitate, TYNDP 2020-2029 din România a fost construit pe baza a două scenarii: **Scenariul de referință (RS)** și **Scenariul verde (GS)**, pentru a permite o creștere a absorbției de energie electrică din surse regenerabile injectată în rețea și, ulterior, pentru a dezvolta rețeaua de transport pentru a satisface o cerere sporită de energie regenerabilă din partea clienților finali. Capacitățile noi de producție proiectate până în 2024 și 2029 sunt ilustrate în tabelul Tabelul 3-3.

Tabelul 3-3: TYNDP: Prezentare generală a obiectivelor privind capacitățile de producție incluse în scenariile de referință și verde [2]

Nr. crt.	Capacități totale de producție (MW)	TANDEM 2020-2029					
		Scenariul de referință (RS)			Scenariul verde (GS)		
	Anul	2020	2024	2029	2020	2024	2029
1	Nuclear	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,990
2	Combustibili fosili, din care:	7,101	6,544	6,544	7,101	6,544	6,544
	Lignit	3,112	3,112	3,112	3,112	2,112	3,112
	Cărbune brun	1050	430	430	1050	430	430
	Hidrocarburi	2,939	3,002	3,002	2,939	3,002	3,002
3	SER, din care:	4,779	5,249	6,119	4,779	5,249	7,100
	Eolian	3,200	3,500	4,000	3,200	3,500	4,300
	Solar	1,400	1,500	1,800	1,400	1,500	2,300
	Biomasă	180	250	320	180	250	500
4	Hidroenergie, din care:	6,471	6,778	6,778	6,471	6,778	7,778
	Stocarea prin pompare	0	0	0	0	0	1,000
5	Capacitate netă de producție [5=1+2+3+4]	19,676	19,896	20,766	19,676	19,896	24,412

Se poate observa că obiectivele de capacitate totală diferă cu aproximativ 3,6 GW în scenariul verde față de scenariul de referință în 2029, în timp ce obiectivele de capacitate pentru anul intermediar 2024 sunt aceleași în ambele scenarii.

Până în 2024, în scenariul de referință și în scenariul verde, se înregistrează o creștere globală de aproximativ 230 MW a capacităților de producție până în 2024, în principal datorită creșterii cu 470 MW a capacităților de producție din surse regenerabile și cu 300 MW a capacităților hidroelectrice, compensată de o scădere a combustibililor fosili cu aproximativ 550 MW.

Până în 2029, Scenariul verde include o creștere a capacității de producție nucleară până la 1 900 MW, odată cu punerea în funcțiune a unității 3 (aproximativ 665 MW net) din Centrala Nucleară (Cernavoda), un plus de 300 MW de energie eoliană, 500 MW de energie solară și 180 MW de biomasă, în comparație cu Scenariul de referință.

Creșterea cu aproximativ 1 GW a producției de noi surse de energie regenerabilă, comparativ cu scenariul de referință, este susținută, în scopul adecvării sistemului, de adăugarea a 1 GW planificată pentru stocarea prin pompare (Tarnita). În scenariul verde nu se înregistrează nicio scădere a capacității de producție de combustibili fosili până în 2029, comparativ cu 2024, și doar o dezafectare de 620 MW de combustibili fosili care va fi realizată până în 2024.

3.4 COMPARAȚIE NECP 2020-2030 VS. PNTDP 2020-2029

Ca o notă generală, punctul de plecare 2020 prezintă o subestimare a capacităților de producție în NECP de aproximativ 0,7 GW în comparație cu TYNDP.

Atunci când se compară obiectivele de capacitate din NECP cu TYNDP pentru anii 2029/2030, ilustrate în tabelul 4-1, se poate identifica, de asemenea, un decalaj semnificativ, mai ales în ceea ce privește capacitățile de energie regenerabilă și de combustibili fosili.

Capacitățile SER sunt subestimate cu aproximativ 3,3 GW în scenariul verde în TYNDP 2030 față de NECP 2030. Aceasta s-a tradus printr-o subestimare de 1 GW în cazul energiei eoliene, 2,7 GW în cazul energiei solare și o supraestimare de 343 MW în cazul biomasei. În plus, creșterea semnificativă de 3,3 GW a capacităților eoliene și solare din NECP este pusă sub semnul întrebării dacă ar putea fi realizată conform planului până în 2025.

În timp ce analiza adecvării sistemului din scenariul verde TYNDP identifică necesitatea unui necesar suplimentar de 1 GW de stocare prin pompă până în 2029, NECP prevede o creștere de peste 1 GW de energie hidroelectrică, care poate fi cu greu realizată conform planului până în 2025.

În ceea ce privește măsurile de decarbonizare, NECP ia în considerare o reducere semnificativă de aproximativ 1,5 GW a capacităților de combustibili fosili până în 2025, în timp ce TYNDP a prevăzut o reducere de numai 650 MW până în 2024, comparativ cu 2030.

Tabelul 3-4: Capacități totale instalate proiectate NECP vs. Scenariul verde TYNDP 2020-2029

Nr. crt.	Capacități totale de producție (MW)	TANDEM 2020-2029			NECP		
		Scenariul verde					
	Anul	2020	2024	2029	2020	2025	2030
1	Nuclear	1,325	1,325	1,990	1,300	1,300	1,975
2	Combustibili fosili, din care:	7,101	6,544	6,544	6,764	5,257	5,038
	Lignit	3,112	3,112	3,112	3,240	1,980	1,980
	Cărbune brun	1,050	430	430			
	Gaze și combustibili lichizi	2,939	3,002	3,002	3,524	3,277	3,058
3	SER, din care:	4,779	5,249	7,100	4,399	7,853	10,446
	Eolian	3,200	3,500	4,300	2,953	4,334	5,255
	Solar	1,400	1,500	2,300	1,362	3,393	5,054
	Biomasă	180	250	500	84	126	137
4	Hidroelectrică, din care:	6,471	6,778	7,778	6,505	7,593	7,593
	Stocarea prin pompă	0	0	1,000			
5	Capacitate netă de producție [5=1+2+3+4]	19,676	19,896	24,412	18,968	22,003	25,053

În timp ce ponderea SER în capacitatea totală de producție instalată [GW], așa cum se reflectă în NECP, se ridică la 23 % în 2020, 36 % în 2025 și 42 % în 2030, în lipsa unei simulări a pieței pe un an întreg, folosind o granularitate cel puțin orară, ultima versiune a TYNDP din România nu poate furniza valori concrete ale penetrării SER [TWh] pentru orizonturile de timp viitoare.

3.5 COMPARAȚIE NECP 2020-2030 VS. proiectul TYNDP 2022-2031

Următorul TYNDP se află în prezent în curs de pregătire, acest TYNDP 2022-2031 urmând să fie supus aprobării autorității de reglementare până la jumătatea anului 2022.

În ianuarie 2022, Transelectrica a confirmat mixul de energie din Scenariul Verde utilizat în versiunea preliminară a TYNDP 2022-2031. Potrivit reprezentanților companiei, proiectul TYNDP 2022-2031

utilizează un singur scenariu (Scenariul de Referință descrie Scenariul Verde) pentru mixul energetic pentru 2030, aliniat cu capacitățile de energie regenerabilă variabilă proiectate în NECP.

Conform proiectului Scenariului de referință/scenariul verde 2022-2031, comparația dintre mixul energetic TYNDP - NECP este următoarea:

Tabelul 3-5: Capacități totale instalate proiectate NECP vs. scenariul verde proiect TYNDP 2022-2031

Nr. crt.	Capacități totale de producție (MW)	TINDP 2022-2031			NECP		
		Scenariul de referință/scenariul verde					
	Anul	2022	2026	2031	2020	2025	2030
1	Nuclear	1,300	1,300	2,630	1,300	1,300	1,975
2	Combustibili fosili, din care:	6,048	7,135	7,047.5	6,764	5,257	5,038
	Lignit	3,189	2,270	2,270.5	3,240	1,980	1,980
	Cărbune brun	0	0	0			
	Gaze și combustibili lichizi	2,859	4,865	4,777			
3	SER, din care:	5,026	8,126	10,540	4,399	7,853	10,446
	Eolian	3,400	4,500	5,300	2,953	4,334	5,255
	Solar	1,500	3,500	5,100	1,362	3,393	5,054
	Biomasă	126	126	140	84	126	137
4	Hidroelectrică, din care:	5,987	6,380	6,420.6	6,505	7,593	7,593
	Stocarea prin pompare	0	0	0			
5	Capacitate netă de producție [5=1+2+3+4]	18,361	22,941	26,638	18,968	22,003	25,053

Analizând noile proiecții de capacitate din proiectul TYNDP 2022-2031, remarcăm:

- În general, capacitățile nete de producție sunt cu 1,6 GW mai mari în TYNDP decât în NECP;
- TYNDP prevede o unitate nucleară suplimentară de 0,66 GW (Cernavoda) și 2 GW în plus în combustibili fosili față de NECP, în principal noi unități pe gaz;
- Proiecțiile privind capacitățile variabile de energie regenerabilă sunt aliniate la valorile NECP;
- Capacitățile hidroenergetice din 2031 diferă cu cel puțin 1,1 GW, prin urmare există o discrepanță în ceea ce privește energia regenerabilă care trebuie generată în perioada 2026-2030 pentru a atinge obiectivul preconizat pentru 2030.

De asemenea, pentru TYNDP 2022-2031, în lipsa unei simulări a pieței pe un an întreg, cu o granularitate cel puțin orară, nu se pot obține valori concrete de penetrare a SER [TWh] pentru orizonturile de timp viitoare.

3.6 Rezumatul constatărilor Obiectivului 1

În prima etapă, comparația scenariilor SER s-a axat pe scenariile SER din cea mai recentă versiune a TYNDP (2020-2029). Cu toate acestea, deoarece sunt analizate instantanee la gol și la vârf de sarcină, în loc de zile tip sau de simulări de piață pe întregul an cu granularitate orară, din TYNDP din România pot fi derivate doar scenarii privind dezvoltarea capacităților de producție instalate, dar nu și cifre concrete pentru nivelurile de penetrare a SER rezultate pentru România. În ceea ce privește mixul de generare instalat, există neconcordanțe semnificative între obiectivele de energie durabilă din NECP în comparație cu scenariile de referință și verde din TYNDP versiunea 2020-2029.

Pentru elaborarea în curs de desfășurare a TYNDP 2022-2031, Transelectrica prevede capacități variabile de energie regenerabilă aliniate la obiectivele din NECP. Cu toate acestea, există un singur scenariu de referință prevăzut în proiect, care descrie, de asemenea, scenariul verde. De asemenea, pentru TYNDP 2022-2031, nu se pot obține niveluri concrete de penetrare a SER pentru România, în lipsa unor simulări de piață pe un an întreg cu granularitate orară. Dar, conform mixului de capacități proiectat în TYNDP 2022-2031, vor fi necesare capacități suplimentare de energie regenerabilă variabilă la nivel de GW pentru a contribui la atingerea obiectivului de 30,7% de energie regenerabilă în 2030, în cazul în care nu se instalează 1,1 GW de energie hidroelectrică suplimentară până în 2030.

În general, obiectivul privind energia regenerabilă pentru 2030 stabilit în cadrul NECP a fost criticat ca fiind insuficient de ambițios de către Comisia Europeană și este posibil să declanșeze o actualizare a NECP până în iunie 2023, așa cum prevede Regulamentul privind guvernanța. Cu toate acestea, cea mai recentă versiune a TYNDP nu este încă aliniată la NECP în ceea ce privește scenariile SER sau măsurile de decarbonare.

4 ANALIZA DEZVOLTĂRII ȘI POTENȚIALUL DE FLEXIBILIZARE A REȚELEI (OBIECTIVE 2 ȘI 3)

Capitolul 4 acoperă obiectivele 2 și 3 și, în prima etapă, va analiza în ce măsură scenariile SER din NECP și Strategia energetică sunt reflectate în TYNDP în curs de desfășurare, având în vedere perioada 2022-2031 și modelele de rețea aferente, și va investiga caracteristicile producției SER aferente. În etapa următoare, vor fi analizate dezvoltarea rețelei și măsurile de flexibilitate luate în considerare în cadrul TYNDP 2022 -2031. Pentru evaluarea adecvării măsurilor de dezvoltare a rețelei identificate în TYNDP, pe baza modelului de rețea și a scenariilor de producție și de încărcare, au fost efectuate analize concrete ale fluxului de încărcare și ale contingențelor cu PSS/E.

4.1 Fișiere de rețea inițiale furnizate

DNV a primit patru scenarii, conținând fișiere de simulare a datelor de rețea PSS/E, fiecare pentru anii 2022, 2026 și 2031. Scenariile furnizate pentru fiecare an sunt:

- Maxim de vară
- Minimum de vară
- Maxim de iarnă
- Dimineața de iarnă

Scenariile reprezintă diferite instantanee în timp ale repartizării producției și cererii de sarcină, care au fost analizate de DNV. În plus, cu ajutorul fișierelor de date de rețea furnizate, DNV a trebuit să verifice dacă capacitatea instalată respectă valorile țintă TYNDP și valoarea reală de dispecerizare a fiecărui tip de producție. Ca parte a analizei, DNV a efectuat analize de contingență N-0 și N-1 în interiorul rețelei românești pentru rețelele de 110 kV, 220 kV și 400 kV.

Fișierele modelului de rețea PSS/E conțineau hărți topologice pentru sistemul de transport din România. Figura 4-1 pe pagina următoare prezintă în mod exemplar harta topologică pentru orizontul de timp 2031.

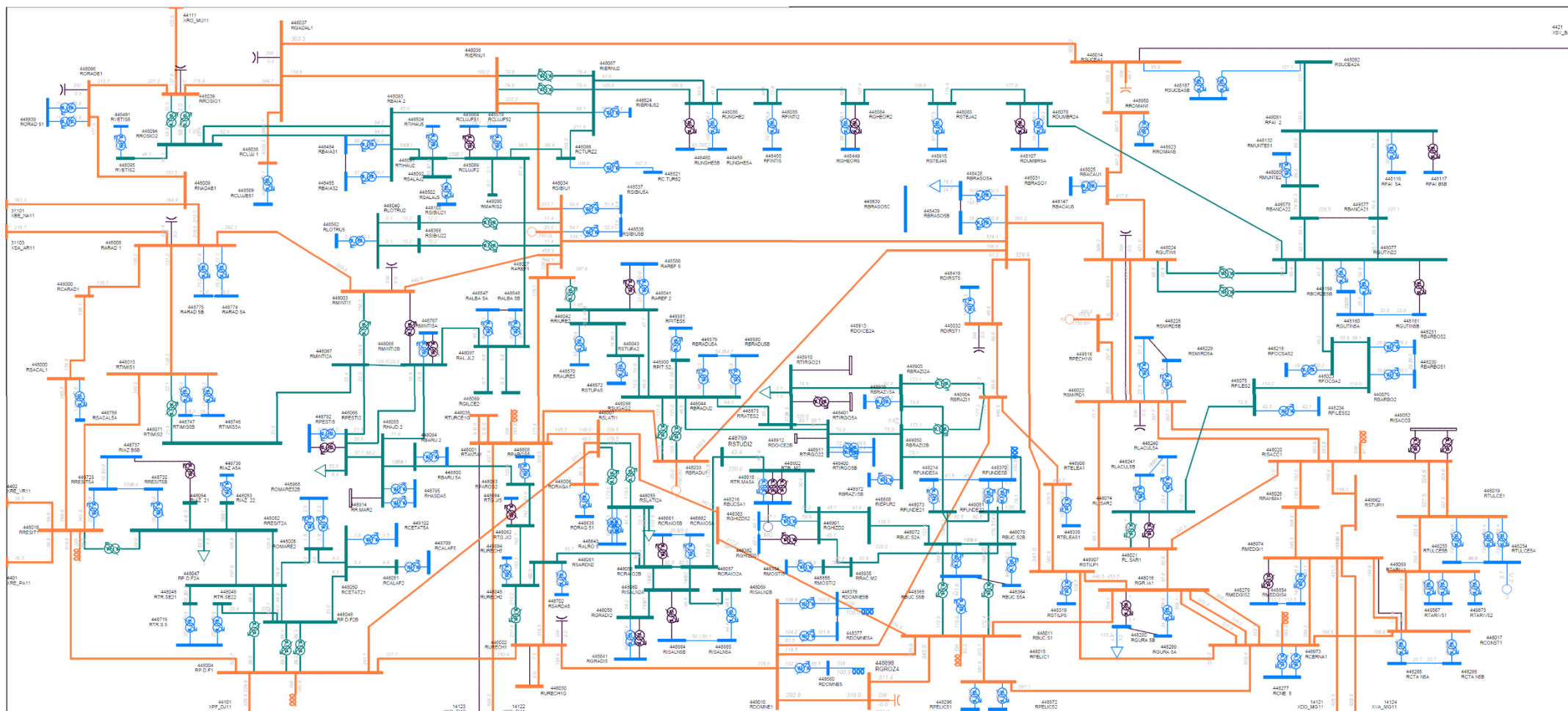


Figura 4-1: Harta topologiei rețelei pentru orizontul de timp 2031, așa cum este reflectată în fișierul modelului de rețea PSS/E al Transelectrica

4.2 Cazuri inițiale - Capacitatea instalată, dispecerizarea și sarcina cerută

Pe baza fișierelor de rețea furnizate, DNV a efectuat o evaluare completă pentru a documenta în detaliu situația actuală, în special în ceea ce privește capacitatea instalată, dispecerizarea reală și sarcina cerută. Ca principală constatare, capacitatea instalată este aliniată la TYNDP (cu abateri minore) pentru toate scenariile din fișierul de simulare a rețelei. Diferitele tipuri de producție pentru atingerea obiectivelor pot fi observate în Tabelul 4-1.

Tabelul 4-1: Tipuri de producție și puterea instalată în cadrul fișierelor PSS/E

Capacități totale de producție instalate (MW)	Tipul de generare în PSS/E	TINDP 2022-2031		
		Scenariul de referință/scenariul verde		
Anul		2022	2026	2031
Nuclear	Nuclear	1,300	1,300	2,630
Combustibili fosili, din care:		6,048	7,135	7,047.5
Lignit	Lignit vechi 1, Cărbune vechi 1	3,189	2,270	2,270.5
Hidrocarburi	Gaz convențional vechi 1, gaz OCGT nou, Gaz CCGT nou	2,859	4,865	4,777
SER, din care:		5,026	8,126	10,540
Eolian	Eoliană pe uscat	3,400	4,500	5,300
Solar	Solar PV	1,500	3,500	5,100
Biomasă	Biomasă	126	126	140
Hidro	Hidro	5,987	6,380	6,420.6
Capacitate instalată netă		18,361	22,941	26,638

DNV notează că - pentru a îndeplini obiectivele de energie regenerabilă pentru 2031 - Transelectrica a considerat mai multe parcuri fictive de generare de energie regenerabilă. Parcurile care au fost adăugate sunt:

- Trei parcuri eoliene fictive cu o capacitate instalată totală de 359,4 MW și,
- 75 de parcuri solare fotovoltaice fictive cu o capacitate instalată totală de 1.177,4 MW

Aceste parcuri fictive nu sunt încă în faza de autorizare sau de studiu, dar au fost adăugate ca estimare de perspectivă pentru a atinge obiectivul privind energia regenerabilă. Pentru scalarea dispecerizării, acestea sunt tratate în mod similar cu energia eoliană terestră și energia solară fotovoltaică, care nu sunt fictive.

DNV observă că, deși capacitatea instalată îndeplinește obiectivele stabilite prin TYNDP, dispecerizarea efectivă a producției este departe de capacitatea instalată. Sarcinile (cererea), precum și punctele de reglaj efective pentru generare pentru diferite scenarii și ani pot fi văzute în Tabelul 4-2, Tabelul 4-3 și Tabelul 4-4. "*% din totalul dispecerizării*" reprezintă procentul de producție a unui anumit tip de producție în comparație cu producția totală.

Tabelul 4-2: Sarcini (cerere) și dispecerizare pentru anul 2022

	2022								
	Capacitate instalată [MW]	Dispecerizare Vara Max [MW]	% din totalul expedițiilor	Dispecerizare Vara Min [MW]	% din totalul expedițiilor	Dispecerizare Max de iarnă [MW]	% din totalul expedițiilor	Dispecerat Dimineața de iarnă [MW]	% din totalul expedițiilor
Nuclear	1	1,300	18	1,300	29.6	1,300	16	1,300	16.1
Combustibili fosili, din care:	6	1,613	22	1,332	30.3	2,683	33	2,682	33.3
Lignit + ulei	3	421	6	422	9.6	929	11	928	11.5
Gaz și combustibil lichid	2,859	1,192	17	910	20.7	1,754	22	1,754	21.8
SER, din care:	5,028	1,695	24	714	16.3	1,147	14	1,372	17.0
Eolian	3,400	680	9	679	15.5	1,021	13	1,021	12.7
Solar	1,501	975	14	0	0,0	0	0	225	2,8
Biomasă	126	40	1	35	0,8	126	2	126	1,6
Hidro	5,987	2,600	36	1,042	23.7	3,000	37	2,700	33.5
Producția netă dispecerizată	18,363	7,209		4,388		8,130		8,055	
Sarcina în România (MW)		7,713		4,425		9,002		8,656	
Pierderi interne (MW)		217		144		268		243	
Export (MW)		-722		-181		-1,140		-845	

Tabelul 4-3: Cererea de sarcină și dispecerizarea pentru 2026

	2026								
	Capacitate instalată [MW]	Dispecerizare Vara Max [MW]	% din totalul expedițiilor	Dispecerizare Vara Min [MW]	% din totalul expedițiilor	Dispecerizare Max de iarnă [MW]	% din totalul expedițiilor	Dispecerat Dimineața de iarnă [MW]	% din totalul expedițiilor
Nuclear	1,300	1,300	15.1	1,300	27.2	1,300	15.7	1,300	15.3
Combustibili fosili, din care:	7,135	1,526	17.7	1,260	26.4	2,507	30.3	2,515	29.5
Lignit + ulei	2,270	363	4.2	330	6.9	497	6.0	481	5.6
Gaz și combustibil lichid	4,865	1,163	13.5	930	19.5	2,010	24.3	2,034	23.9
RES, din care:	8,127	3,209	37.2	972	20.4	1,476	17.8	2,001	23.5
Eolian	4,500	900	10.4	900	18.8	1,350	16.3	1,350	15.9
Solar	3,501	2,276	26.4	0	0.0	0	0,0	525	6.2
Biomasă	126	33	0.4	72	1.5	126	1,5	126	1.5
Hydro	6,380	2,600	30.1	1,243	26.0	3,000	36.2	2,700	31.7
Producția netă dispecerizată	22,942	8,635		4,775		8,283		8,516	
Sarcina în România (MW)		8,112		4,740		9,870		9,531	

Pierderi interne (MW)		221		171		267		243	
Export (MW)		302		-136		-1,854		-1,258	

Tabelul 4-4: Cererea de sarcină și dispecerizarea pentru 2031

	2031								
	Capacitate instalată [MW]	Dispecerizare Vara Max [MW]	% din totalul expediției	Dispecerizare Vara Min [MW]	% din totalul expediției	Dispecerizare Max de iarnă [MW]	% din totalul expediției	Dispecerat Dimineața de iarnă [MW]	% din totalul expediției
Nuclear	2,630	1,800	18.8	1,965	37.0	2630	26.4	2,630	26.8
Combustibili fosili, din care:	7,047	975	10.2	977	18.4	2,400	24.1	2,391	24.4
Lignit + ulei	2,271	0	0.0	0	0.0	19	0.2	23	0.2
Gaz și combustibil lichid	4,777	979	10.2	986	18.6	2381	23.9	2,367	24.1
SER, din care:	10,541	4,387	45.9	1,088	20.5	1,730	17.4	2,495	25.4
Eolian	5,300	1,060	11.1	1,060	20.0	1590	16.0	1,590	16.2
Solar	5,101	3,316	34.7	0	0.0	0	0.0	765	7.8
Biomasă	140	11	0.1	28	0.5	140	1.4	140	1.4
Hydro	6,421	2,393	25.0	1,274	24.0	3,200	32.1	2,300	23.4
Producția netă dispecerizată	26,639	9,554		5,304		9,960		9,816	
Sarcina în România (MW)		8,419		4,922		10,283		9,914	
Pierderi interne (MW)		Caz static							

Din tabele reiese că penetrarea surselor regenerabile de energie (pe baza scenariilor instantanee) crește în fiecare an. Cu toate acestea, există o diferență mare între fiecare scenariu. Acest lucru se explică prin lipsa producției de energie solară fotovoltaică pentru mai multe cazuri. Punctul de referință pentru producția din surse regenerabile este consecvent pentru toți anii și poate fi văzut în Tabelul 4-5.

Tabelul 4-5: Valoarea de reglaj pentru dispecerizare pentru producția de energie regenerabilă pentru diferitele cazuri PSS/E

	Procentul de reglaj al producției în raport cu capacitatea instalată			
	Vara Max	Vara Min	Max de iarnă	Dimineață de iarnă
Eoliană pe uscat	20%	20%	30%	30%
Solar PV	65%	0%	0%	15%
Biomasă	31.8%/26.3%/7.9% 2022/2026/2031	27.8%/57.2%/20.0% 2022/2026/2031	100%	100%

Pentru energia solară fotovoltaică, procentul de scalare pentru fiecare unitate individuală variază, dar media tuturor unităților respectă procentul țintă. Pentru energia eoliană terestră, fiecare unitate este scalată la nivelul de intrare țintă. În cazul centralelor pe biomasă, în cazul instalațiilor de vară maxime și minime, doar câteva dintre acestea sunt în funcțiune, ceea ce duce la un procent de dispecerizare scăzut, reflectat în Tabelul 4-5.

4.3 Analiza situațiilor neprevăzute N-0 și N-1 privind scenariile inițiale

Scenariile inițiale descriu modelele de rețea PSS/E primite de la Transelectrica. Toate scenariile primite au fost verificate în ceea ce privește încălcarea tensiunii pe magistrale și a încărcării liniilor în timpul situațiilor neprevăzute N-0 (caz de bază) și N-1. În timpul situațiilor neprevăzute N-1, liniile monitorizate au fost toate liniile electrice din România (inclusiv liniile de legătură) conectate la barele de 110 kV, 220 kV sau 400 kV. Aceste analize de contingență se concentrează asupra încărcării și a încălcărilor de tensiune în cadrul rețelei de 220 kV și 400 kV. Încălcările de 110 kV vor fi doar menționate. Rapoartele complete privind contingențele pot fi consultate în anexe.

DNV a observat că, pentru unele scenarii, generatorul de inducție oscilant (generatorul din PSS/E care schimbă valoarea producției pentru a obține rezultate stabile ale simulării, cunoscut și sub numele de generator de inducție nefuncțional) funcționează în afara limitelor sale, iar în unele cazuri acest lucru a cauzat supraîncărcarea transformatorului către generator de inducție oscilant. Nepotrivirea dintre generare și sarcină ar fi în realitate împărțită între mai multe generatoare și nu doar unul singur. Din acest motiv, în scenariile cu un caz de bază având un transformator supraîncărcat la linia de oscilație, linia transformatorului a fost neglijată pentru verificarea contingenței N-1.

Limitele de tensiune din PSS/E au fost actualizate în conformitate cu regulile de planificare a rețelei Transelectrica [5] după cum urmează:

- 400 kV: 0,95 p.u. - 1,05 p.u.
- 220 kV: 0,9 p.u. - 1,1 p.u.
- 110 kv: 0,9 p.u. - 1,1182 p.u.

Pentru încărcare au fost utilizate ratingurile care se regăsesc în modelele de date privind topologia rețelei.

4.3.1 2022 Maxim de vară

4.3.1.1 Cazul de bază (N-0)

Nu au fost prezente încălcări în timpul cazului de instantaneu maxim de vară 2022.

4.3.1.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru scenariul maxim de vară 2022 au fost simulate în PSS/E un total de 1 561 de elemente monitorizate și situații neprevăzute. A existat, de asemenea, un total de 1 021 de bare ale stațiilor monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în 2022_SummerMax.xlsx.

Încălcări de tensiune

În total, în timpul analizei N-1 s-au obținut trei încălcări ale tensiunii în timpul a trei situații neprevăzute diferite. Acestea au constat în două încălcări de subtensiune de 400 kV și o încălcare de supratensiune de 110 kV. Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-6.

Tabelul 4-6: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2022 Maximum

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Tensiunea în cazul de bază [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9804	0.9089
2	448014-448950(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9934	0.9238

DNV remarcă faptul că încălcările de 400 kV sunt similare prin faptul că ambele sunt conectate la un punct final în topologia rețelei, în cazul N-1 fără nicio altă conexiune la rețeaua de 400 kV, ci doar conectată la rețeaua de 110 kV. DNV a analizat situațiile neprevăzute și subliniază că acestea pot fi rezolvate prin așa-numitele *scheme speciale de protecție, SPS*. DNV sugerează următoarele:

Pentru încălcarea nr. 1: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează linia de 400 kV (448006) de la transformator la linia de 110 kV (de la 448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu V_{min}/V_{max} modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9540 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 2: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care apare această situație neprevăzută, deconectează bara de 400 kV (448014) de la transformator la bara de 110 kV (448014 - 448923). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune bara 448014, o altă soluție ar fi, de asemenea, în acest caz, activarea comutatorului de prize pentru transformatorul 448014 la 448923 cu modificarea

$V_{\min} / V_{\max}$ la 0,95/1,05, care reprezintă limitele pentru barele de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la bara 448014 la 0,9583 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

Pentru analiza N-1 au fost monitorizate în total 41 de încălcări ale fluxului. Acestea constau în:

- Două cazuri de transformatoare de 400/100 kV
- Patru cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- 17 cazuri de linii de 110 kV
- 18 cazuri de transformatoare de 110 kV la nivel de sub tensiune

Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-7.

Tabelul 4-7: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2022
Maximul de vară

Încălcare a #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448010 - RDOMNE1	448377 RDOMNE5A	1	448010-448376(1)	102.55	Transformator 400/110kV
2	448010 - RDOMNE1	448376 - RDOMNE5B	1	448010-448377(1)	101.93	Transformator 400/110kV
3	448973- RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	148.82	Transformator 400/24 kV
4	448973- RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	148.82	Transformator 400/24 kV
5	448973- RCERNA1	449332- RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.79	Transformator 400/24 kV
6	448973- RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.79	Transformator 400/24 kV

DNV a analizat situațiile neprevăzute care cauzează suprasarcini. În cazul încălcărilor nr. 1 și 2, DNV a observat că, deși transformatoarele sunt conectate la două bare diferite de 110 kV, acestea sunt conectate în paralel la aceeași bară de 400 kV. Declanșarea unui transformator cauzează suprasarcina celuilalt. DNV subliniază că suprasarcina este mai mică de 3 % și că suprasarcina tipică admisibilă a transformatoarelor de această mărime este de 20% (ceea ce se presupune și pentru aceste transformatoare). Prin urmare, nu se sugerează nicio măsură suplimentară.

DNV a remarcat, de asemenea, că toate încălcările liniilor de 400 kV (Încălcarea nr. 3-6) sunt toate legate de transformatoarele de creștere a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele ale fiecărei centrale este

scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiunile la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

4.3.2 2022 Minimum de vară

4.3.2.1 Cazul de bază (N-0)

Pentru cazul de instantaneu maxim de vară 2022, transformatorul către magistrala de oscilație a fost suprasolicitat, după cum se arată mai jos:

Sucursala		
<i>Din bara</i>	<i>Către bara</i>	<i>Încărcare [%]</i>
448030 RURECH1G	449120 RROVINT6	105.1

Nu au fost monitorizate alte încălcări în timpul scenariului de bază.

4.3.2.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru scenariul minim de vară 2022 au fost simulate în PSS/E un total de 1 462 de elemente monitorizate și de situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.012 bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2022_SummerMin.xlsx*.

Încălcări de tensiune

În timpul analizei de contingență, au fost monitorizate în total 19 încălcări ale tensiunii în timpul a 10 contingențe diferite. Acestea au constat în 7 încălcări ale subțensiunii de 400 kV în timpul a 6 situații neprevăzute diferite și 12 încălcări ale supratensiunii de 110 kV. Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-8.

Tabelul 4-8: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2022 Minimum

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Tensiunea în cazul de bază [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9824	0.9466
2	448014-448950(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9568	0.8254
3	448022-448024(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9568	0.9476
4	448024-	448014	RSUCEA1	400	0.9568	0.9494

	448025(1)					
5	448024- 448031(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9568	0.9486
6	448025- 448950(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9568	0.9299
7	448025- 448950(1)	448950	RROMAN1	400	0.9709	0.9389

DNV observă că încălcarea nr. 1 și nr. 2 creează puncte finale în contextul încălcării la bare în topologia rețelei. În plus, încălcările nr. 6 și 7 au loc în timpul aceleiași situații neprevăzute.

Pentru încălcarea nr. 1: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează bara de 400 kV (448006) de la transformator la bara de 110 kV (de la 448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune bara 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru barele de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la bara 448006 la 0,9581 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 2: Chiar dacă această situație neprevăzută face ca bara de 400 kV să fie un punct final, analiza a arătat că este suficient să se utilizeze un SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează șuntul reactiv de la bara 448014. Acest lucru ridică tensiunea de contingență la această bara la 0,9673 p.u., ceea ce este peste limite.

Pentru încălcarea nr. 3: Utilizarea unui SPS care deconectează șuntul reactiv de la bara 448014 crește tensiunea la bara încălcată la 1,0011 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 4: DNV a analizat alternativele privind arborii:

- SPS pentru deconectarea șuntului reactiv la 448014 rezolvă problema de 400 kV (tensiunea de bara este crescută la 1,0417 p.u.), dar creează încălcări ale supratensiunii de 110 kV.
- SPS pentru deconectarea șuntului reactiv de la 448020 ridică tensiunea barei la 0,9535 p.u., ceea ce se încadrează în limite, fără a crea noi probleme.
- SPS pentru deconectarea șuntului reactiv de la 448022 ridică tensiunea barei la 0,9570 p.u., ceea ce este în limite, fără a crea noi probleme.

Pentru încălcarea nr. 5: Utilizarea unui SPS care deconectează șuntul reactiv de la bara 448014 crește tensiunea la bara încălcată la 1,0032 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcările nr. 6 și 7: Aceste două încălcări pot fi rezolvate cu ajutorul unui SPS pentru a deconecta șuntul reactiv la 448014. Cu toate acestea, acest lucru cauzează două încălcări ale supratensiunii la nivelul de 110 kV. Cu toate acestea, prin activarea comutatorului de prize în transformatorul de la 448014 la 448187, cu modificarea $V_{\min}/V_{\max}$ la 0,95/1,05, se rezolvă încălcarea fără a crea noi încălcări la 110 kV.

Încălcări de încărcare

Dacă se exclude încălcarea fluxului N-0, analiza N-1 monitorizează 6 încălcări ale fluxului în timpul a 6 situații neprevăzute. Acestea constau în:

- Patru cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- 2 cutii de transformatoare de 110/10,5 kV

DNV observă că toate încălcările liniilor de 400 kV (Încălcarea nr. 1-4) sunt toate legate de transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiunile la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor. Încălcările de 400 kV sunt prezentate în Tabelul 4-9.

Tabelul 4-9: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru minimul de vară 2022

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sursă
1	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	148.78	Transformator 400/24 kV
2	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	148.78	Transformator 400/24 kV
3	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.76	Transformator 400/24 kV
4	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.76	Transformator 400/24 kV

4.3.3 2022 Maxim de iarnă

4.3.3.1 Cazul de bază (N-0)

Nu au fost prezente încălcări în timpul cazului instantaneu de maxim de iarnă 2022.

4.3.3.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru scenariul maxim de iarnă 2022 au fost simulate în PSS/E un total de 1 565 de elemente monitorizate și de situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.020 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în 2022_WinterMax.xlsx.

Încălcări de tensiune

Un total de 22 de încălcări ale tensiunii a fost monitorizat în timpul analizei N-1. Acestea au constatat în șase încălcări de sub tensiune de 400 kV monitorizate în timpul a 3 situații neprevăzute și șaisprezece încălcări de supratensiune de 110 kV monitorizate în timpul a 5 situații neprevăzute. Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-10.

Tabelul 4-10: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2022

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul ibarei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Tensiunea în cazul de bază [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9851	0.9379
2	448014-448950(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9859	0.9224
3	448004-44101(1)	31103	XSA_AR11	400	1.0016	0.9483
4	448004-44101(1)	44101	XPF_DJ11	400	0.9922	0.4554
5	448004-44101(1)	311085	AMSFA 1	400	1.0023	0.9218
6	448004-44101(1)	460015	JHDJE111	400	0.9921	0.4554

DNV remarcă faptul că pentru contingența 448004-44101(1) (încălcarea #3-#6), care reprezintă o declanșare a interconectorului în altă zonă, 3 din cele 4 încălcări sunt într-o zonă din afara României. A patra magistrală este linia de interconectare (încălcarea #4), care este acum un punct final în topologia rețelei și poate fi deconectată pentru această contingență. Prin urmare, DNV nu va sugera alte soluții pentru această situație neprevăzută.

DNV subliniază, de asemenea, că, la fel ca în cazurile anterioare, încălcarea nr. 1 și nr. 2 creează puncte finale în topologia rețelei. DNV sugerează următoarele pentru a evita încălcările:

Pentru încălcarea nr. 1: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează linia de 400 kV (448006) de la transformator la linia de 110 kV (de la 448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi 0,95/1,05, care sunt limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9611 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 2: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează atât linia de 400 kV (448014) de la transformator, cât și linia de 110 kV (de la 448014 la 448923). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448014, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448014 la 448923 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448014 la 0,9570 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

În timpul analizei N-1, au fost monitorizate în total 36 de încălcări ale debitului în timpul a 35 de situații neprevăzute. Încălcarea debitului a constat în:

- Două cazuri de transformatoare de 400/110kV
- Opt cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- Două cazuri de transformator 220/110 kV
- Două cazuri de linii de 110 kV
- 22 de cazuri de transformatoare de 110 kV în transformatoare de nivel de tensiune inferior

Încălcările de 400 kV și 220 kV pot fi observate în Tabelul 4-11.

Tabelul 4-11: Încălcări ale încărcării de 400 și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2022

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448010 - RDOMNE1	448377 - RDOMNE5A	1	448010-448376(1)	124.75	Transformator 400/110 kV
2	448010 - RDOMNE1	448376 - RDOMNE5B	1	448010-448377(1)	123.74	Transformator 400/110 kV
3	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448004-44101(1)	128.26	Transformator de 400/24 kV la autobuzul oscilant
4	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448030-449121(1)	119.92	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
5	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448904-449476(1)	111.38	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
6	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	449050-449478(1)	111.09	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
7	448973- RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	148.82	Transformator 400/24 kV
8	448973- RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	148.82	Transformator 400/24 kV
9	448973- RCERNA1	449332- RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.82	Transformator 400/24 kV

10	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.82	Transformator 400/24 kV
11	448370 - RFUNDE5B	449051 - RFUNDE22	1	448073-448214(1)	106.58%	Transformator 220/110 kV
12	448073 - RFUNDE21	448214 - RFUNDE5A	1	448370-449051(1)	106.58%	Transformator 220/110 kV

DNV subliniază că încălcarea nr. 3-6 este cauzată de supraîncărcarea transformatorului la linia de oscilații. Acestea sunt rezolvate prin faptul că mai multe generatoare contribuie la schimbarea sarcinii în timpul situațiilor neprevăzute. Prin urmare, DNV nu va mai analiza aceste aspecte.

Încălcarea nr. 1 și 2: Două transformatoare paralele la nivelul de tensiune de 110 kV. Supraîncărcarea este cauzată de declanșarea unuia dintre cele două transformatoare, ceea ce duce la supraîncărcarea transformatorului sănătos. Deoarece încărcarea este mai mare decât supraîncărcarea tipică admisă de 20% (presupusă și pentru aceste transformatoare), ar trebui luate în considerare consolidările.

Infrafracțiunile nr. 7-10: Toate sunt legate de transformatoarele de transformare de la centralele nucleare. Impreviziunile cauzează supraîncărcări dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că există măsuri deja luate pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiuni la bare de distribuție auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

Încălcarea nr. 11 și 12: Două transformatoare paralele la nivelul de tensiune de 110 kV. Supraîncărcarea este cauzată de declanșarea unui transformator, care îl suprasolicită pe celălalt. Supraîncărcarea este mai mică de 7% și mai mică decât supraîncărcarea tipică admisă de 20% (care este presupusă și pentru aceste transformatoare). Prin urmare, nu se sugerează nicio consolidare.

4.3.4 2022 Dimineată de iarnă

4.3.4.1 Cazul de bază (N-0)

Nu au fost prezente încălcări în timpul cazului instantaneu 2022 Dimineata de Iarna.

4.3.4.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru "2022 Dimineata de Iarna" au fost monitorizate în total 1 551 de linii și simulate situații neprevăzute în PSS/E. A existat, de asemenea, un total de 1 021 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2022_WinterMorning.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Un total de 16 încălcări ale tensiunii a fost monitorizat în timpul analizei N-1. Acestea au constatat în două încălcări de subtensiune unică de 400 kV și paisprezece încălcări de supratensiune de 110 kV în timpul a patru situații neprevăzute. Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-12.

Tabelul 4-12: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2022

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Tensiunea în cazul de bază [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9912	0.9391
2	448014-448950(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9863	0.9237

Ca și în cazurile anterioare, încălcările de tensiune sunt legate de faptul că linia este un punct final în topologia rețelei, fără nicio altă conexiune la rețeaua de 400 kV. DNV sugerează următoarele:

Pentru încălcarea nr. 1: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care apare această situație neprevăzută, deconectează atât linia de 400 kV (448006) de la transformator, cât și linia de 110 kV (448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9501 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 2: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează atât linia de 400 kV (448014) de la transformator, cât și linia de 110 kV (de la 448014 la 448923). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448014, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448014 la 448923 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448014 la 0,9583 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

În timpul analizei N-1 au fost monitorizate în total 30 de încălcări ale debitului unic. Încălcarea debitului a constat în:

- Două cazuri de transformatoare de 400/110kV
- Nouă cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- Două cazuri de transformator 220/110 kV
- Un caz de linii de 110 kV
- 18 cazuri de transformatoare de la 110 kV la un nivel de tensiune inferior

Încălcările de 400 kV și 220 kV pot fi observate în Tabelul 4-13.

Tabelul 4-13: Încălcări ale sarcinii de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2022

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448010 - RDOMNE1	448377 - RDOMNE5A	1	448010-448376(1)	113.79	Transformator 400/110 kV
2	448010 - RDOMNE1	448376 - RDOMNE5B	1	448010-448377(1)	112.95	Transformator 400/110 kV
3	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448030-449121(1)	122.88	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
4	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448039-44111(1)	100.42	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
5	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448904-449476(1)	113.5	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
6	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448904-449477(1)	113.75	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
7	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	449050-449478(1)	113.33	Transformator de 400/24 kV la bara oscil.
8	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	148.82	Transformator 400/24 kV
9	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	148.82	Transformator 400/24 kV
10	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.82	Transformator 400/24 kV
11	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.82	Transformator 400/24 kV
12	448370 - RFUNDE5B	449051 - RFUNDE22	1	448073-448214(1)	101.45	Transformator 220/110 kV
13	448073 - RFUNDE21	448214 - RFUNDE5A	1	448370-449051(1)	101.45	Transformator 220/110 kV



DNV subliniază că încălcarea nr. 3-7 este cauzată de suprasolicitarea transformatorului la linia de oscilații. Aceasta descrie o simplificare, deoarece, în realitate, mai mult de un generator va contribui la echilibrarea abaterilor de putere activă și reactivă. Prin urmare, DNV nu va analiza aceste aspecte în continuare.

Încălcarea nr. 1 și 2: Două transformatoare paralele la nivelul de tensiune de 110 kV. Supraîncărcarea este cauzată de declanșarea unuia dintre cele două transformatoare, ceea ce duce la supraîncărcarea transformatorului sănătos. Supraîncărcarea este sub nivelul de supraîncărcare tipic admisibil presupus de 20% (care este presupus și pentru aceste transformatoare).

Încălcarea #8-#11: Toate au legătură cu transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că există măsuri deja luate pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiuni la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

Încălcarea nr. 12 și 13: două transformatoare paralele la nivelul de tensiune de 110 kV. Supraîncărcarea este cauzată de declanșarea unui transformator, care îl suprasolicită pe celălalt. Supraîncărcarea este mai mică de 2% și mai mică decât supraîncărcarea tipică admisă de 20%. Nu se sugerează nicio consolidare.

4.3.5 2026 Maxim de vară

4.3.5.1 Cazul de bază

Nu au existat încălcări în cazul instantaneului maxim de vară din 2026.

4.3.5.2 Analiza de contingență (N-1)

Pentru scenariul maxim de vară 2026 au fost simulate în PSS/E un total de 1 603 linii monitorizate și situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.036 de barae monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2026_SummerMax.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Un total de 28 de încălcări ale tensiunii a fost monitorizat în timpul analizei N-1. Acestea au constatat în două încălcări unice ale subtensiunii de 400 kV, două încălcări ale supratensiunii de 400 kV în timpul unui singur eveniment neprevăzut și 24 de încălcări ale supratensiunii de 110 kV în timpul a 8 evenimente neprevăzute. Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-14.

Tabelul 4-14: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2026 Maximum

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Tensiunea în cazul de bază [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9837	0.9057
2	448014-448950(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9990	0.9303
3	448004-44101(1)	44101	XPF_DJ11	400	1.0157	1.0855
4	448004-44101(1)	460015	JHDJE111	400	1.0165	1.0855

DNV subliniază că, la fel ca în cazurile anterioare, încălcarea nr. 1 și nr. 2 creează puncte finale în topologia rețelei. Încălcarea nr. 3 și nr. 4 are loc în timpul aceleiași situații neprevăzute (declanșarea liniei de interconectare). Încălcarea nr. 3 reprezintă linia de interconectare, care poate fi considerată un punct final și scoasă din funcțiune pentru această situație neprevăzută. Încălcarea nr. 4 este localizată în afara României și nu se va sugera nicio acțiune. Pentru a evita încălcarea nr. 1 și nr. 2 se pot lua următoarele măsuri:

Pentru încălcarea nr. 1: utilizarea unui SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează atât linia de încălcare (448006), cât și transformatorul la linia de 110 kV (de la 448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9620 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 2: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care apare această situație neprevăzută, deconectează bara de 400 kV (448014) de la transformator la bara de 110 kV (448014 - 448923). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448014, o altă soluție este activarea comutatorului de prize pentru transformatorul 448014 la 448923 modificat $V_{\min}/V_{\max}$ pentru a fi 0,95/1,05, care reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448014 la 0,9528 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

În timpul analizei N-1, au fost monitorizate în total 44 de încălcări ale debitului în timpul a 33 de situații neprevăzute. Încălcarea debitului a constat în:

- Patru cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- 26 de cazuri de linii de 110 kV
- 14 cazuri de transformatoare de la 110 kV la un nivel de tensiune inferior

Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-15.

Tabelul 4-15: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2026 Maximum

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	148.75	Transformator 400/24 kV
2	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	148.75	Transformator 400/24 kV
3	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.75	Transformator 400/24 kV
4	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.75	Transformator 400/24 kV

DNV observă că toate încălcările liniei de 400 kV (Încălcarea #1-4) sunt toate legate de transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiunile la alte bare colectoare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

4.3.6 2026 Minimum de vară

4.3.6.1 Cazul de bază (N-0)

Nu au fost prezente încălcări în cazul instantaneului minim de vară 2022.

4.3.6.2 Analiza de contingență (N-1)

Pentru minimumul de vară din 2026, în PSS/E au fost simulate în total 1 544 de linii monitorizate și situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.034 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2026_SummerMin.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Un total de 31 de încălcări ale tensiunii au fost monitorizate în timpul analizei N-1 în timpul a zece situații neprevăzute diferite. Acestea au constatat în șapte încălcări de joasă tensiune de 400 kV, 15 încălcări de subtensiune de 110 kV (toate în timpul aceluiași eveniment neprevăzut) și nouă încălcări de supratensiune de 110 kV. Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-16.

Tabelul 4-16: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2026
Minimum

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Tensiunea în cazul de bază [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448001-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9703	0.9443
2	448001-448007(1)	448007	RSLATI1	400	0.9709	0.9447
3	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9703	0.9338
4	448007-448216(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9703	0.9496
5	448014-448950(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9717	0.8556
6	448025-448950(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9717	0.9367
7	448025-448950(1)	448950	RROMAN1	400	0.9854	0.9462

DNV observă că încălcarea nr. 1 și nr. 2 are loc în timpul aceleiași situații neprevăzute, la fel ca în cazul încălcării nr. 6 și nr. 7, care are loc în timpul aceleiași situații neprevăzute. DNV subliniază, de asemenea, că încălcarea nr. 3 și nr. 5, la fel ca în cazurile anterioare, lasă bara de încălcare ca punct final în topologia rețelei. DNV sugerează următoarele acțiuni:

Pentru încălcarea nr. 1 și 2: SPS care deconectează șuntul reactiv la 448011 rezolvă încălcările de tensiune în timpul acestei situații neprevăzute.

Pentru încălcarea nr. 3: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care apare această situație neprevăzută, deconectează atât linia de 400 kV (448006) de la transformator, cât și linia de 110 kV (448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9561 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 4: SPS care deconectează șuntul reactiv la linia 448001 rezolvă încălcarea pentru această situație neprevăzută (crește tensiunea la 448006 la 0,9561 p.u.). Sau activarea comutatorului de prize, ca în cazul încălcării nr. 3, ridică tensiunea la 448006 la 0,9503 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 5: Pentru această situație neprevăzută, chiar dacă linia de încălcare este un punct final în topologia rețelei de 400 kV, este suficient să se utilizeze un SPS pentru a deconecta șuntul

reactiv de la linia de încălcare, 448014. Acest lucru ridică tensiunea la 0,9837 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcările 6# și #7: Un SPS care deconectează șuntul reactiv de la 448014 rezolvă încălcările de 400 kV, dar creează mai multe încălcări de supratensiune de 110 kV.

Pentru a evita încălcările de supratensiune, DNV sugerează SPS care deconectează șuntul reactiv de la liniile 448024 și 448020, ceea ce va rezolva încălcările fără a crea noi încălcări de supratensiune de 110 kV.

Încălcări de încărcare

În total, în timpul analizei N-1 au fost monitorizate 14 încălcări ale debitului unic. Acestea au constat în:

- Patru cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- Zece cazuri de transformatoare de 110 kV la nivel de sub tensiune

Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-17.

Tabelul 4-17: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2026
Minimum

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	149.2	Transformator 400/24 kV
2	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	149.2	Transformator 400/24 kV
3	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	149.18	Transformator 400/24 kV
4	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	149.18	Transformator 400/24 kV

DNV observă că toate încălcările de la ramura de 400 kV (Încălcarea nr. 1-4) sunt toate legate de transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiunile la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

4.3.7 2026 Maxim de iarnă

4.3.7.1 Cazul de bază (N-0)

În cazul instantaneului maxim de iarnă din 2026, transformatorul către bara de oscilație a fost suprasolicitat. După cum se arată mai jos:

Sucursala		
<i>Din bara</i>	<i>Către bara</i>	<i>Încărcare [%]</i>
448030 RURECH1G	449120 RROVINT6	120.9

Nu au fost monitorizate alte încălcări în timpul scenariului de bază.

4.3.7.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru maximul de iarnă din 2026 au fost simulate în PSS/E un total de 1 621 de linii monitorizate și de situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.038 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2026_WinterMax.xlsx*.

Încălcări de tensiune

În total, au fost monitorizate 36 de încălcări ale tensiunii. Acestea au constat în două încălcări unice ale subtensiunii de 400 kV și 34 de încălcări în total ale supratensiunii de 110 kV în timpul a 11 situații neprevăzute. Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-18.

Tabelul 4-18: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2026

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Tensiunea în cazul de bază [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9820	0.9104
2	448014-448950(1)	448014	RSUCEA1	400	0.9975	0.9251

Ca și în cazurile anterioare, încălcările de tensiune sunt legate de faptul că bara de încărcare este un punct final în topologia rețelei, fără nicio altă conexiune la rețeaua de 400 kV. DNV sugerează următoarele:

Pentru încălcarea nr. 1: utilizarea unui SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează bara de încărcare (448006) de la transformator la bara de 110 kV (448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este activarea comutatorului de prize pentru transformatorul 448006 la 448635, prezent în modelul de simulare PSS/E,

cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la bara 448006 la 0,9558 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 2: Utilizarea unui SPS care, în cazul în care apare această situație neprevăzută, deconectează bara de 400 kV (448014) de la transformator la bara de 110 kV (448014 - 448923). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448014, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448014 la 448923 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448014 la 0,9597 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

Dacă se exclude încălcarea cazului de bază, se monitorizează un total de 31 de încălcări ale debitului în timpul a 30 de situații neprevăzute. Acestea au constatat în:

- Două cazuri de transformatoare de 400/110 kV
- Patru cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- Trei cazuri de linii de 110 kV
- 22 de cazuri de transformatoare de 110 kV în transformatoare de nivel de tensiune inferior

Transformatoarele de 400 kV pot fi văzute în Tabelul 4-19.

Tabelul 4-19: Încălcări ale sarcinii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2026

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448010 - RDOMNE1	448377 - RDOMNE5A	1	448010-448376(1)	136.16	Transformator 400/110 kV
2	448010 - RDOMNE1	448376 - RDOMNE5B	1	448010-448377(1)	136.02	Transformator 400/110 kV
3	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	150.41	Transformator 400/24 kV
4	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	150.41	Transformator 400/24 kV
5	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.75	Transformator 400/24 kV
6	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.75	Transformator 400/24 kV

DNV notează că încălcările nr. 1-4 sunt legate de transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea sunt cele în care una dintre cele două unități paralele de la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiunile la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea acestor încălcări.

Pentru încălcările nr. 1 și nr. 2: două transformatoare paralele la nivelul de tensiune de 110 kV. Supraîncărcarea este cauzată de declanșarea unui transformator, care îl suprasolicită pe celălalt. Sarcina este mai mare decât supraîncărcarea tipică admisă de 20% și ar trebui să se ia în considerare consolidarea.

4.3.8 2026 Dimineața de iarnă

4.3.8.1 Cazul de bază (N-0)

Nu au existat încălcări în cazul instantaneu al minimului de iarnă din 2026.

4.3.8.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru minimul de iarnă 2026, în PSS/E au fost simulate în total 1 617 linii monitorizate și situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.037 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2026_WinterMorning.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Un total de 33 de încălcări a fost monitorizat în timpul a 12 situații neprevăzute. Acestea au constatat în două încălcări unice de subtensiune de 400 kV și 31 de încălcări de supratensiune de 110 kV. Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-20.

Tabelul 4-20: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2026

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Nume bara	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Cazul de bază Tensiune [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9880	0.9104
2	448014-448950(1)	448014	RSUCEA1	400	1.0002	0.9217

Ca și în cazurile anterioare, încălcările de tensiune sunt legate de faptul că linia este un punct final în topologia rețelei, fără nicio altă conexiune la rețeaua de 400 kV. DNV sugerează următoarele:

Pentru încălcarea nr. 1: utilizarea unui SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează atât linia de încălcare (448006), cât și transformatorul la linia de 110 kV (de la 448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9557 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 2: utilizarea unui SPS care, în cazul în care se produce această situație neprevăzută, deconectează atât linia de încălcare (448014), cât și transformatorul la linia de 110 kV (de la 448014 la 448923). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448014, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448014 la 448923 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448014 la 0,9608 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

Un total de 33 de încălcări ale debitului în timpul a 31 de situații neprevăzute au fost monitorizate în timpul analizei N-1. Încălcările au constat în:

- Două cazuri de transformatoare de 400/110 kV
- Opt cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- Trei cazuri de linii de 110 kV
- 23 de cazuri de transformatoare de 110 kV în transformatoare de nivel de tensiune inferior

Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-21.

Tabelul 4-21: Încălcări ale sarcinii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2026

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448010 - RDOMNE1	448377 - RDOMNE5A	1	448010-448376(1)	145.16	Transformator 400/110 kV
2	448010 - RDOMNE1	448376 - RDOMNE5B	1	448010-448377(1)	143.68	Transformator 400/110 kV
3	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448039-44111(1)	100.50	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
4	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448904-449476(1)	102.07	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
5	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	448904-449477(1)	104.07	Transformator de 400/24 kV la bara oscilant
6	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	150.87	Transformator 400/24 kV
7	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	150.87	Transformator 400/24 kV

8	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.77	Transformator 400/24 kV
9	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.77	Transformator 400/24 kV
10	448030 - RURECH1G	449120 - RROVINT6	1	449050-449478(1)	102.14	Transformator de 400/24 kV la baraoscilant

DNV subliniază că încălcarea nr. 3, 5 și 10 este cauzată de supraîncărcarea transformatorului la linia de oscilații. Aceasta descrie o simplificare, deoarece, în realitate, mai mult de un generator va contribui la echilibrarea abaterilor de putere activă și reactivă. Prin urmare, DNV nu va analiza aceste aspecte în continuare.

Încălcarea nr. 1 și 2: Două transformatoare paralele la nivelul de tensiune de 110 kV. Supraîncărcarea este cauzată de declanșarea unui transformator, care îl suprasolicită pe celălalt. Supraîncărcarea este peste supraîncărcarea tipică admisă de 20%. Ar trebui luate în considerare consolidările.

Infrafracțiunile nr. 6-9: Toate au legătură cu transformatoarele de transformare de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiuni la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

4.3.9 2031 Maxim de vară

4.3.9.1 Cazul de bază (N-0)

Pentru cazul instantaneu maxim de vară din 2031, transformatorul către linia de oscilație a fost supraîncărcat. După cum se arată mai jos:

Sucursala		
<i>Din bara</i>	<i>Către bara</i>	<i>Încărcare [%]</i>
448904RBRAZI1	449477ROMVBZT2	103.47

Deoarece linia Swing a fost suprasolicitată în scenariul de bază, aceasta a fost, de asemenea, suprasolicitată în timpul situațiilor neprevăzute. Ramura a fost exclusă din rezultatele N-1 pentru a evidenția problemele din timpul situațiilor neprevăzute. Nu a existat nicio încălcare a tensiunii în timpul scenariului de bază.

4.3.9.2 Analiza de contingență (N-1)

Pentru scenariul maxim de vară 2031 au fost simulate în PSS/E un total de 1 626 de bransamente monitorizate și situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.044 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2031_SummerMax.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Dintre barele monitorizate, au fost obținute în total trei cazuri de încălcare a tensiunii în timpul a trei situații neprevăzute diferite. Două încălcări de subtensiune de 400 kV și o încălcare de supratensiune de 110 kV. Încălcările de tensiune de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-22.

Tabelul 4-22: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2031 Maximum

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Nume bara	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Cazul de bază Tensiune [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448004-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9659	0.9481
2	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9659	0.9035

DNV observă că încălcările de 400 kV se află la aceeași magistrală, 448006 - RDRAGA1. DNV a analizat contingențele și sugerează următoarele:

Pentru încălcarea nr. 1: Acest lucru poate fi rezolvat fie prin crearea unui SPS care deconectează automat șuntul reactiv de la linia 448001 pentru această situație neprevăzută. Acest lucru ar crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9557 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

O altă soluție ar fi activarea comutatorului de prize pentru transformatorul 448006 - 448635, prezent în modelul de simulare PSS/E cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi 0,95/1,05, care reprezintă limitele pentru barele de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9502 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 2: DNV observă că această situație neprevăzută conduce la faptul că bara de încălcare 448006 este un punct final în topologia rețelei, fără nicio altă conexiune la rețeaua de 400 kV, fiind conectată doar la rețeaua de 110 kV. DNV sugerează implementarea unui SPS pentru această situație neprevăzută, astfel încât linia de 400 kV (448006) și transformatorul de la linia de 110 kV (de la 448006 la 448635) să fie deconectate. Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9597 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

În cazul în care se exclude încălcarea de încărcare N-0, analiza N-1 monitorizează în total 63 de încălcări ale debitului. Acestea constau în:

- Șase cazuri de transformatoare de 400 kV la 24 kV
- Două cazuri de linii de 220 kV
- 39 de cazuri de linii de 110 kV
- 16 cazuri de transformatoare de 110 kV la un nivel de tensiune mai mic

Încălcările de 400 kV și 220 kV pot fi observate în Tabelul 4-23.

Tabelul 4-23: Încălcări ale încărcării de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru 2031 Vara maximă

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448079 - RBUC.S2B	449051 - RFUNDE22	1	448072-448073(1)	102.94	Linie de 220 kV
2	448072 - RBUC.S2A	448073 - RFUNDE21	1	448079-449051(1)	102.92	Linie de 220 kV
3	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	137.27	Transformator 400/24 kV
4	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	137.27	Transformator 400/24 kV
5	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	137.25	Transformator 400/24 kV
6	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	137.25	Transformator 400/24 kV
7	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	2	448973-449470(1)	137.25	Transformator 400/24 kV
8	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	1	448973-449470(2)	137.25	Transformator 400/24 kV

DNV a observat că toate încălcările liniei de 400 kV (Încălcarea nr. 3-8) sunt legate de transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiunile la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

Încălcarea nr. 1 și 2: Este o suprasarcină moderată de mai puțin de 3% pe 2 linii paralele de 220 kV, dacă în timpul unei situații neprevăzute de declanșare a uneia dintre ele, care poate fi rezolvată în mod

obișnuit prin exploatarea acestei linii în partea superioară a intervalului de tensiune admisibil. Cu toate acestea, ar trebui să se ia în considerare flexibilitatea sau consolidările în cazul în care scenariile din 2031 indică o creștere suplimentară a suprasarcinii N-1.

4.3.10 2031 Minimum de vară

4.3.10.1 Cazul de bază (N-0)

Nu au existat încălcări în cazul instantaneului minim de vară din 2031.

4.3.10.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru scenariul minim de vară 2031 au fost simulate în PSS/E un total de 1 545 de ramuri monitorizate și situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.033 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2031_SummerMin.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Dintre barele monitorizate, s-a obținut un total de 43 de încălcări ale tensiunii în timpul a 11 situații neprevăzute diferite. Dintre acestea, una a fost o încălcare a subtensiunii de 400 kV, iar restul au fost încălcări ale supratensiunii de 110 kV. În Tabelul 4-24 se poate observa încălcarea de 400 kV.

Tabelul 4-24: Încălcarea tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru vara anului 2031 Minimum

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Cazul de bază Tensiune [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9826	0.9483

Pentru încălcarea nr. 1: DNV observă că această situație neprevăzută conduce la faptul că bara de încălcare 448006 este un punct final în topologia rețelei, fără nicio altă conexiune la rețeaua de 400 kV, fiind conectată doar la rețeaua de 110 kV. DNV sugerează implementarea unui SPS pentru această situație neprevăzută, astfel încât linia de 400 kV (448006) și transformatorul să fie conectate de la linia de 110 kV (de la 448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

O altă soluție în cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006 este activarea comutatorului de prize pentru transformatorul 448006 la 448635, prezent în modelul de simulare PSS/E cu V_{min}/V_{max} modificat pentru a fi 0,95/1,05, care reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la bara 448006 la 0,9596 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

Analiza N-1 monitorizează în total opt încălcări ale debitului. Acestea constau în:

- Șase cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- Două cazuri de transformatoare de 110/10,5 kV

Încălcările de încărcare de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-25.

Tabelul 4-25: Încălcarea sarcinii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru 2031 Vara minimă

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	149.05	Transformator 400/24 kV
2	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	149.05	Transformator 400/24 kV
3	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	149.02	Transformator 400/24 kV
4	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	149.02	Transformator 400/24 kV
5	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	2	448973-449470(1)	152.5	Transformator 400/24 kV
6	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	1	448973-449470(2)	152.5	Transformator 400/24 kV

DNV observă că toate încălcările liniei de 400 kV (Încălcarea nr. 1-6) sunt toate legate de transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiunile la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

4.3.11 2031 Maxim de iarnă

4.3.11.1 Cazul de bază (N-0)

Nu au existat încălcări în timpul scenariului instantaneu maxim de iarnă din 2031.

4.3.11.2 Analiza de contingență (N-1)

Pentru maximul de iarnă din 2031 au fost simulate în PSS/E un total de 1 655 de linii monitorizate și de situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1 045 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2031_WinterMax.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Dintre barele monitorizate, s-a obținut un total de 15 încălcări ale tensiunii în timpul a 6 situații neprevăzute diferite. Acestea au constat în 2 cazuri de încălcări de sub tensiune de 400 kV și 13 încălcări de supratensiune de 110 kV. Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-26.

Tabelul 4-26: Încălcări ale tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2031

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Nume bara	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Cazul de bază Tensiune [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9907	0.9388
2	448037-448038(1)	448038	RCLUJ 1	400	1.0074	0.9278

DNV remarcă faptul că ambele situații neprevăzute sunt similare prin faptul că ambele conduc la încălcarea subțensiunii în baraul care este un punct final în topologia rețelei, fără nicio altă conexiune la rețeaua de 400 kV, fiind conectat doar la rețeaua de 110 kV.

DNV sugerează implementarea unui SPS pentru aceste situații neprevăzute, astfel încât transformatorul și linia de 400 kV să fie, de asemenea, deconectate în timpul situației neprevăzute.

Pentru încălcarea nr. 1: După cum s-a menționat mai sus, DNV sugerează implementarea unui SPS pentru această situație neprevăzută, astfel încât linia de 400 kV (448006) și transformatorul să fie deconectate de la linia de 110 kV (de la 448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9501 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Pentru încălcarea nr. 2: După cum s-a menționat mai sus, DNV sugerează implementarea unui SPS pentru această situație neprevăzută, astfel încât linia de 400 kV (448038) și transformatorul să fie conectate de la linia de 110 kV (448038 la 448509). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448038, o altă soluție este activarea comutatorului de prize pentru transformatorul 448038 la 448509 cu $V_{\min}/V_{\max}$ modificat pentru a fi 0,95/1,05, care reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448038 la 0,9623 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

Analiza N-1 monitorizează în total 44 de încălcări ale debitului în timpul a 43 de situații neprevăzute. Acestea constau în:

- Două cazuri de transformatoare de 400/220 kV
- Opt cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- Opt cazuri de linii de 110 kV
- 26 de cazuri de transformatoare de la 110 kV la un nivel de tensiune inferior

Încălcările de 400 kV sunt prezentate în Tabelul 4-27.

Tabelul 4-27: Încălcări ale încărcării de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de iarnă 2031

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448011 - RBUC.S1	448079 - RBUC.S2B	1	448011-448072(2)	103.97	Transformator 400/220 kV
2	448011 - RBUC.S1	448072 - RBUC.S2A	2	448011-448079(1)	103.93	Transformator 400/220 kV
3	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	148.79	Transformator 400/24 kV
4	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	148.79	Transformator 400/24 kV
5	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.77	Transformator 400/24 kV
6	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.77	Transformator 400/24 kV
7	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	2	448973-449470(1)	152.17	Transformator 400/24 kV
8	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	1	448973-449470(2)	152.17	Transformator 400/24 kV
9	448973-RCERNA1	449475 - RCERNAN4	2	448973-449475(1)	152.17	Transformator 400/24 kV
10	448973-RCERNA1	449475 - RCERNAN4	1	448973-449475(2)	152.17	Transformator 400/24 kV

DNV a analizat situațiile neprevăzute care cauzează suprasarcina.

Pentru încălcările nr. 1 și 2: DNV observă că, deși transformatoarele sunt conectate la două bare de 220 kV diferite, acestea sunt conectate în paralel la aceeași bară de 400 kV. Declanșarea unui transformator provoacă suprasolicitarea celuilalt. DNV subliniază că suprasarcina este mai mică de 4% și că suprasarcina tipică admisă pentru transformatoarele de această dimensiune este de 20% (presupusă, de asemenea, pentru aceste transformatoare). Prin urmare, nu se sugerează nicio măsură suplimentară.

DNV observă, de asemenea, că toate încălcările de la ramura de 400 kV (Încălcarea nr. 3-10) sunt toate legate de transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiunile la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

4.3.12 2031 Dimineața de iarnă

4.3.12.1 Cazul de bază (N-0)

4.3.12.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru scenariul "2031 Winter Morning" au fost simulate în PSS/E un total de 1 635 de linii monitorizate și situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.042 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2031_WinterMorning.xlsx*.

Încălcări de tensiune

În timpul situațiilor neprevăzute, s-a obținut un total de șapte încălcări ale tensiunii în timpul a cinci situații neprevăzute diferite. Acestea au constat într-o încălcare a tensiunii de sub 400 kV și șase încălcări ale tensiunii de supratensiune de 110 kV. Încălcarea de 400 kV poate fi observată în Tabelul 4-28.

Tabelul 4-28: Încălcarea tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru dimineața de iarnă 2031

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Cazul de bază Tensiune [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448006-448007(1)	448006	RDRAGA1	400	0.9788	0.9106

Pentru încălcarea nr. 1: DNV observă că această situație neprevăzută conduce la încălcarea faptului că bara 448006 este un punct final în topologia rețelei, fără nicio altă conexiune la rețeaua de 400 kV, fiind conectată doar la rețeaua de 110 kV. DNV sugerează implementarea unui SPS pentru această situație neprevăzută, astfel încât linia de 400 kV (448006) și transformatorul să fie deconectate de linia de 110 kV (de la 448006 la 448635). Acest lucru rezolvă problema.

În cazul în care este necesar să se mențină sub tensiune linia 448006, o altă soluție este de a activa comutatorul de prize pentru transformatorul 448006 la 448635 cu V_{min}/V_{max} modificat pentru a fi de 0,95/1,05, ceea ce reprezintă limitele pentru liniile de 400 kV. Acest lucru crește nivelul de tensiune la linia 448006 la 0,9596 p.u., ceea ce se încadrează în limite.

Încălcări de încărcare

Analiza N-1 monitorizează în total 34 de încălcări ale debitului în timpul a 34 de situații neprevăzute. Acestea constau în:

- Opt cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- Patru cazuri de linii de 110 kV
- 22 de cazuri de transformatoare de 110 kV în transformatoare de nivel de tensiune inferior

Încălcările de 400 kV pot fi observate în Tabelul 4-29.

Tabelul 4-29: Încălcări ale sarcinii de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru 2031 Dimineața de iarnă

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	148.84	Transformator 400/24 kV
2	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	148.84	Transformator 400/24 kV
3	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.82	Transformator 400/24 kV
4	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.82	Transformator 400/24 kV
5	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	2	448973-449470(1)	152.29	Transformator 400/24 kV
6	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	1	448973-449470(2)	152.29	Transformator 400/24 kV
7	448973-RCERNA1	449475 - RCERNAN4	2	448973-449475(1)	152.29	Transformator 400/24 kV
8	448973-RCERNA1	449475 - RCERNAN4	1	448973-449475(2)	152.29	Transformator 400/24 kV

DNV observă că toate încălcările liniilor de 400 kV (Încălcarea nr. 1-8) sunt toate legate de transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că s-au luat deja măsuri pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiunile la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

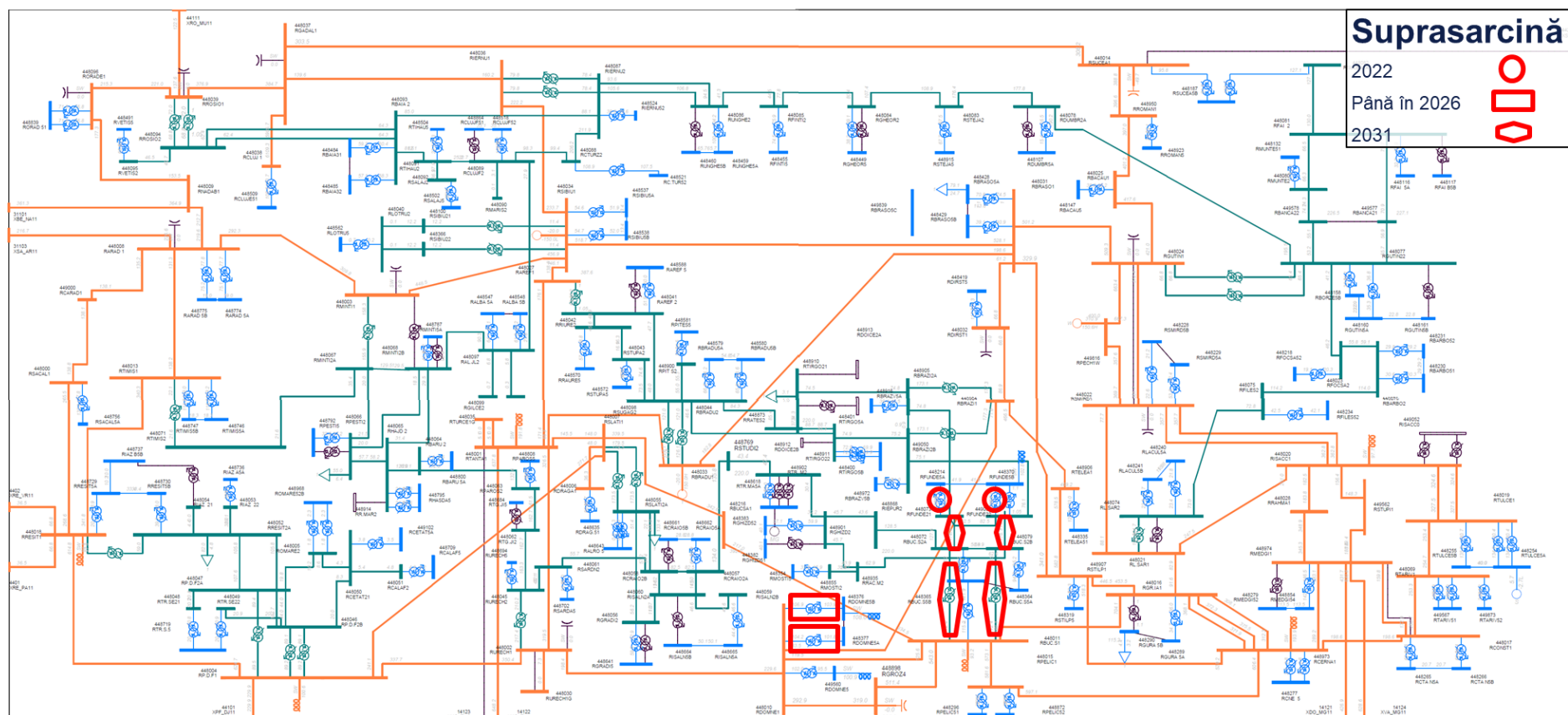


Figura 4-2: Topologia rețelei care evidențiază liniile încălcate pentru scenariile furnizate. Până la se referă la faptul că încălcarea este prezentă atât pentru 2022, cât și pentru 2026. Rețineți că a fost exclusă supraîncărcarea transformatoarelor către centralele nucleare.

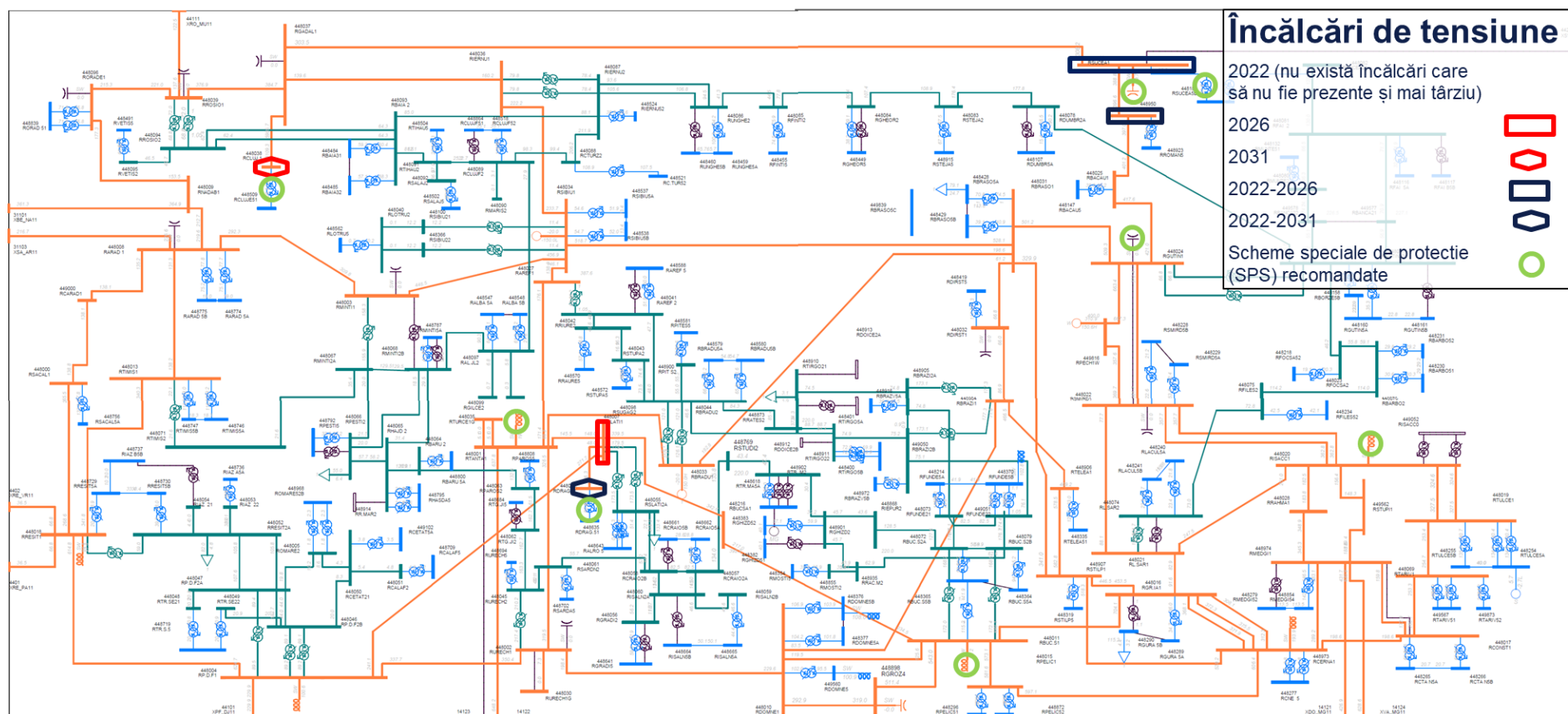


Figura 4-3: Topologia rețelei care evidențiază barele care se confruntă cu încălcări ale tensiunii, precum și acțiunile SPS sugerate pentru scenariile furnizate.

4.4 Scenarii verzi

Pe baza constatărilor anterioare conform cărora dispecerizarea reală a energiei eoliene terestre este de numai 20% în cazul maximumului și minimumului de vară, DNV a analizat reziliența rețelei românești prin crearea a încă două scenarii ecologice, concentrându-se în același timp pe orizontul de timp 2031, cu cel mai ridicat nivel de penetrare a energiei eoliene regenerabile. Scenariile create de DNV sunt următoarele:

- 2031 Maxim de vară - Verde
- 2031 Minimum de vară - Verde

Scenariile au fost alese ca fiind o zi însorită și vântoasă (2031 Summer Max - Verde) și o seară/noapte vântoasă (2031 Summer Minimum - Verde).

Valorile procentuale pentru energia eoliană maximă simultană (onshore), respectiv pentru alimentarea cu energie fotovoltaică în comparație cu puterea instalată au fost obținute din ultima versiune publicată (2021) a TYNDP german (scenariul 2035, [6]):

- PV = 61,24% alimentarea maximă față de puterea PV instalată
- Eoliană terestră = 82,81% alimentare maximă în comparație cu energia eoliană terestră instalată

DNV recunoaște că valoarea PV utilizată de Transelectrica este la același nivel, dar ușor mai mare decât în cazul Germaniei, 65,00% față de 61,24%, ceea ce pare adecvat pentru suprafața mai mică a României în comparație cu Germania. Din același motiv, DNV a rotunjit ușor în sus și valoarea maximă de introducere simultană a energiei eoliene (pe uscat) la 85,00% față de 82,81% considerată pentru Germania, a se vedea Tabelul 4-31:

Tabelul 4-30: Alimentarea maximă simultană în comparație cu puterea instalată aplicată de DNV

	Procentul de reglaj al producției în raport cu capacitatea instalată	
	Vara Max - Verde	Vara Min - Verde
Eoliană pe uscat	85%	85%
Solar PV	65%	0%

Din cauza creșterii energiei regenerabile, DNV a redus alte tipuri de producție pentru a reflecta principiul pieței. Ordinea de merit pentru modificarea dispecerizării s-a bazat pe informațiile furnizate de Transelectrica. Cu toate acestea, toată producția de energie neregenerabilă, cu excepția celei nucleare (pe baza instrucțiunilor primite de la Transelectrica), a trebuit să fie scoasă din funcțiune pentru a ține cont de creșterea producției de energie regenerabilă. Orice contracte de rezerva de putere pentru controlul frecvenței (FCR, FFR) și provizioane de putere reactivă ale altor centrale electrice au fost neglijate în această etapă pentru a ține cont de condițiile reale de maxim de energie verde generată. Cu toate acestea, DNV subliniază importanța faptului că, în toate scenariile modelate, toate parcurile de energie regenerabilă contribuie la furnizarea de energie reactivă/stabilitatea tensiunii. Iar dacă ne uităm la orizontul de timp 2030, este de așteptat ca parcurile BESS și VRE să contribuie, de asemenea, la

furnizarea de energie de control, inclusiv la inerția virtuală, sprijinind astfel furnizarea de inerție a unităților hidroelectrice și a centralelor nucleare.

În următoarele subcapitole, DNV prezintă atât scenariile de bază cu dispecerizare modificată, cât și cazurile îmbunătățite, luând în considerare măsurile derivate din analiza de contingență a scenariilor verzi neîmbunătățite.

4.4.1 2031 Maxim de vară - Verde, Cazul maxim

Scenariul maxim de vară - Scenariul verde arată cazul în care se înregistrează o zi cu vânt și soare, cu o producție ridicată atât din surse eoliene, cât și fotovoltaice. DNV a modificat dispecerizarea celorlalte tipuri de generare în funcție de Tabelul 4-31.

Tabelul 4-31: Dispecerizarea diferitelor tipuri de producție în scenariul de simulare Vara maximă - Verde

	2031 Summer Maximum- Green		
	Installed capacity [MW]	Dispatch Summer Max [MW]	% of total dispatch
Nuclear	2630	1800	18,7
Fossil fuels, out of which:	7047	0	0,0
Lignite + Hard coal	2271	0	0,0
Gas and liquid fuel	4777	0	0,0
RES, out of which:	10541	7832	81,3
Wind	5300	4505	46,8
Solar	5101	3316	34,4
Biomass	140	11	0,1
Hydro	6421	0	0,0
Net generation dispatched	26639	9632	

În ceea ce privește scenariul "Summer Max Green", modificarea dispecerizării crește producția în România cu 72,7 MW în total, comparativ cu scenariul inițial. Pentru a vizualiza în mod corespunzător fluxul de export și pentru a se asigura că mixul de producție în România este cel descris în tabel, a fost deconectată linia de oscilație (slack bus) din România. A fost lăsat doar un swing-bus în țara vecină, care se presupune că reprezintă în mod corespunzător fluxul pe interconectori.

După cum s-a afirmat anterior, toate sursele regenerabile contribuie în mod activ la stabilitatea tensiunii prin reglarea producției de energie reactivă. Pentru a crea un caz de bază N-0 fără încălcări ale tensiunii, tensiunea programată pentru toate centralele eoliene și fotovoltaice terestre a fost modificată la 1,0 p.u..

Ca urmare a modificărilor aduse la dispecerat și echipamente, exportul din România către țările vecine și pierderile interne s-au modificat după cum se arată mai jos cu Tabelul 4-32:

Tabelul 4-32: Pierderi la export și interne pentru 2031 Maximul de vară - Verde

	Export [MW]	Pierderi interne [MW], inclusiv pierderi SVC etc.
Caz nemodificat	829.1	274.7
Scenariul verde	733.7	443.1

Pierderile interne din rețeaua românească cresc semnificativ în scenariul verde, în special din cauza încărcării ridicate a rețelei de distribuție în timpul alimentării cu energie eoliană și fotovoltaică, în ciuda situației de vârf de sarcină. În cadrul analizelor, condițiile rețelei de distribuție au fost doar monitorizate, dar nu au făcut obiectul unor considerații de consolidare.

4.4.2 2031 Minimum de vară - Verde, set-up de caz

Scenariul minim de vară - Scenariul verde este realizat pentru a reflecta o seară/noapte cu vânt, fără energie fotovoltaică, dar cu o producție mare de energie eoliană terestră. DNV a modificat dispecerizarea altor tipuri de producție în funcție de Tabelul 4-33.

Tabelul 4-33: Dispecerizarea diferitelor tipuri de producție în scenariul de simulare Vara minimă - Verde

	2031 Summer Minimum- Green		
	Installed capacity [MW]	Dispatch Summer Max [MW]	% of total dispatch
Nuclear	2630	1965	30,2
Fossil fuels, out of which:	7047	0	0,0
Lignite + Hard coal	2271	0	0,0
Gas and liquid fuel	4777	0	0,0
RES, out of which:	10541	4533	69,8
Wind	5300	4505	69,3
Solar	5101	0	0,0
Biomass	140	28	0,4
Hydro	6421	0	0,0
Net generation dispatched	26639	6498	

DNV recunoaște că acest scenariu crește producția în România cu 1.185,1 MW față de scenariul inițial. Observație: Sarcina internă este crescută cu 20 MW ca urmare a adăugării unui SVC suplimentar. Pentru a vizualiza în mod corespunzător fluxul de export și pentru a se asigura că mixul de generare în interiorul României este cel descris în tabel, a fost deconectat bara oscilant (slack) din interiorul României. Rămâne doar un swing-bus în țara vecină, care se presupune că reprezintă în mod corespunzător fluxul pe interconectori.

Pentru a crea un caz de bază N-0 fără încălcări ale tensiunii pentru acest scenariu, au fost modificate următoarele:

- Adăugarea unei copii a unui SVC instalat anterior (+/-150 MVar, tensiune programată 1p.u.) pentru sprijin reactiv la linia 448904 (în etapa ulterioară se înlocuiește cu MSCDN).
- Tensiunea programată pentru toate sistemele eoliene terestre a fost setată la 1 p.u.
- Tensiunea programată pentru SVC la linia 448034 s-a modificat de la 0,95 p.u. la 1 p.u.
- Și aceste șunturi reactive în funcțiune, conectate la următoarele barae, au fost deconectate:
 - 448039
 - 448001
 - 448004
 - 448014
 - 448037
 - 448032
 - 448024
 - 448022

Modificările aduse rețelei sunt evidențiate în Figura 4-4: Topologia rețelei care evidențiază modificările pentru a rula scenariul verde minim de vară fără încălcări de tensiune N-0. Ca urmare a modificărilor aduse dispecerizării și echipamentelor, fluxul de energie electrică din România către țările vecine a fost modificat de la un ușor import la export, după cum se arată mai jos cu Tabelul 4-34:

Tabelul 4-34: Pierderi la export și interne pentru 2031 Minima de vară - Verde

	Export [MW]	Pierderi interne [MW], inclusiv pierderi SVC etc.
Caz nemodificat	160.3	192.7
Scenariul verde	1031.4	486.4

Pierderile interne în rețeaua românească cresc semnificativ în scenariul verde, în special din cauza încărcării ridicate a rețelei de distribuție în timpul alimentării cu energie eoliană ridicată în afara orelor de vârf. În cadrul analizelor, condițiile rețelei de distribuție au fost doar monitorizate, dar nu au făcut obiectul unor considerații de consolidare.

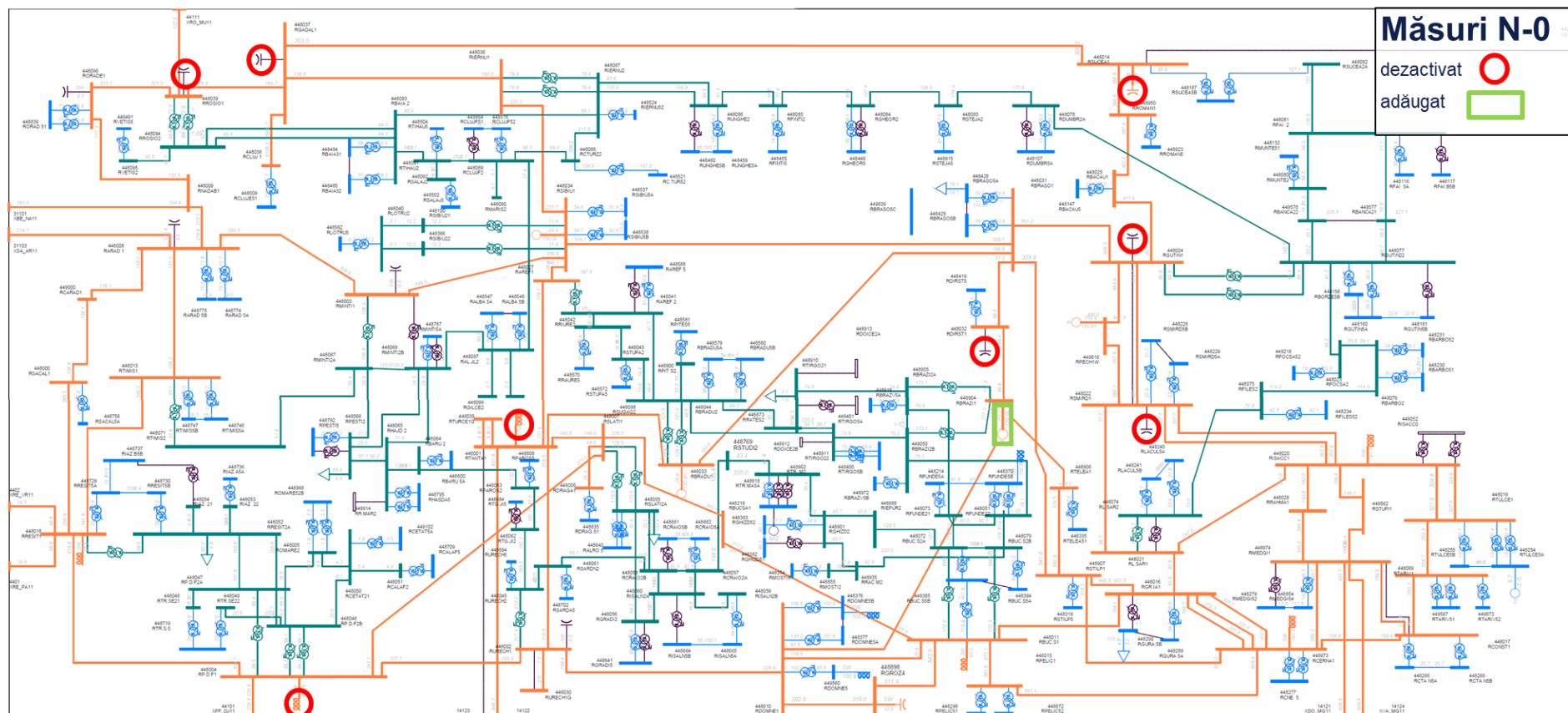


Figura 4-4: Topologia rețelei care evidențiază modificările pentru a rula scenariul verde minim de vară fără încălcări de tensiune N-0

4.4.3 Analiză 2031 Maxim de vară - Verde

4.4.3.1 Cazul de bază (N-0)

Cazul N-0 a fost reglat așa cum s-a descris anterior, astfel încât nu a fost monitorizată nicio încălcare a tensiunii de 110 kV, 220 kV sau 400 kV. Cu toate acestea, au fost monitorizate încălcările de debit pentru

- Două transformatoare de 400/110 kV
- O linie de 110 kV
- 11 cazuri de transformatoare de 110 kV la nivel de sub tensiune

Deoarece analiza N-1 este baza pentru proiectarea dimensiunii armăturilor, nu s-au luat măsuri înainte de cazul de bază. Încălcările de 400 kV sunt prezentate mai jos.

Tabelul 4-35: Supraîncărcările de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru maximum de vară 2031 - Verde

Sucursala			
<i>Din bara</i>	<i>Către bara</i>	<i>Tipul de sucursală</i>	<i>Încărcare [%]</i>
448028	449874	Transformator 400/110 kV	106.99
448028	449874	Transformator 400/110 kV	106.99

Transformatoarele de 400/110 kV care sunt suprasolicitate în N-0 sunt transformatoare paralele, iar DNV subliniază necesitatea unor consolidări.

4.4.3.2 Analiza de contingență (N-1)

Pentru scenariul maxim de vară 2031 - verde, au fost simulate în PSS/E un total de 1 626 de brașamente monitorizate și situații neprevăzute. De asemenea, a existat un total de 1.044 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2031_SummerMaxGreen.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Un total de 164 de încălcări ale tensiunii au fost monitorizate în timpul analizei N-1. Acestea au constat în:

- 92 de cazuri de încălcări ale tensiunii de sub 400 kV în timpul a 53 de situații neprevăzute diferite,
- 72 de cazuri de încălcări ale tensiunii de 110 kV (38 de subtensiuni și 34 de supratensiuni) în timpul a 40 de situații neprevăzute diferite.

DNV sugerează soluții SPS pentru toate încălcările de 400 kV. SPS poate fi descrisă ca fiind, în funcție de contingență, fie deconectarea șuntului reactiv de la linia 448011 sau 448001, fie activarea comutatorului de robinet pentru anumite transformatoare. Cu toate acestea, pentru 4 situații neprevăzute, DNV nu a reușit să restabilească tensiunea prin intermediul SPS în cadrul rețelei românești, a se vedea Tabelul 4-36.



Tabelul 4-36: Încălcări ale tensiunii de 400 kV care nu au putut fi rezolvate cu SPS

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Numele barei	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Tensiunea în cazul de bază [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448011-448015(1)	448904	RBRAZI1	400	0.9541	0.9463
2	448011-448016(1)	448904	RBRAZI1	400	0.9541	0.9446
3	448024-448031(1)	448904	RBRAZI1	400	0.9541	0.9462
4	448001-14122(1)	448904	RBRAZI1	400	0.9541	0.9455

DNV subliniază faptul că toate încălcările care nu au putut fi rezolvate au loc la același bară.

Încălcarea nr. 1: Această situație neprevăzută conduce la cinci încălcări ale tensiunii de sub 400 kV. În timp ce patru încălcări pot fi rezolvate de SPS prin deconectarea șuntului reactiv conectat la linia 448011 - RBUC.S1, încălcarea reflectată în Tabelul 4-39 nu a putut fi rezolvată cu SPS.

Încălcarea nr. 2: Această situație neprevăzută conduce la șase încălcări ale tensiunii de sub 400 kV. În timp ce patru dintre aceste încălcări ar putea fi rezolvate prin SPS prin deconectarea șuntului reactiv conectat la linia 448011 - RBUC.S1 și o alta ar putea fi rezolvată prin activarea comutatorului de la linia 448906 la 448335 cu $V_{\min}$ 0,95, încălcarea reflectată în tabelul 4 34 nu a putut fi eliminată prin SPS sau prin măsura comutatorului.

Încălcarea nr. 3: Această situație neprevăzută conduce la patru încălcări ale tensiunii de sub 400 kV. În timp ce trei încălcări pot fi rezolvate de SPS prin deconectarea șuntului reactiv conectat la linia 448011 - RBUC.S1, încălcarea reflectată în Tabelul 4-39 nu a putut fi rezolvată cu SPS.

Încălcarea nr. 4: Această situație neprevăzută conduce la șase încălcări ale tensiunii de sub 400 kV. În timp ce patru dintre aceste încălcări ar putea fi rezolvate de SPS prin deconectarea șuntului reactiv conectat la linia 448011 - RBUC.S1, încălcarea reflectată în Tabelul 4-39 nu a putut fi rezolvată cu SPS.

DNV concluzionează că este necesar un sprijin reactiv la linia 448904 - RBRAZI1 pentru a evita toate încălcările de tensiune menționate mai sus. Acest lucru va fi prezentat în cazurile îmbunătățite pe baza sprijinului reactiv necesar pentru scenariul minim de vară - verde, care are o nevoie mai mare de sprijin suplimentar.

Bară încălcată și contingențele care au cauzat încălcarea sunt evidențiate în Figura 4-5.

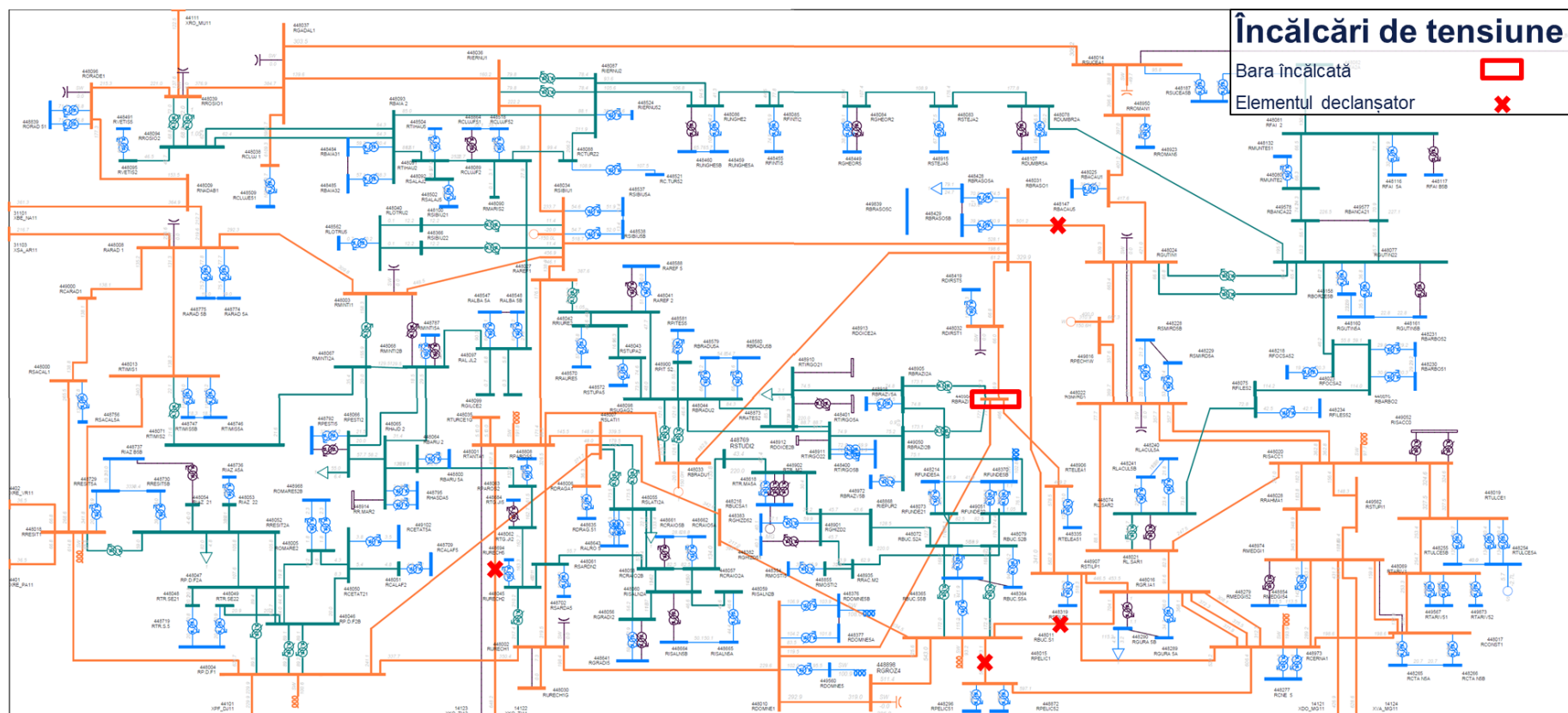


Figura 4-5: Topologia de prindere care evidențiază linia încălcată și contingentele care o provoacă în scenariul verde Summer Max

Încălcări de încărcare

În cazul de bază, nu se observă nicio încălcare, dar în timpul analizei N-1 au fost monitorizate 99 de încălcări ale debitului. Acestea au constat în:

- Două cazuri de transformatoare de 400/110 kV
- Șase cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- Două cazuri de linii de 220 kV
- 63 de cazuri de linii de 110 kV
- 26 de cazuri de transformatoare de la 110 kV la niveluri de tensiune inferioare

Încălcările de 220 kV și 400 kV sunt prezentate în Tabelul 4-37.

Tabelul 4-37: Încălcări de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru maximul de vară - Verde

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448069 - RTARIV1	449567 - RTARIV51	2	448069-449567(1)	116.93	Transformator 400/110 kV
2	448069 - RTARIV1	449567 - RTARIV51	1	448069-449567(2)	116.93	Transformator 400/110 kV
3	448079 - RBUC.S2B	449051 - RFUNDE22	1	448072-448073(1)	111.19	Linie de 220 kV
4	448072 - RBUC.S2A	448073 - RFUNDE21	1	448079-449051(1)	111.17	Linie de 220 kV
5	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	137.3	Transformator 400/24 kV
6	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	137.3	Transformator 400/24 kV
7	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	137.28	Transformator 400/24 kV
8	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	137.28	Transformator 400/24 kV
9	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	2	448973-449470(1)	137.28	Transformator 400/24 kV
10	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	1	448973-449470(2)	137.28	Transformator 400/24 kV

Pentru încălcările nr. 1 și nr. 2: Aceste încălcări sunt două transformatoare paralele, încălcarea fluxului apare în timpul declanșării uneia dintre ele, ceea ce duce la supraîncărcarea celuilalt. Deoarece încărcarea este sub nivelul tipic de suprasarcină admisibilă de 20 % (presupus, de asemenea, pentru aceste transformatoare), nu se prezintă nicio acțiune suplimentară.

Pentru încălcările nr. 3 și nr. 4: Aceste linii funcționează ca două linii paralele de 220 kV. Încălcările apar în timpul declanșării uneia dintre ele, ceea ce duce la suprasolicitarea celeilalte. Transelectrica a informat că ambele linii sunt deja planificate pentru a fi consolidate în contextul modernizării substației Fundeni de la 220 kV la 400 kV după 2031.

Infracțiunile nr. 5-10: toate sunt legate de transformatoarele de amplificare de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncărcarea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că există măsuri deja luate pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiuni la alte bare colectoare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălcărilor.

4.4.4 Analiză 2031 Minimum de vară - Verde

4.4.4.1 Cazul de bază (N-0)

Cazul N-0 a fost reglat așa cum s-a descris anterior, astfel încât nu a fost monitorizată nicio încălcare a tensiunii de 110 kV, 220 kV sau 400 kV. Cu toate acestea, au fost monitorizate încălcările de debit pentru

- Două transformatoare de 400/110 kV
- 11 cazuri de transformatoare de 110 kV în transformatoare de nivel de tensiune inferior

Deoarece analiza N-1 este baza pentru proiectarea dimensiunii armăturilor, nu s-au luat măsuri înainte de cazul de bază. Încălcările de 400 kV sunt prezentate mai jos cu Tabelul 4-38.

Tabelul 4-38: Supraîncărcările de 400 kV în timpul analizei N-1 pentru minimul de vară 2031 - Verde

Sucursala			
<i>Din bara</i>	<i>Către bara</i>	<i>Tipul de sucursală</i>	<i>Încărcare [%]</i>
448028	449874	Transformator 400/110 kV	106.69
448028	449874	Transformator 400/110 kV	106.69

Transformatoarele de 400/110 kV care sunt deja supraîncărcate în situația N-0 sunt transformatoare paralele și, prin urmare, DNV subliniază necesitatea unor consolidări. În plus, aceleași transformatoare sunt supraîncărcate în scenariul maxim de vară - scenariul verde.

4.4.4.2 Analiza de contingență (N-1)

Pentru 2031 Summer Minimum - Green, au existat în total 1 545 de linii monitorizate și situații neprevăzute simulate în PSS/E. De asemenea, a existat un total de 1.033 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *2031_SummerMinGreen.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Un total de 151 de încălcări ale tensiunii au fost monitorizate în timpul analizei N-1. Acestea au constat în:

- 106 cazuri de încălcări ale tensiunii de sub 400 kV în timpul a 21 de situații neprevăzute diferite,
- Un caz de încălcare a subensiunii de 220 kV
- 44 de cazuri de încălcări ale tensiunii de 110 kV (35 de subensiuni și 4 supratensiuni) în timpul a 4 situații neprevăzute diferite.

Pentru maximul de vară -Verde, acțiunea SPS care a rezolvat o mulțime de încălcări ale tensiunii N-1 a fost deconectarea șunturilor reactive. Pentru vara minimă - Verde, un număr mare de șunturi reactive au fost deconectate în cazul N-0 pentru a evita încălcarea tensiunii în analiza N-0. Prin urmare, o mare parte a încălcărilor la 400 kV și la 220 kV nu au putut fi rezolvate fără sprijin reactiv suplimentar. Încălcările N-1 ale tensiunii minime de vară -Verde nu sunt prezentate în raport din cauza numărului mare de cazuri, dar toate încălcările pot fi văzute în *2031_SummerMinGreen.xlsx*.

Pe baza cunoștințelor din analiza N-1, DNV a identificat mai multe barae care necesită un sprijin reactiv suplimentar, care a fost adăugat la cazul îmbunătățit.

Încălcări de încărcare

Dacă se exclud încălcările din scenariul de bază, în timpul analizei N-1 au fost monitorizate 59 de încălcări insuficiente. Acestea au constat în:

- Trei cazuri de transformatoare de 400/110 kV
- Șase cazuri de transformatoare de 400/24 kV
- 12 cazuri de linii de 220 kV (4 linii diferite)
- Un caz de transformator de 220/110 kV
- 11 cazuri de linii de 110 kV
- 26 de cazuri de transformatoare de la 110 kV la niveluri de tensiune inferioare

Încălcările de 400 kV, cea mai mare încălcare pentru fiecare linie de 220 kV și încălcarea transformatorului de 220/110 kV sunt prezentate în Tabelul 4-39.

Tabelul 4-39: Încălcări ale încărcării de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru minimul de vară - verde

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448069 - RTARIV1	449567 - RTARIV51	2	448069-449567(1)	116.87	Transformator 400/110 kV
2	448069 - RTARIV1	449567 - RTARIV51	1	448069-449567(2)	116.87	Transformator 400/110 kV
3	448335 - RTELEA51	448906 - RTELEA1	1	448904-448906(1)	104.17	Transformator 400/110 kV

4	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	2	448973-449218(1)	148.75	Transformator 400/24 kV
5	448973-RCERNA1	449218 - RCERNAN1	1	448973-449218(2)	148.75	Transformator 400/24 kV
6	448973-RCERNA1	449332-RCERNAN2	2	448973-449332(1)	148.75	Transformator 400/24 kV
7	448973-RCERNA1	449332 - RCERNAN2	1	448973-449332(2)	148.75	Transformator 400/24 kV
8	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	2	448973-449470(1)	152.21	Transformator 400/24 kV
9	448973-RCERNA1	449470 - RCERNAN3	1	448973-449470(2)	152.21	Transformator 400/24 kV
10	448072 - RBUC.S2A	448079 - RBUC.S2B	1	448011-448079(1)	120.02	Linie de 220 kV (nicio încălzare*)
11	448083 - RSTEJA2	448084 - RGHEOR2	1	448014-448037(1)	110.6	Linie de 220 kV (2 încălzări)
12	448078 - RDUMBR2A	448083 - RSTEJA2	1	448014-448950(1)	104.07	Linie de 220 kV (2 încălzări)
13	448079 - RBUC.S2B	449051 - RFUNDE22	1	448906-448907(1)	122.39	Linie de 220 kV (7 încălzări)
14	448082 - RSUCEA2A	448187 - RSUCEA5B	1	448014-448950(1)	109.74	Transformator 220/110 kV

* Această încălzare a încălzării cuplajului barelor de 220 kV s-a dovedit a nu fi relevantă din cauza unei limite de curent greșite în modelele PSS/E.

Pentru încălzările nr. 1 și nr. 2: Aceste încălzări sunt două transformatoare paralele, încălzirea fluxului apare în timpul declanșării unuia dintre ele, ceea ce duce la supraîncălzirea celuilalt. Deoarece încălzirea este sub nivelul tipic de suprasarcină admisibilă de 20% (care este, de asemenea, ipoteza pentru aceste transformatoare), nu se prezintă nicio acțiune suplimentară.

Pentru încălzirea nr. 3: Supraîncălzirea este sub nivelul tipic de supraîncălzire admisibilă de 20% pentru transformatoare. Deoarece sarcina este sub supraîncălzirea tipică admisă de 20% (care este ipoteza și pentru aceste transformatoare), nu se iau în considerare consolidări.

Încălzirile nr. 4-9: Toate acestea sunt legate de transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare. Situațiile neprevăzute care cauzează supraîncălzirea se întâmplă dacă una dintre cele 2 unități paralele la fiecare centrală este scoasă din funcțiune. DNV presupune că există măsuri deja luate pentru a preveni deteriorarea acestor transformatoare, cum ar fi conexiuni la bare auxiliare. Prin urmare, DNV nu va lua în considerare nicio altă acțiune decât raportarea încălzărilor.



Pentru încălcarea nr. 10 - 13: se prezintă cea mai mare încălcare pentru fiecare dintre liniile de 220 kV. Se înregistrează o supraîncărcare N-1 de maximum 22 %; acest lucru se află încă în intervalul tipic pentru aplicarea măsurilor de flexibilitate.

Încălcarea nr. 14: Supraîncărcarea este sub nivelul tipic de supraîncărcare admisibilă de 20% pentru transformatoare. Prin urmare, nu se iau în considerare consolidări.

Cazul de urgență neconvergent clarificat

DNV observă că evenimentul de contingență 448001-14122(1), care este reflectat ca o declanșare a liniei de interconectare cu un singur circuit, nu converge din cauza fluxurilor de sarcină modificate în mod semnificativ. Cu toate acestea, DNV a observat că există o a doua ramură de interconectare paralelă situată în fișierul PSS/E care nu este în funcțiune în modelul de rețea respectiv. Liniile în cauză pot fi văzute în Figura 4-6, unde linia critică a fost evidențiată cu cercuri verzi la margini. Transelectrica a confirmat faptul că al doilea circuit paralel de interconectare de la 448001 RTANTA1 la 14123 XKO_TI12 poate fi utilizat în totalitate, ceea ce permite declanșarea unuia dintre circuitele de interconectare fără probleme de convergență a fluxului de sarcină. În caz contrar, ar fi fost propuse măsuri semnificative de putere reactivă pentru secțiunea respectivă a rețelei.

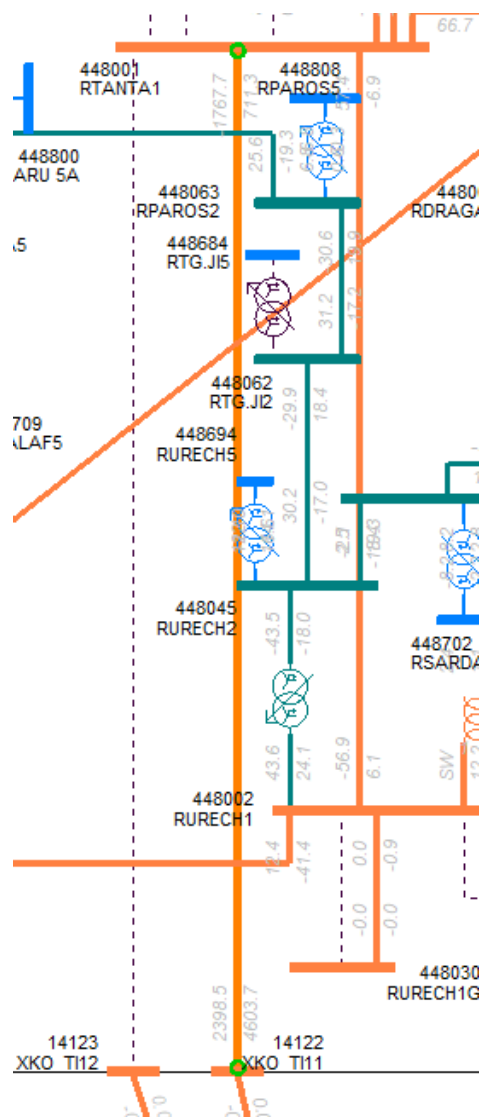


Figura 4-6: Imagine care arată situația N-0 înainte de evenimentul de urgență 448001-14122(1)

4.5 Scenarii verzi - Cazuri îmbunătățite

Întăririle și completările propuse și simulate se bazează pe analiza scenariilor ecologice. A fost adăugat un transformator suplimentar între liniile 448028 RRAHMA1 și 449874 RRAHMA5. DNV a optat pentru instalarea unui al treilea transformator identic cu cele două deja instalate, 400/110 kV, 250 MVA. O altă soluție ar fi modernizarea ambelor transformatoare deja existente, în cazul în care acestea se apropie de sfârșitul duratei de viață. Cu toate acestea, DNV nu cunoaște acest lucru. Modernizarea unuia dintre transformatoare ar fi permisă numai dacă se iau în considerare următoarele:

- Același raport de transmisie în gol (este încă permisă o abatere procentuală a raportului de transmisie de până la 1/20 din tensiunea de scurtcircuit relativă - de exemplu: u_k unui transformator este de 10% - raportul său de transmisie poate devia cu 0,5% față de cel al unui capăt paralel).
- Aceeași tensiune de scurtcircuit (abatere admisă de max. 10%)
- Același grup de vectori
- Diferența de putere nominală dintre transformatoare nu trebuie să fie mai mare decât factorul 3

Întăririle de susținere a tensiunii s-au bazat pe o metodologie iterativă în scenariul minim de vară - verde, în care încălțările care nu au putut fi rezolvate prin alte mijloace au fost rezolvate prin adăugarea de *condensatoare cu comutație mecanică cu rețea de amortizare, așa-numitele MSCDN*.

Dimensiunea totală a MVAR a fost aleasă astfel încât încălcarea să fie rezolvată, iar numărul și dimensiunea treptelor au fost alese astfel încât fiecare treaptă să fie corelată cu o schimbare mai mică de 2% în comparație cu tensiunea nominală de la bara din stație, ceea ce este comparabil cu orientările germane (acest lucru a fost testat în scenariul N-0 prin activarea unei trepte și monitorizarea tensiunii la bara din stație). Au fost adăugate următoarele MSCDN:

1. 2x20 MVAR la linia 448097, nivel de tensiune 220 kV
2. 2x50 MVAR la linia 448006, nivel de tensiune 400 kV
3. 2x50MVAR la linia 448014, nivel de tensiune de 400 kV. Rețineți că această linie avea anterior și o reactanță de 100 MVAR, la care s-a adăugat șuntul capacitiv, ceea ce duce la necesitatea implementării unei structuri de control între șunturi.
4. 2x50 MVAR la linia 448031, nivel de tensiune de 400 kV
5. 3x60 MVAR la linia 448904, nivel de tensiune de 400 kV. Acest MSCDN a înlocuit SVC-ul adăugat anterior. MSCDN este o tehnologie mai ieftină decât SVC. Prin urmare, DNV a optat pentru înlocuirea acesteia.

Întăririle implementate sunt prezentate în Figura 4-7.

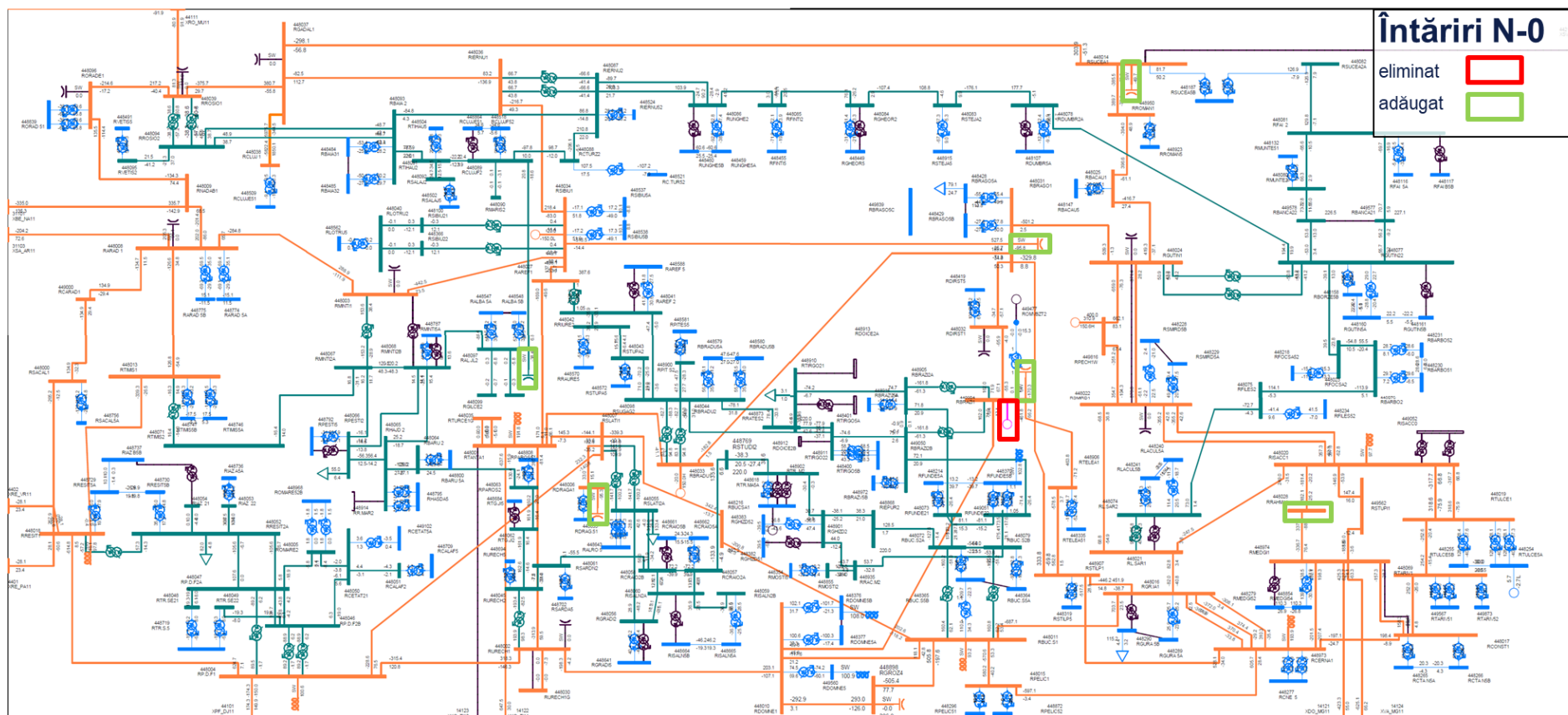


Figura 4-7: Topologia de prindere care evidențiază consolidările propuse și eliminarea SVC-ului introdus anterior (de DNV).

4.5.1 2031 Vara maxim verde - Caz îmbunătățit

4.5.1.1 Cazul de bază

În situația N-0, adăugarea de MSCDN-uri creează 2 încălcări ale supratensiunii în rețeaua de 110 kV. Pentru a crea un caz N-0 fără încălcări ale tensiunii de 110 kV, 220 kV sau 400 kV, după conectarea anumitor elemente capacitive noi, s-au efectuat următoarele operațiuni:

- După conectarea a 2x50MVAR la linia 448014. Încălcarea monitorizată a supratensiunii la bara de 110 kV 449572. Rezolvată prin reconectarea șuntului reactiv la linia 448020.
- După conectarea celor 3x60MVAR la linia 448904. Încălcarea monitorizată a supratensiunii la bara de 110 kV 449572. Rezolvată prin modificarea tensiunii programate pentru parcul eolian la bara 449897 - RSTUP3W de la 1,0 p.u. la 0,9.

Adăugarea celui de-al treilea transformator de 400 kV între liniile 448028 și 449874 a rezolvat toate încălcările de sarcină N-0 de 400 kV. DNV a înregistrat doar, dar nu a rezolvat/îmbunătățit situația încălcărilor de 110 kV, care constau în cazul îmbunătățit în următoarele:

- Un caz de linie de 110 kV
- 11 cazuri de transformatoare de 110 kV în transformatoare de nivel de tensiune inferior

4.5.1.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru scenariul "verde îmbunătățit maxim de vară 2031" au fost simulate în total 1627 de linii monitorizate și de situații neprevăzute în PSS/E. De asemenea, a existat un total de 1044 bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *SummerMax_ImprovedGreen.xlsx*.

Încălcări de tensiune

Un total de 46 de încălcări ale tensiunii au fost monitorizate în timpul analizei N-1 îmbunătățite (comparativ cu 164 în cazul neîmbunătățit). Acestea au constatat în:

- 2 cazuri de încălcări ale tensiunii de subțensiune unică de 400 kV (față de 92 de cazuri în timpul a 53 de situații neprevăzute în scenariul neîmbunătățit)
- 44 de cazuri de încălcări ale tensiunii de 110 kV (32 de încălcări ale tensiunii inferioare și 12 încălcări ale tensiunii superioare) în timpul a 11 situații neprevăzute diferite (comparativ cu un total de 72 de cazuri în timpul a 40 de situații neprevăzute în cazul neîmbunătățit).

Încălcarea de 400 kV poate fi observată în Tabelul 4-40.

Tabelul 4-40: Încălcarea tensiunii de 400 kV în timpul analizei N-1 pe scenariul maxim de vară îmbunătățit - Scenariul verde

Încălcarea #	Eveniment de contingență	Numărul barei	Nume bara	Nivelul de tensiune al liniei [kV]	Cazul de bază Tensiune [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448003-448008(1)	448003	RMINTI1	400	0.9682	0.9499
2	448037-448038(1)	448038	RCLUJ 1	400	0.9709	0.9064

DNV a analizat ambele încălcări și sugerează următoarele:

Pentru încălcarea nr. 1: DNV are două soluții potențiale. Prima soluție este de a crește tensiunea programată, de la 0,95 p.u. la 1p.u., în timpul acestei situații neprevăzute pentru SVC-ul conectat la linia 448034. O altă soluție este de a crea un SPS pentru a deconecta șuntul reactiv la linia 448001.

Pentru încălcarea nr. 2: DNV observă că această situație neprevăzută conduce la faptul că linia de încălcare, 448038 - RCLUJ 1, este un punct final de rețea, conectat doar la rețeaua de 110 kV. O SPS care deconectează și bara de încălcare și transformatorul de la rețeaua de 110 kV rezolvă problema.

Încălcările de tensiune și acțiunile SPS sunt evidențiate în Figura 4-8.

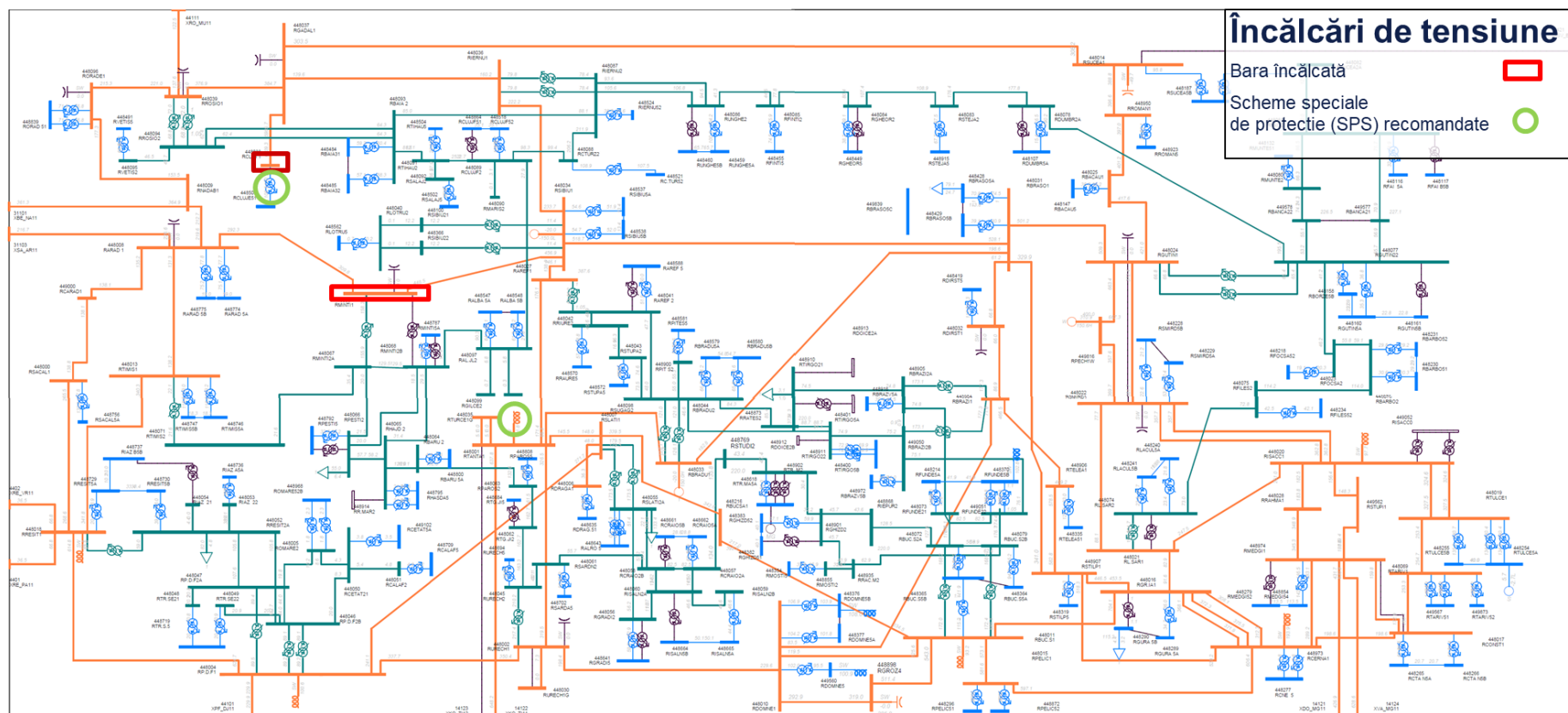


Figura 4-8: Topologia rețelei care evidențiază cele 2 bare încălcate și acțiunile SPS sugerate. Pentru încălcarea din stânga se utilizează acțiunea SPS evidențiată mai jos, iar pentru cealaltă încălcare se utilizează acțiunea SPS- din dreapta.

Încălcări de încărcare

Dacă se exclud încălcările N-0 110kV, în timpul analizei N-1 au fost monitorizate 103 încălcări ale fluxului, ceea ce este similar cu cazul neîmbunătățit de 99 de încălcări ale fluxului, deoarece DNV nu a îmbunătățit niciuna dintre încălcările de încărcare N-1. Încălcările de flux au constat în:

- Opt cazuri de transformatoare de 400/110 kV (față de 2 în cazul neîmbunătățit) DNV remarcă faptul că adăugarea a încă 6 cazuri în cazul îmbunătățit provine din consolidarea celui de-al treilea transformator. Dacă unul dintre cei 3 se declanșează, ceilalți 2 sunt suprasolicitați (similar cu cazul N-0 neîmbunătățit)
- 6 cazuri de transformatoare de 400/24 kV (la fel ca în cazul celor neîmbunătățite, toate încălcările sunt aceleași)
- 61 de cazuri de linii de 110 kV (față de 63 în cazul liniei neîmbunătățite)
- 26 de cazuri de transformatoare de 110 kV către transformatoare de nivel de tensiune inferior (la fel ca în cazul celor neîmbunătățite.)

În Tabelul 4-41 sunt prezentate încălcările de 400 kV și 220 kV. DNV a omis să prezinte încălcările fluxului de transformatoare de 400/24kV, deoarece toate sunt conectate la centralele nucleare. Ca și în cazurile anterioare, DNV presupune că sunt disponibile alte măsuri pentru a proteja transformatoarele de ridicare a tensiunii de la centralele nucleare.

Tabelul 4-41: Încălcări ale încărcării de 400 kV și 220 kV pentru scenariul maxim de vară îmbunătățit - Scenariul verde. Rețineți că transformatoarele de 400/24 kV către centralele nucleare au fost excluse.

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448069 - RTARIV1	449567 - RTARIV51	2	448069-449567(1)	116.79	Transformator 400/110 kV
2	448069 - RTARIV1	449567 - RTARIV51	1	448069-449567(2)	116.79	Transformator 400/110 kV
3	448079 - RBUC.S2B	449051 - RFUNDE22	1	448072-448073(1)	109.86	Linie de 220 kV
4	448072 - RBUC.S2A	448073 - RFUNDE21	1	448079-449051(1)	109.84	Linie de 220 kV
5	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	2	448028-449874(1)	106.91	Transformator 400/110kV
6	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	3	448028-449874(1)	106.91	Transformator 400/110kV
7	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	1	448028-449874(2)	106.91	Transformator 400/110kV
8	448028 -	449874 -	3	448028-449874(2)	106.91	Transformator

	RRAHMA1	RRAHMA5				400/110kV
9	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	1	448028-449874(3)	106.91	Transformator 400/110kV
10	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	2	448028-449874(3)	106.91	Transformator 400/110kV

DNV subliniază necesitatea de a consolida liniile de 220 kV în cazul încălcării nr. 3 și 4. De asemenea, ar putea fi luate în considerare consolidări pentru încălcările nr. 1 și 2. Cu toate acestea, supraîncărcarea este sub nivelul tipic de supraîncărcare admisibilă de 20% pentru transformatoare. Cu toate acestea, acest lucru ar trebui totuși investigat. Încălcările #5 - #10 sunt toate pe ramura întărită (ramura unde a fost adăugat un al treilea transformator). Declanșarea unui transformator duce la o supraîncărcare moderată de mai puțin de 7% în cele două transformatoare sănătoase. Acesta este considerat un scenariu acceptabil de către DNV.

Încălcările de încărcare sunt evidențiate în Figura 4-9. Observație: încălcările de sarcină de pe transformatoarele de amplificare ale centralei nucleare nu sunt incluse în figură.

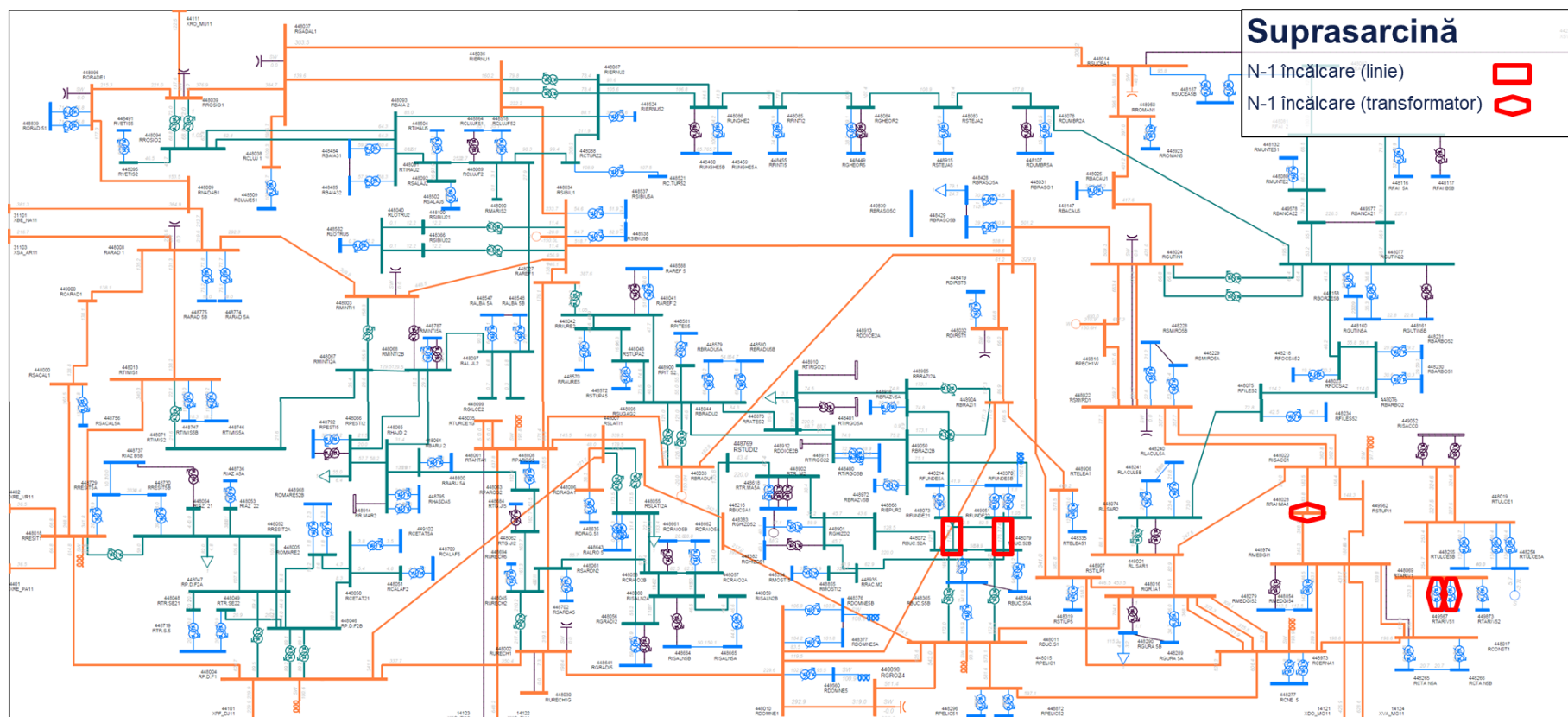


Figura 4-9: Topologia rețelei care evidențiază încălcrările monitorizate în timpul analizei îmbunătățite de vară max- Green N-1.

4.5.2 2031 Minimum verde de vară - Caz îmbunătățit

4.5.2.1 Cazul de bază (N-0)

Adăugarea de MSCDN-uri creează 1 încălcare a supratensiunii în rețeaua de 110 kV. Pentru a crea un caz N-0 fără încălcări ale tensiunii de 110 kV, 220 kV sau 400 kV, după conectarea anumitor elemente capacitive noi, s-a procedat după cum urmează.

- După conectarea a 2x50MVar la linia 448014. Încălcarea monitorizată a supratensiunii la bara de 110 kV 448708. Rezolvată prin reconectarea șuntului reactiv la linia 448004.

Adăugarea celui de-al treilea transformator de 400 kV între liniile 448028 și 449874 a rezolvat toate încălcările de sarcină N-0 de 400 kV. DNV nu a îmbunătățit situația în cazul încălcărilor de 110 kV, care, în cazul îmbunătățit, constau în:

- 11 cazuri de transformatoare de 110 kV în transformatoare de nivel de tensiune inferior

4.5.2.2 Analiza contingențelor (N-1)

Pentru 2031 Summer Minimum -Improved Green, au existat în total 1 546 de linii monitorizate și situații neprevăzute simulate în PSS/E. De asemenea, a existat un total de 1.033 de bare monitorizate pentru încălcări ale tensiunii. Fișierul complet al rezultatelor poate fi găsit în *SummerMin_ImprovedGreen.xlsx*.

Încălcări de tensiune

În total, au fost monitorizate 44 de încălcări ale tensiunii în timpul analizei N-1 îmbunătățite (față de 151 în cazul neîmbunătățit). Acestea au constat în:

- 17 cazuri de încălcări ale tensiunii de sub 400 kV în timpul a 6 situații neprevăzute (comparativ cu 106 cazuri în timpul a 21 de situații neprevăzute în cazul neîmbunătățit)
- 27 de cazuri de încălcări ale tensiunii de 110 kV (19 încălcări ale tensiunii de sub tensiune și 8 încălcări ale tensiunii de supratensiune) în timpul a 9 situații neprevăzute diferite (comparativ cu un total de 44 de cazuri în timpul a 4 situații neprevăzute în cazul neîmbunătățit).

Cea mai mare încălcare de 400 kV pentru fiecare situație neprevăzută care a cauzat o încălcare de 400 kV este prezentată în Tabelul 4-42.

Tabelul 4-42: Cele mai mari încălcări de 400 kV pentru fiecare situație neprevăzută care provoacă o încălcare a tensiunii de 400 kV.

Încălcarea #	Eveniment de contingență	# Numărul de încălcări în contingență	Numărul barei	Numele barei	Tensiunea în cazul de bază [p.u]	Tensiunea de contingență [p.u]
1	448001-448007(1)	2	448006	RDRAGA1	0.9824	0.9368
2	448010-448898(1)	3	448010	RDOMNE1	0.9745	0.9459
3	448011-448016(1)	3	448011	RBUC.S1	0.9738	0.9370
4	448011-448898(1)	3	448898	RGROZ4	0.9743	0.9453
5	448974-14124(1)	3	448011	RBUC.S1	0.9738	0.9427
6	448011-448015(1)	3	448011	RBUC.S1	0.9738	0.9459

DNV a analizat încălcările de tensiune și toate acestea pot fi rezolvate cu ajutorul unui SPS pentru a deconecta un șunt reactiv.

Pentru încălcarea nr. 1: Deconectați șuntul reactiv la linia 448004. Alternativ, încălcarea nr. 1 poate fi rezolvată, de asemenea, prin mărirea și mai mare a MSCDN adăugat la linia 448006.

Pentru încălcarea nr. 2-6: Deconectați șuntul reactiv la linia 448011.

Barele încălcate și acțiunile SPS sugerate sunt evidențiate în Figura 4-10.

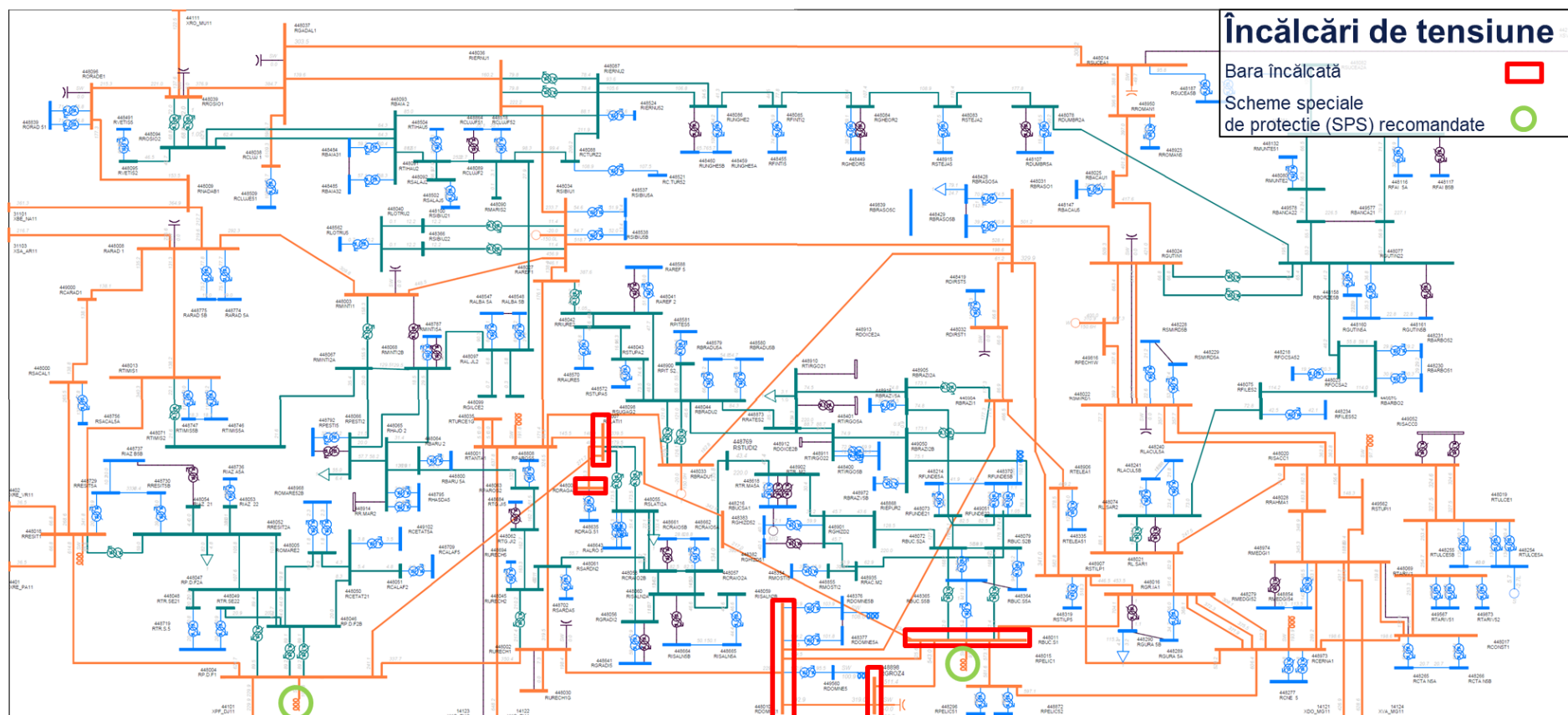


Figura 4-10: Topologia rețelei care evidențiază încălcările monitorizate în timpul analizei N-1 a vântului puternic minim de vară, precum și acțiunile SPS sugerate

Încălcări de încărcare

Dacă se exclud încălcările N-0 de 110 kV, în total au fost monitorizate 62 de încălcări ale debitului în timpul analizei N-1. Acest lucru este similar cu cazul neîmbunătățit, în care s-au înregistrat 59 de încălcări ale debitului. Acest lucru este de așteptat, deoarece în această etapă DNV nu a consolidat niciuna dintre liniile care au cauzat încălcări ale fluxului N-1. Încălcările de debit au constat în:

- 9 cazuri de transformatoare de 400/110 kV (față de 3 în cazul neîmbunătățit). DNV notează că adăugarea a încă 6 cazuri provine din consolidarea celui de-al treilea transformator. Dacă unul dintre cei 3 se declanșează, ceilalți 2 sunt suprasolicitați (similar cu scenariul N-0 neîmbunătățit).
- 6 cazuri de transformatoare de 400/24 kV (la fel ca în scenariul neîmbunătățit, toate încălcările sunt aceleași)
- 11 cazuri de linii de 220 kV (față de 12 în cazul neîmbunătățit). Aceste încălcări au avut loc pe 4 linii diferite (aceleași 4 linii ca și în scenariul neîmbunătățit)
- 2 cazuri de transformatoare de 220/110 kV (față de unul în scenariul neîmbunătățit)
- 8 cazuri de linii de 110 kV (față de 11 în scenariul neîmbunătățit)
- 26 de cazuri de transformare de la 110 kV la un nivel de tensiune mai mic (la fel ca în scenariul neîmbunătățit)

Încălcările de 400 kV, cea mai mare încălcare pentru fiecare linie de 220 kV și încălcarea transformatoarelor de 220/110 kV este prezentată în Tabelul 4-43. Rețineți că DNV a omis să prezinte încălcările fluxului de transformatoare de 400/24 kV, deoarece toate sunt conectate la centralele nucleare. La fel ca în cazurile anterioare, DNV presupune că sunt disponibile alte măsuri pentru eliberarea transformatoarelor de creștere a tensiunii de la centralele nucleare, în special prin utilizarea barelor de distribuție auxiliare.

Tabelul 4-43: Încălcări de 400 kV și 220 kV în timpul analizei N-1 pentru scenariul Improved Summer Minimum -Green. Rețineți că au fost excluse transformatoarele de amplificare ale centralei nucleare.

Încălcarea #	Din bara	Către bara	Id	Eveniment de contingență	Încărcare [%]	Tipul de sucursală
1	448069 - RTARIV1	449567 - RTARIV51	2	448069-449567(1)	116.8	Transformator 400/110 kV
2	448069 - RTARIV1	449567 - RTARIV51	1	448069-449567(2)	116.8	Transformator 400/110 kV
3	448906 - RTELEA1	448335 - RTELEA51	1	448904-448906(1)	103.93	Transformator 400/110 kV
4	448072 - RBUC.S2A	448079 - RBUC.S2B	1	448011-448079(1)	118.8	Linie de 220 kV (nicio încălcare*)
5	448083 - RSTEJA2	448084 - RGHEOR2	1	448014-448037(1)	110.11	Linie de 220 kV (2 încălcări)
6	448078 - RDUMBR2A	448083 - RSTEJA2	1	448014-448950(1)	103.8	Linie de 220 kV (1 încălcare)
7	448079 - RBUC.S2B	449051 - RFUNDE22	1	448906-448907(1)	119.9	Linie de 220 kV (7 încălcări)
8	448082 - RSUCEA2A	448187 - RSUCEA5B	1	448014-448050(1)	113.2	Transformator 220/110 kV
9	448088 - RCTURZ2	448521 - RC.TUR52	1	448037-448039(1)	101.11	Transformator 220/110 kV
10	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	2	448028-449874(1)	106.9	Transformator 400/110kV
11	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	3	448028-449874(1)	106.9	Transformator 400/110kV
12	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	1	448028-449874(2)	106.9	Transformator 400/110kV
13	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	3	448028-449874(2)	106.9	Transformator 400/110kV
14	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	1	448028-449874(3)	106.9	Transformator 400/110kV
15	448028 - RRAHMA1	449874 - RRAHMA5	2	448028-449874(3)	106.9	Transformator 400/110kV

* Această încălcare a încărcării cuplajului barelor de 220 kV s-a dovedit a nu fi relevantă din cauza unei limite de curent greșite în modelele PSS/E.

Încălcarea nr. 1 și 2: Aceste încălcări sunt două transformatoare paralele, încălcarea fluxului apare în timpul declanșării unuia dintre ele, ceea ce duce la suprasolicitarea celuilalt. Deoarece încălcarea este sub nivelul tipic de suprasarcină admisibilă de 20% (care este presupus și pentru aceste transformatoare), nu se prezintă nicio măsură suplimentară, dar ar putea fi luate în considerare consolidări.

Încălcarea nr. 3: Situația neprevăzută duce la o suprasarcină moderată de mai puțin de 4%, care poate fi rezolvată în mod normal prin exploatarea acestei linii în partea superioară a intervalului de tensiune admisibil.

Încălcarea nr. 4 - 7: Cea mai mare încălcare pentru fiecare dintre liniile de 220 kV este prezentată cu 20%, ceea ce reprezintă o indicație pentru aplicarea măsurilor de flexibilitate.

Încălcarea nr. 8 și 9: transformatoare de 220/110 kV. Supraîncălcarea pentru încălcarea nr. 8 este de peste 13% și ar putea fi luate în considerare consolidări. Pentru încălcarea nr. 9, suprasarcina este mai mică de 2%, ceea ce este considerat acceptabil de DNV.

Încălcările nr. 10 - 15: toate sunt pe ramura întărită (ramura unde a fost adăugat un al treilea transformator). Declanșarea unui transformator a dus la o suprasarcină moderată de mai puțin de 7% în cele două transformatoare sănătoase. Acesta este considerat un scenariu acceptabil de către DNV.

Încălcările de încălcare a încărcării sunt prezentate în Figura 4-11.

Cazul de urgență neconvergent clarificat

DNV observă că evenimentul de contingență 448001-14122(1), care este reflectat ca o declanșare a liniei de interconectare cu un singur circuit, nu converge din cauza fluxurilor de sarcină modificate în mod semnificativ. Cu toate acestea, DNV a observat că există o a doua ramură de interconectare paralelă situată în fișierul PSS/E care nu este în funcțiune în modelul de rețea respectiv. Liniile în cauză au fost deja reflectate în Figura 4-6, unde linia critică a fost evidențiată cu cercuri verzi la margini.

Transelectrica a confirmat faptul că al doilea circuit paralel de interconectare de la 448001 RTANTA1 la 14123 XKO_TI12 poate fi utilizat în totalitate, ceea ce permite declanșarea unuia dintre circuitele de interconectare fără probleme de convergență a fluxului de sarcină. În caz contrar, ar fi fost propuse măsuri semnificative de putere reactivă pentru secțiunea respectivă a rețelei.

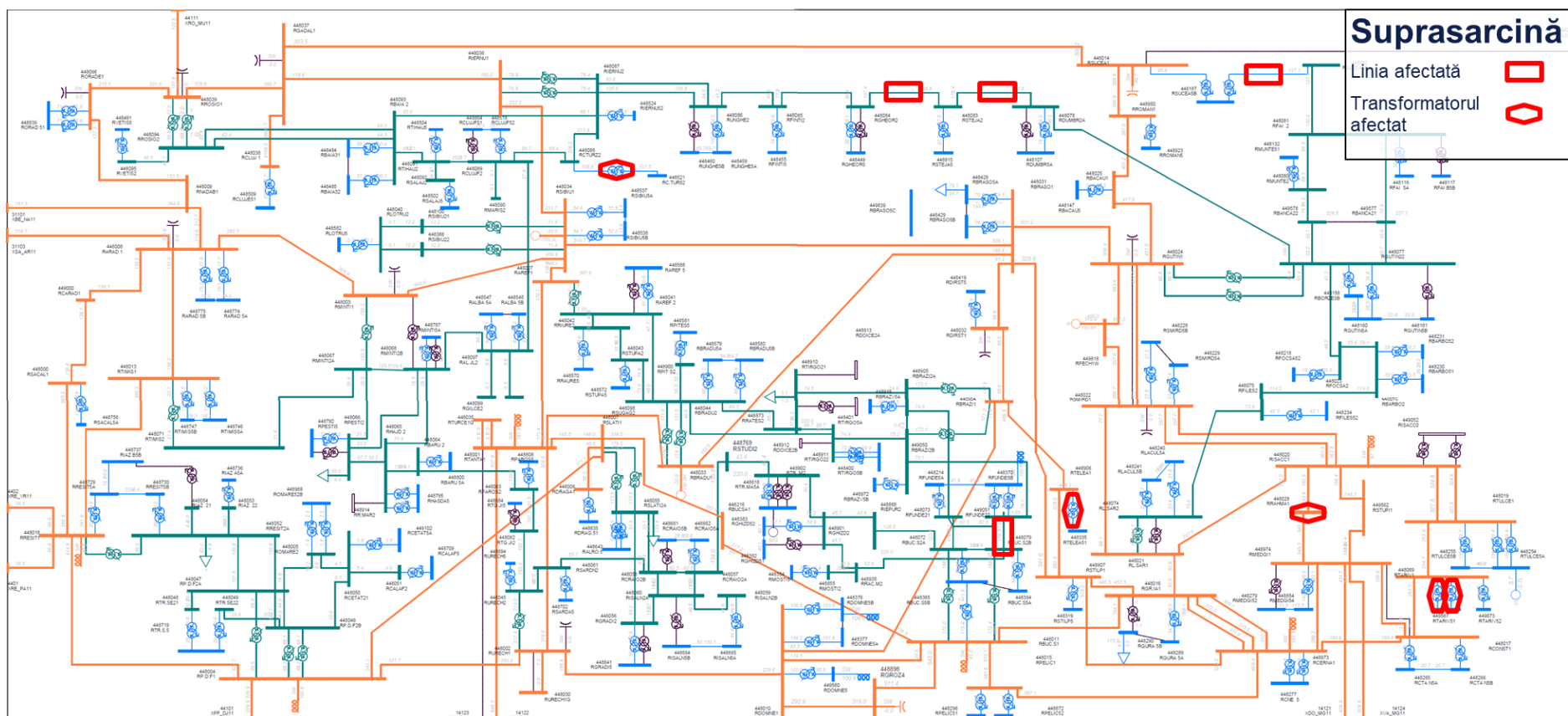


Figura 4-11: Topologia rețelei care evidențiază încălările de încărcare de 220 kV/400 kV în timpul analizei N-1 pentru scenariul Improved Summer Minimum -Green. Se remarcă faptul că transformatoarele de ridicare a puterii de la centrala nucleară au fost excluse.

4.6 Rezumat al analizelor de dezvoltare a rețelei

DNV a analizat modelele de rețea din România în softul de simulări PSS/E pentru 2022, 2026 și 2031. Prima parte a analizei s-a axat pe compararea capacității instalate cu cifrele vizate de TYNDP 2022-2031 pentru a verifica dacă capacitatea instalată în rețea respectă valorile țintă. DNV a analizat, de asemenea, starea rețelei românești prin simulări de flux de sarcină N-0 și de contingență N-1, cu accent pe rețeaua de 220 kV și 400 kV, pentru a evalua orice problemă potențială a rețelei, potențial cauzată de creșterea mare a producției instalate de energie regenerabilă care se adaugă pentru 2026 și 2031. După examinarea situației actuale din fișierele de simulare, a devenit clar că acestea nu descriu niciun scenariu eolian maxim, deoarece Transelectrica a stabilit ca energia eoliană dispecerizată să fie de maximum 20% din capacitatea instalată.

A doua parte a analizei s-a concentrat pe creșterea producției de energie eoliană pentru a modela două scenarii ecologice mai ambițioase pentru 2031, după cum urmează,

- 1) Vânt puternic și solar fotovoltaic puternic
- 2) Vânt puternic, fără energie solară fotovoltaică.

Pentru 1) a fost ales cazul maximului de vară din 2031 și pentru 2) cazul minimului de vară din 2031. DNV a optat pentru scalarea producției de energie eoliană la 85% din capacitatea instalată, pe baza experienței germane, iar pentru 1) a lăsat energia solară fotovoltaică la 65%, în conformitate cu setările Transelectrica. Pentru a ține cont de creșterea producției eoliene, DNV a redus alte tipuri de producție pe baza ordinii de merit actuale furnizate de Transelectrica. Rezultatul pentru ambele cazuri a fost că toată producția de energie neregenerabilă a fost redusă la zero, respectiv deconectată, cu excepția unităților centralei nucleare, așa cum s-a convenit cu Transelectrica, pentru a nu modifica dispecerizarea acestor unități.

DNV a analizat modul în care actualul model de rețea din România pentru 2031 ar putea face față vântului crescut prin aceeași abordare ca mai devreme prin fluxul de sarcină N-0 și analiza de contingență N-1. Pentru scenariile verzi, DNV a observat mai multe nevoi de întăriri care au condus la recomandarea instalării a cinci *rețele de condensatori cu comutare mecanică cu amortizare, MSCDN*, pentru a oferi suport reactiv pentru stabilitatea tensiunii în timpul situațiilor de contingență. DNV a sugerat, de asemenea, consolidarea cu un transformator suplimentar de 400/110 kV pentru a evita supraîncărcarea în scenariile verzi N-0.

DNV evidențiază necesitatea de a efectua mai multe consolidări și studii la nivelul de 110 kV, în plus față de studiile efectuate în cadrul acestui proiect, deoarece au existat mai multe linii de 110 kV supraîncărcate în analiza N-0 și N-1. În plus, în timpul situațiilor neprevăzute au avut loc mai multe încălcări ale tensiunii de 110 kV, ceea ce nu a fost inclus în domeniul de aplicare al DNV în acest proiect. Încălcările fluxului de sarcină de 400 kV și 220 kV N-1 pentru toate scenariile simulate pot fi văzute mai jos în Tabelul 4-44. Rețineți că încălcările de la transformatorul de oscilație a liniei (slack) au fost neglijate deoarece se presupune - ca în realitate - că și alte generatoare contribuie la compensarea puterii active și reactive.

Tabelul 4-44: Încălcări identificate la 400 kV și 220 kV

Sucursala	Id	Tipul de sucursală	# Nr. de încălcări Vara Maxim					# Nr. de încălcări Minimum de vară					# Nr. de încălcări Maxim de iarnă			# De încălcări Dimineața de iarnă		
			2022	2026	2031	Verde	Verde îmbunătățit	2022	2026	2031	Verde	Verde îmbunătățit	2022	2026	2031	2022	2026	2031
448010-448376	1	Transformator 400/110 kV	1										1	1		1	1	
448010-448377	1	Transformator 400/110 kV	1										1	1		1	1	
448011-448072	2	Transformator 400/220 kV													1			
448011-448079	1	Transformator 400/220 kV													1			
448028-449874	1	Transformator 400/110 kV					2					2						
448028-449874	2	Transformator 400/110 kV					2					2						
448028-449874	3	Transformator 400/110 kV					2					2						
448030-449120	1	Transformator de bara oscilant (400/24 kV)											4			5	4	
448069-449567	2	Transformator 400/110 kV				1	1				1	1						
448069-449567	1	Transformator 400/110 kV				1	1				1	1						
448072-448073	1	Linie de 220 kV			1	1	1											
448072-448079	1	Linie de 220 kV									1	1						
448073-448214	1	Transformator 220/110 kV											1			1		

448078-448083	1	Linie de 220 kV								2	1						
448079-449051	1	Linie de 220 kV			1	1	1			7	7						
448082-448187	1	Transformator 220/110 kV								1	1						
448083-448084	1	Linie de 220 kV								2	2						
448088-448521	1	Transformator 220/110 kV									1						
448335-448906	1	Transformator 400/110 kV								1	1						
448370-449051	1	Transformator 220/110 kV										1				1	
448973-449218	2	Transformator 400/24 kV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
448973-449218	1	Transformator 400/24 kV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
448973-449332	2	Transformator 400/24 kV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
448973-449332	1	Transformator 400/24 kV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
448973-449470	2	Transformator 400/24 kV			1	1	1		1	1	1			1			1
448973-449470	1	Transformator 400/24 kV			1	1	1		1	1	1			1			1
448973-449475	2	Transformator 400/24 kV												1			1
448973-449475	1	Transformator 400/24 kV												1			1

Pentru încălcările de tensiune de 400 kV, DNV a sugerat mai multe opțiuni pentru *schemele de protecție a sistemului, SPS*, pentru a rezolva încălcările de tensiune în timpul situațiilor de urgență. Cu Tabelul 4-45 continuare este prezentată o imagine de ansamblu a diferitelor aplicații SPS sugerate, inclusiv informațiile privind numărul de situații neprevăzute în care este activată și numărul de încălcări ale tensiunii pe care acțiunea respectivă le rezolvă. Rețineți că DNV a sugerat pentru anumite situații neprevăzute soluții multiple; pentru mai multe informații, consultați analiza pentru fiecare scenariu.

Tabelul 4-45: Prezentare generală a schemelor de protecție a sistemului propuse

Acțiune SPS	# Nr. de încălcări rezolvate Maximum de vară				# Nr. de încălcări rezolvate Minimum de vară				# Nr. de încălcări rezolvate Maxim de iarnă			# De încălcări rezolvate Dimineața de iarnă		
	2022	2026	2031	Verde îmbunătățit	2022	2026	2031	Verde îmbunătățit	2022	2026	2031	2022	2026	2031
Deconectați linia 448014 sau activați schimbatorul de faza	1	1							1	1		1	1	
Deconectați linia 448006 sau activați schimbatorul de faza.	1	1	1		1	1	1		1	1	1	1	1	1
Deconectați linia 448038 sau activați schimbatorul de faza.				1 (schimbătorul de robinet nu rezolvă problema)							1			
Deconectați șuntul la 448014					4(5)	1								
Deconectați șuntul la 448020 sau 448022.					1									
Deconectați șuntul la 448011						1(2)		5(15)						
Deconectați șuntul la 448001			1	1		1								
Deconectați șunturile de la 448024 și 448020.						2								
Deconectați șuntul la 448004								1(2)						

Observație la Tabelul 4-45: Numerele reflectate arată în timpul câtorva situații neprevăzute se întreprinde acțiunea. Numărul din paranteze reprezintă numărul total de încălcări rezolvate prin acțiunea respectivă, dacă este vorba de mai mult de o încălcare pe contingență.

4.7 Analiză simplificată a raportului costuri-beneficii

Pe baza celui de-al doilea ghid ACB ("Al doilea ghid ENTSO-E pentru analiza cost-beneficiu a proiectelor de dezvoltare a rețelei") aprobat de Comisia Europeană, este necesară o analiză cost-beneficiu doar pentru proiectele de interconectare identificate și, printre altele, trebuie evaluat impactul asupra pieței în acest context. Deoarece DNV nu a sugerat interconectări, ci doar măsuri de consolidare internă, nu este necesară o analiză a costurilor și beneficiilor specifică. Cu toate acestea, DNV a analizat în special costurile pentru consolidările interne propuse.

Încă de la începutul analizei, DNV s-a concentrat pe măsurile operaționale care ar putea rezolva încălcările, mai degrabă decât pe investițiile în consolidarea rețelei. Prin urmare, DNV a propus rezolvarea încălcărilor folosind SPS și supraîncărcarea permisă/temporară în loc de instalarea de noi echipamente.

Având ca obiectiv principal al studiului orizontul de timp 2031, DNV a luat în considerare și recomandă următoarele echipamente noi:

- 1 unitate transformator 400/110kV, 250 MVA
- 1 unitate 3 trepte x 60 MVAR MSCDN, 400 kV
- 3 unități 2 trepte x 50 MVar MSCDN, 400 kV
- 1 unitate 2 trepte x 20 MVar MSCDN, 220 kV
- 6 soluții individuale SPS

Măsurile de consolidare internă propuse ar permite o rețea românească complet decarbonată deja până în 2031, deoarece consolidările propuse și SPS asigură stabilitatea N-1 și stabilitatea tensiunii pentru rețelele de 220 și 400 kV. Cu toate acestea, trebuie remarcat faptul că sunt necesare mai multe analize și posibile consolidări pentru rețeaua de distribuție, inclusiv pentru rețeaua de 110 kV. În Tabelul 4-46 DNV sunt prezentate CAPEX și OPEX preconizate pentru consolidările sugerate. OPEX anual a fost calculat utilizând abordarea simplificată de 2% din CAPEX (ipoteză).

Tabelul 4-46: CAPEX și OPEX preconizate de DNV pentru consolidările propuse

Tipul de unitate	# de unități	CAPEX preconizat de DNV milioane de euro/unitate	DNV OPEX preconizat milioane de euro/unitate și an	Comentariu
Transformator 400/110 kV, 250 MVA	1	5.2	0.104	Ipoteză pentru transformator, inclusiv sisteme auxiliare
3 trepte x 60 MVAR MSCDN, 400 kV	1	3.0	0.06	Costul derivat de la un condensator comutabil de 100 MVar, fără panou de

				comutare
2 trepte x 50 MVar MSCDN, 400 kV	3	2.0	0.04	Costul derivat de la un condensator comutabil de 100 MVar, fără panou de comutare
2 trepte x 20 MVar MSCDN, 220 kV	1	0.8	0.016	Costul derivat de la un condensator comutabil de 100 MVar, fără panou de comutare
Soluție individuală SPS	9	0.08	0.0016	
Total:		15.72	0.31	

În ansamblu, măsurile de investiții identificate indică un CapEX limitat de 15,5 milioane de euro și un OpEX anual de 310 000 de euro. Acest lucru descrie doar o investiție moderată în transport în comparație cu beneficiile. Ca parte importantă a beneficiilor, următoarea producție cu emisii zero în România ar putea fi așteptată pentru 2031, evitându-se astfel costuri semnificative pentru certificatele de emisii ETS, respectiv CO₂ :

- Energie eoliană: 5.300 MW x 85% x factor de capacitate de 2.200 h/a = **9.911 TWh/a**
- Energia solară fotovoltaică: 5.100 MW x 65% x factor de capacitate de 1.050 h/a = **3.481 TWh/a**

În scenariile extreme analizate de alimentare maximă cu energie din surse regenerabile, în timp ce doar unitățile centralei nucleare continuă să funcționeze, o producție 100% decarbonizată pare posibilă pentru un anumit număr de ore pe an. Dar, de asemenea, într-un număr semnificativ de alte ore din 2031 - în perioadele cu o producție mai mică de energie regenerabilă, se poate aștepta o producție puternic decarbonizată, având în vedere puterea instalată planificată de 6,4 GW bazată pe energia hidroelectrică și 2,6 GW pe unitățile centralei nucleare.

Condiția prealabilă este investiția în parcurile de energie regenerabilă și în rețeaua electrică. În timp ce cheltuielile de investiții necesare pentru consolidarea rețelei de transport rămân scăzute, de numai 15,7 milioane EUR, trebuie făcute investiții semnificative în infrastructura rețelei de distribuție, inclusiv în cea de 110 kV. Analizele efectuate au evidențiat diverse supraîncărcări și încălcări ale tensiunii la nivelul de 110 kV, dar nu au fost identificate măsuri concrete de consolidare, care ar trebui să facă obiectul unui proiect de studiu ulterior.

5 EVALUAREA OPȚIUNILOR DE FLEXIBILITATE

Opțiunile de flexibilitate au trebuit să fie analizate în special pentru contextul elementelor de rețea congestionate. DNV a identificat mai multe încălcări ale încărcării în timpul analizei N-1. Cu toate acestea, după cum se observă în Tabelul 5-1 unele încălcări sunt prezente doar pentru 2022 și 2026, ceea ce înseamnă că au fost deja planificate consolidări și proiecte noi care le vor rezolva. Astfel, aplicabilitatea opțiunilor de flexibilitate va fi analizată doar pentru congestiile rămase pentru orizontul de timp 2031.

Tabelul 5-1: Încălcări ale sarcinii liniei monitorizate în procente din puterea maximă nominală

Sucursală	Nu	Tipul de sursă	2022				2026				2031							
			Vara max.	Vara min.	Iarnă max.	Iarnă min.	Vara max.	Vara min.	Iarnă max.	Iarnă min.	Vara max.	Verde	Verde îmbunătățit	Vara min.	Verde	Verde îmbunătățit	Iarnă max.	Iarna dimineață
448010-448376	1	400/110 kV Transformator	101,9		123,7	113,0			136,2	143,7								
448010-448377	1	400/110 kV Transformator	102,6		124,8	113,8			136,0	145,2								
448011-448072	2	400/220 kV Transformator															104,0	
448011-448079	1	400/220 kV Transformator															103,9	
448028-449874	1	400/110 kV Transformator											106.91**			106.9**		
448028-449874	2	400/110 kV Transformator											106.91**			106.9**		
448028-449874	3	400/110 kV Transformator											106.91**			106.9**		
448069-449567	2	400/110 kV Transformator										116,9	116,8		116,9	116,8		
448069-449567	1	400/110 kV Transformator										116,9	116,8		116,9	116,8		
448072-448073	1	220 kV linia									102,9	111,2	109,8					
448072-448079	1	220 kV linia													120,0*	118,8*		
448073-448214	1	220/110 kV Transformator			106,6	101,5												
448078-448083	1	220 kV linia													104.1**	103,8		
448079-449051	1	220 kV linia									102,9	111,2	109,9		122.4**	119.9**		
448082-448187	1	220/110 kV Transformator													109,7	113,2		



448083-448084	1	220 kV linia												110.6**	110.11**		
448088-448521	1	220/110 kV Transformator													101,1		
448335-448906	1	400/110 kV Transformator												104,2	103,9		
448370-449051	1	220/110 kV Transformator			106,6	101,5											

* Această încălcare a încărcării cuplajului barelor de 220 kV s-a dovedit a nu fi relevantă din cauza unei limite de curent greșite în modelele PSS/E.

Observație la Tabelul 5-1: Numerele roșii indică faptul că este cea mai mare încălcare monitorizată pentru acea ramură din toate scenariile. Un ** indică faptul că ramura are mai multe încălcări monitorizate în timpul analizei N-1 pentru scenariul respectiv.

În principiu, există o serie de măsuri de flexibilitate pentru a evita sau pentru a completa măsurile obișnuite de consolidare a rețelei, care descriu în primul rând stadiul actual al tehnologiei:

- Măsuri de investiții cu costuri reduse, cum ar fi:
 - Optimizarea planificării operaționale (previziuni și programări îmbunătățite, procese optimizate de redispecerizare).
 - Gestionarea inteligentă a tensiunii, permițând o funcționare la limita superioară a intervalului de tensiune
 - Sisteme speciale de protecție (care au fost deja luate în considerare de DNV pentru rezolvarea supratensiunilor și subțensiunilor care apar în special în cadrul scenariilor verzi, dar ar putea fi disponibile și aplicații de gestionare a congestiei rețelei).
 - Dynamic Line Rating (DLR) bazat pe monitorizarea temperaturii
- Măsuri de investiții moderate sau ridicate, cum ar fi:
 - Activele de control al fluxului de sarcină, cum ar fi transformatoarele de schimbare de fază, UPFC sau firele inteligente.
 - Schimbarea conductorului cu fire de înaltă temperatură (HT) sau de joasă cădere la temperaturi ridicate (HTLS)
 - Managementul reactiv N-1 bazat pe Grid Boosters ca BESS la scară largă la scară multi-MW
 - Modernizarea OHL și a substației aferente la următorul nivel EHV
 - Convertoare HVDC back-to-back

Dar Tabelul 5-1 arată pentru 2031 o supraîncărcare maximă a OHL de numai 22%, iar pentru transformatoare de 17%. Alte OHL au apărut ca fiind ușor supraîncărcate cu mai puțin de 3 %, ceea ce poate face obiectul aplicării unei gestionări inteligente a tensiunii (și anume, o măsură operațională). În ceea ce privește OHL-urile, din perspectiva planificării rețelei, supraîncărcarea moderată de până la 22 % identificată reprezintă o indicație pentru aplicarea DLR, care permite o creștere temporară a capacității OHL în intervalul 10-40 %, în funcție de echipament, de puterea statică și de variațiile meteorologice.

Cu toate acestea, cu Tabelul 5-1 DNV a identificat o serie de necesități de consolidare care sunt deja prezente în ultima versiune a TYNDP, după cum a confirmat Transelectrica. În plus, DNV a confirmat, de asemenea, necesitatea unor proiecte de consolidare pe care Transelectrica intenționează să le introducă în noul Plan Național de Dezvoltare. Transelectrica a confirmat că următoarele linii vor fi consolidate:

- 448083-448084 (Stejaru-Gheorgheni) va fi modernizat (limita va fi mărită cu 50%).
- Planul de construire a unei substații de 400 kV Fundeni după 2031. Acest lucru va rezolva problema supraîncărcării pe OHL de 220 kV:
 - 448072-448073 și 448079-449051 (București Sud - Fundeni)

- Planul de construire a unui al treilea transformator 220/110kV 448370-449051 (Fundeni)
- Se intenționează introducerea în noul Plan de dezvoltare a rețelei naționale a modernizării OHL 220kV 448078- 448083 (Dumbrava - Stejaru).

Ramura de 220 kV 448072-448079 (de la RBUC.S2A la RBUC.S2B) identificată ca fiind congestionată, descrie un cuplaj intern de bare al substației București Sud cu o supraîncărcare de < 20%, care apare în timpul aceleiași situații neprevăzute unice pentru scenariul minim de vară - verde, atât pentru scenariul neîmbunătățit, cât și pentru cel îmbunătățit. Sub rezerva confirmării încălcării de către Transelectrica, acest element ar putea necesita o întărire, dar nu o măsură de flexibilitate.

În ansamblu, nu au fost identificate OHL EHV cu potențial de aplicare a DLR ca măsură de flexibilitate. Dar, ca o indicație pentru costurile de investiție legate de DLR, un exemplu de studiu din SUA arată că, pentru un OHL de 345 kV cu o lungime de 22 mile, CapEX este de 500 000 USD, inclusiv instalarea de senzori și infrastructura IT necesară etc. [7].

În afară de suprasarcinile OHL identificate, DNV a monitorizat încălcările de încărcare pentru 10 transformatoare. Aceste încălcări sunt toate sub nivelul de supraîncărcare admisibil de 20% și, prin urmare, DNV nu sugerează nicio acțiune (Transelectrica a confirmat că transformatoarele pot fi supraîncărcate până la 20% pentru o perioadă limitată de timp). Supraîncărcările monitorizate la rețeaua de transport care nu face încă obiectul unei modernizări confirmate sunt prezentate în Figura 5-1.

În cele din urmă, figura 5.2 reflectă toate măsurile suplimentare propuse pentru rețea după evaluarea tuturor opțiunilor de flexibilitate.

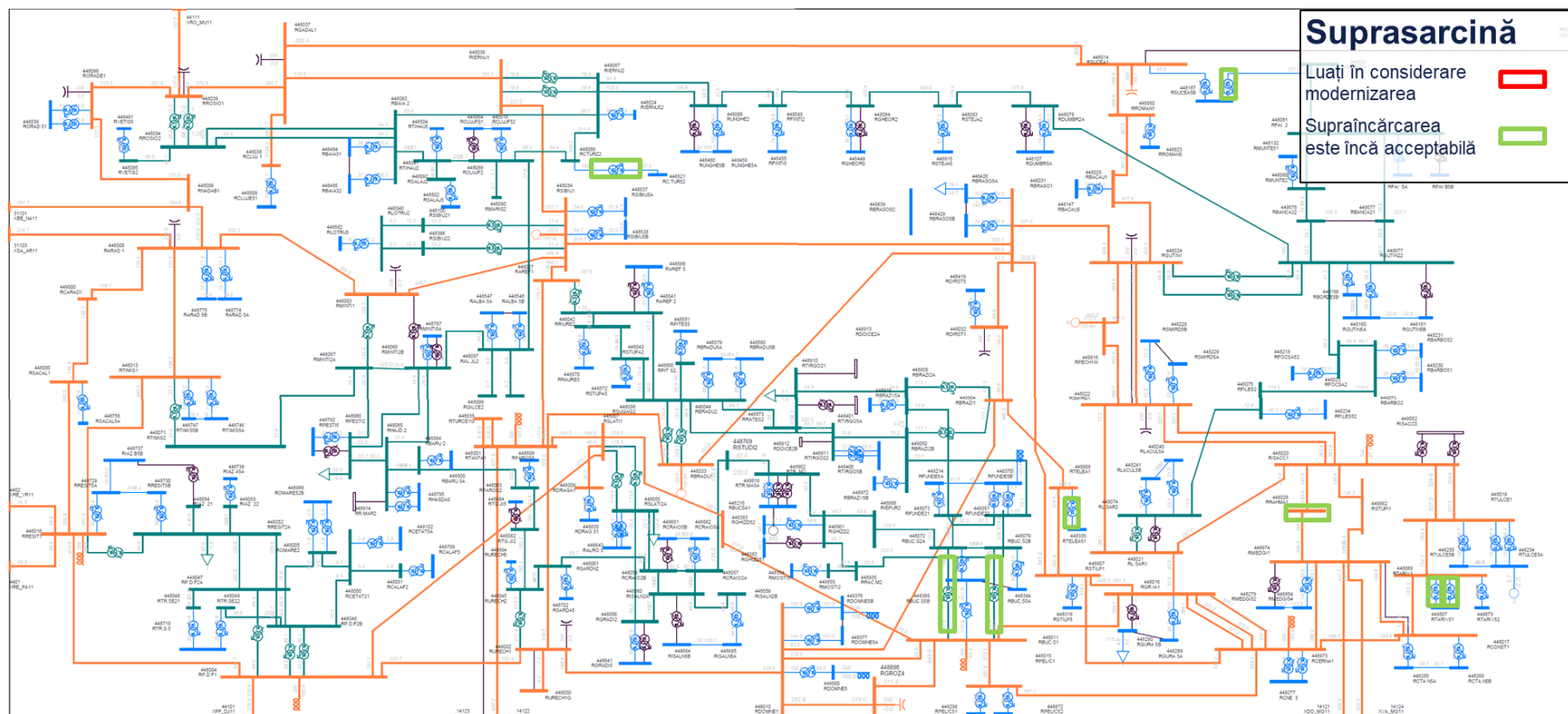
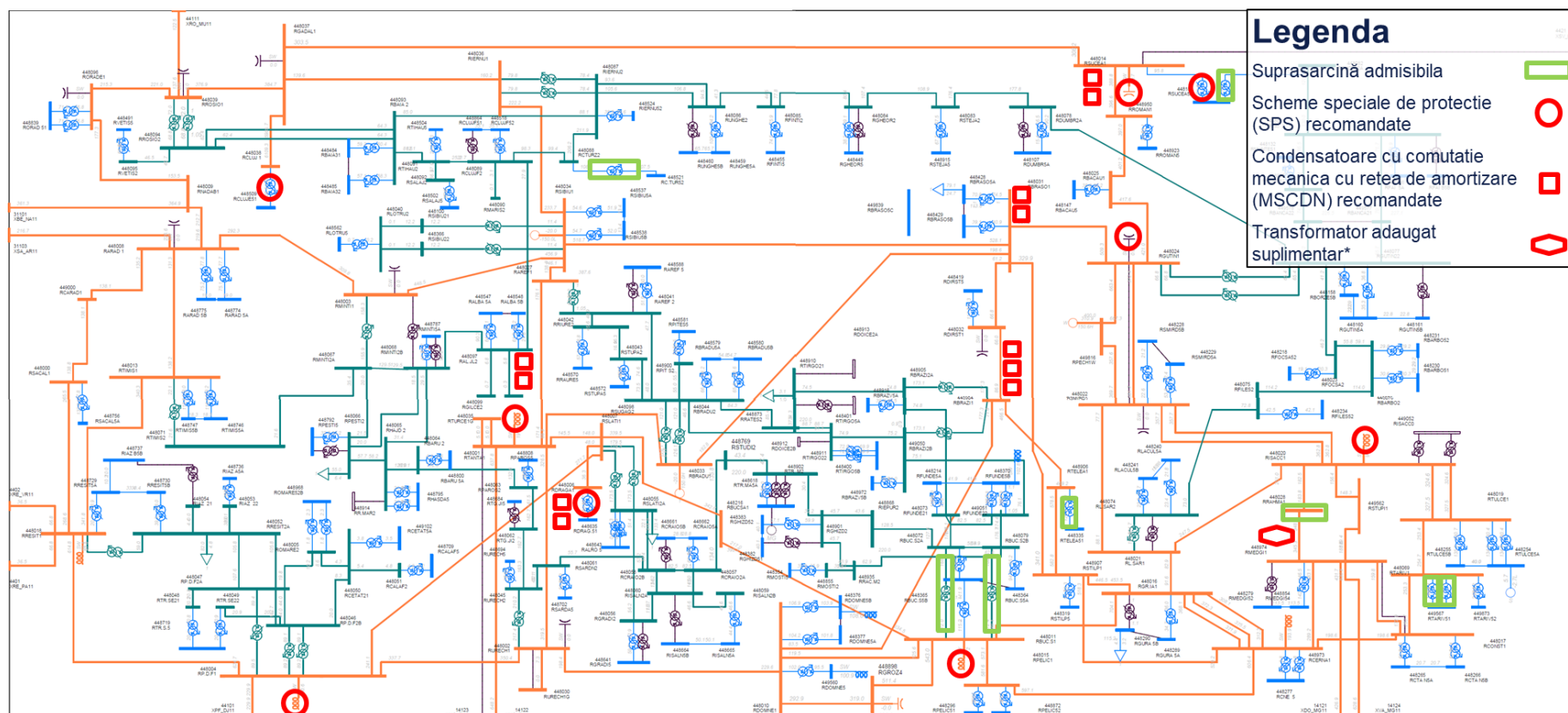


Figura 5-1: Topologia rețelei care evidențiază încălcrările monitorizate care nu au fost confirmate pentru a fi modernizate.



* Transformator adăugat ca fictiv, cea mai bună locație și numărul trebuie corelate cu sursele de energie regenerabilă instalate la nivel local

Figura 5-2: Măsurile suplimentare propuse pentru rețea după evaluarea tuturor opțiunilor de flexibilitate

6 OPȚIUNILE FINANCIARE ȘI CADRUL POLITICII DE REGLEMENTARE (OBIECTIVUL 4)

6.1 Introducere

Obiectivul 4 este reprezentat de identificarea modului în care cadrul de reglementare din România poate sprijini consolidarea rețelei de transport și măsurile de flexibilitate și cum asigură aceste cadre și măsuri politice că se fac investițiile necesare pentru a se adapta la penetrarea planificată a SER. În plus, se oferă o imagine de ansamblu a principalelor opțiuni de finanțare (inclusiv programe/finanțări private, publice, naționale și europene) disponibile pentru investiții în rețeaua de transport.

În prezent, serviciul de transport al energiei electrice este realizat de un singur operator de transport și de sistem - Transelectrica - certificat de către autoritatea de reglementare în domeniul energiei - ANRE ca proprietar de rețea, sub rezerva avizului Comisiei Europene.⁶

Transelectrica are obligația de a face investiții în întreaga rețea de transport și trebuie să pregătească planurile de dezvoltare pe zece ani a rețelei de transport (TYNDP) pe baza situației și a evoluției viitoare a consumului de energie și de resurse, inclusiv a importurilor și exporturilor. Planurile de dezvoltare trebuie să includă metode de finanțare a investițiilor referitoare la rețeaua de transport și trebuie să fie aprobate de ANRE. Actualul TYNDP se referă la perioada 2020-2029⁷ și este în curs de revizuire pentru perioada 2022-2031.

6.2 Cadrul de reglementare/măsuri de politică

6.2.1 Status Quo

Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) este autoritatea de reglementare responsabilă cu elaborarea și aprobarea metodologiilor și tarifelor pentru rețelele electrice, care reprezintă principala sursă de finanțare pentru proiectele de dezvoltare. Astfel, ANRE influențează în mod indirect nivelul investițiilor în transport pe baza fondurilor interne (acoperite de tarifele de transport) și a fondurilor externe (acoperite de tarifele de interconectare).

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 171/2019, a intrat în vigoare în 2019, anul de referință al celei de-a patra perioade de reglementare (2020-2024).

Plafonarea veniturilor este compusă din costurile de exploatare și întreținere necontrolabile, costurile de exploatare și întreținere controlabile (OPEX, aplicând un factor de eficiență pentru reducerea ineficienței), costurile pierderilor de energie electrică, amortizarea anuală și rentabilitatea bazei de active reglementate (RAB) (adică RAB înmulțită cu WACC). Există cerințe de eficiență pentru OPEX controlabile și pentru costurile pierderilor de energie electrică. Costul mediu ponderat al capitalului (WACC) este stabilit în anul de referință pentru perioada de reglementare și poate fi actualizat pe parcursul perioadei pentru a reflecta evoluția condițiilor de pe piața financiară.

Veniturile anuale reglementate (plafonul veniturilor) iau în considerare evoluția RAB, care reflectă impactul implementării planurilor de investiții ale OST. În plus, activele fixe utilizate de OST pentru prestarea serviciului de transport sunt incluse în RAB dacă au rezultat în urma unor proiecte de investiții

⁶ Sursa: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-03/Certifications_decisions_updated_0.pdf

⁷ Sursa: <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planului-de-dezvoltare-ret-2020-2029>

eficiente. Prin urmare, planul de investiții pentru perioada de reglementare este verificat din punct de vedere al necesității, oportunității, eficienței și costului investițiilor. Structura planului este, de asemenea, verificată, iar planul este aprobat ex-ante de către ANRE. Beneficiile estimate care justifică eficiența fiecărei investiții în rețeaua de energie electrică sunt evaluate ex-ante și ex-post de către operatorul de rețea și sunt raportate către ANRE. ANRE elimină din RAB investițiile care se dovedesc ex-post a fi ineficiente, deoarece beneficiile preconizate nu se realizează.

Transelectrica este certificată ca proprietar al rețelei de transport, însă deține doar 45% din activele de transport, în timp ce 55% din rețelele de transport sunt deținute de stat. [8] și sunt operate de Transelectrica pe baza unui acord de concesiune.

Transelectrica este responsabilă de investițiile în întreaga rețea de transport, iar activele pot fi incluse ulterior în RAB, indiferent de proprietatea asupra activelor, și sunt amortizate de către OST în funcție de tipul de finanțare (cu excepția subvențiilor sau a contribuțiilor din surse publice și private).

Orice venituri ale OST care rezultă din alocarea capacității de transport pe liniile de interconectare trebuie utilizate în conformitate cu dispozițiile art. 16, alin. (6) din Regulamentul nr. 714/2009. Aceste venituri reprezintă o sursă de finanțare a investițiilor pentru creșterea capacității de interconectare cu sistemele vecine, care fac parte din planul de investiții și dezvoltare aprobat de ANRE pentru perioada de reglementare respectivă.

În ceea ce privește proiectele de interes comun (PCI), există măsuri/ stimulente specifice pentru stimularea dezvoltării rețelei de transport al energiei electrice prin investiții care se încadrează în categoriile prevăzute în anexa II, punctul 1 din Regulamentul 347/2013⁸. Procedura stabilită prin Metodologia PCI prevede ca OST să depună o cerere de stimulente la ANRE, dacă consideră că proiectul PCI prezintă riscuri sporite în ceea ce privește dezvoltarea, exploatarea și întreținerea proiectului, în comparație cu riscurile sistemice pe care le prezintă de obicei un proiect de infrastructură similar. ANRE decide dacă să acorde stimulente unui proiect PCI, precum și valoarea stimulentei și metodele respective.

6.2.2 Sisteme de reglementare pentru stimularea investițiilor

De asemenea, ANRE poate lua în considerare, în plus, o politică de amortizare diferită de tratamentul obișnuit al RAB. Această opțiune ar fi aplicabilă numai pentru proiectul selectat pentru consolidarea rețelei de transport și pentru măsurile de flexibilitate. Pentru a încuraja investițiile în aceste proiecte, care sunt esențiale pentru a permite penetrarea planificată a RES, ANRE poate adopta o politică specifică de amortizare accelerată. Aplicabilitatea acestei abordări ar depinde, de asemenea, de amploarea costului de investiție, deoarece aceasta ar însemna o recuperare mai rapidă a investiției prin intermediul amortizării în veniturile permise. De exemplu, o indemnizație de amortizare accelerată (profil de amortizare anticipată, durată de viață mai scurtă a activelor) ar permite Transelectrica să recupereze mai repede costul investiției. De asemenea, oferă o mai mare certitudine că există o anumită recuperare în cazul în care penetrarea planificată a SER nu se realizează, iar activele pot rămâne subutilizate. Prin luarea în considerare a unei astfel de politici de amortizare pentru anumite proiecte, aceasta ar putea fi un stimulent pentru promovarea investițiilor.

⁸ Regulamentul (UE) nr. 347/2013 definește criteriile de selecție și evaluare a proiectelor de interes comun (PCI), pentru a fi eligibile pentru a fi incluse de către Comisia Europeană pe listele Uniunii; propunerile de proiecte de transport și stocare a energiei electrice ar trebui să facă parte din cel mai recent plan de dezvoltare a rețelei electrice pe zece ani elaborat de ENTSO-E.

6.2.3 Excepție de la analiza eficienței

Scopul analizei eficienței este de a exploata potențialul de îmbunătățire a eficienței companiilor reglementate, de a le oferi acestora stimulente pentru a-și îmbunătăți performanțele în materie de eficiență și de a se asigura că utilizatorii rețelei beneficiază de creșterile de eficiență. Rețelele de energie electrică utilizează o gamă largă de factori de producție (capital, forță de muncă) pentru a furniza servicii clienților. În timp ce toți furnizorii de servicii de rețea utilizează în general aceleași inputuri, unii furnizori pot utiliza proporțional mai mult din anumite inputuri și mai puțin din altele. Combinația de factori de producție utilizați depinde, printre altele, de practicile de gestionare și de mediul de operare.

La fel ca și alte autorități de reglementare, ANRE efectuează analize ale cheltuielilor de investiții pentru a examina eficiența planurilor de investiții propuse. Revizuirile capex au ca scop contracararea stimulentele negative pentru OST de a-și supraestima proiecțiile de investiții pentru a-și crește RAB permis și, prin urmare, veniturile pentru perioada de reglementare. Temerea respingerii sau parțial respingerii costurilor de capital ale investițiilor în cadrul procesului de revizuire are ca scop să încurajeze Transelectrica să planifice și să realizeze investiții eficiente și prudente.⁹

Excluderea de la analiza eficienței în cadrul procesului de revizuire a cheltuielilor de investiții are ca scop scutirea de costuri a unor proiecte de investiții specifice și garantarea recunoașterii acestora. Lista investițiilor scutite poate fi definită de ANRE în coordonare cu Transelectrica și ar trebui să includă proiectul selectat pentru consolidarea rețelei de transport (de exemplu, investiții în linii/transformatoare, echipamente pentru gestionarea puterii reactive) și măsurile de flexibilitate (de exemplu, clasificarea dinamică, defazoare) necesare pentru a se adapta la penetrarea planificată a SER. Costurile investițiilor exceptate vor fi considerate costuri necontrolabile și, prin urmare, vor fi recunoscute integral în baza de active de reglementare.

6.2.4 Investiții în inovare

Investițiile în inovare sunt în mod inherent riscante, iar revizuirile severe ale reglementărilor pot descuraja întreprinderile să investească dacă acestea rămân expuse la riscurile de scădere ale investiției, dar nu beneficiază de avantajele de creștere. În plus, beneficiile individuale ale societăților care investesc în inovare ar putea fi mai mici decât se preconizează și/sau costurile pot fi mai mari decât se estimează, ceea ce ar putea duce la riscuri negative pentru acestea.

De exemplu, dacă investiția nu este inclusă în RAB, nu va putea genera un randament reglementat pentru companie. În schimb, compania va trebui să acopere costurile prin creșterea eficienței. Pe de altă parte, chiar dacă costurile investiției sunt incluse în RAB, durata de timp în care acestea rămân în RAB poate crea o descurajare, în funcție de modul în care este amortizat activul. De exemplu, investițiile în inovare pot fi amortizate pe o perioadă mai scurtă decât activele de bază ale întreprinderii, din cauza probabilității de obsolescență tehnologică.

⁹ Astfel de stimulente sunt necesare pentru a compensa avantajele de informare ale Transelectrica cu privire la eficiența viitoare a investițiilor propuse. Prin obligarea entităților de a accepta consecințele deciziilor sale de investiții, probabilitatea ca Transelectrica să facă investiții ineficiente este, prin urmare, diminuată.

Prin urmare, ANRE ar putea lua în considerare utilizarea unor stimulente explicite pentru inovare¹⁰ ca parte a cadrului de reglementare, deoarece acest lucru facilitează dezvoltarea și conduce la îmbunătățirea proceselor și a aplicării tehnologiei în sistemul de transport. ANRE ar trebui să stabilească obiective clare și criterii de calificare pentru proiectele care ar face obiectul stimulentei pentru inovare. De exemplu, pot fi oferite stimulente pentru inovare pentru o tehnologie sau o practică operațională nouă sau nedovedită, direct legată de investițiile în consolidarea rețelei de transport și în măsurile de flexibilitate necesare pentru a face față penetrării planificate a SER. Proiectele de inovare ar trebui să se refere la dezvoltarea și cercetarea într-un domeniu sau tehnologie care ar putea contribui la atingerea anumitor obiective legate de penetrarea SER.

Stimulentele pentru inovare pot fi încorporate în cadrul de reglementare prin utilizarea unei indemnizații speciale. Alocația s-ar baza pe o proporție din veniturile permise. Acest lucru ar putea fi aplicat pentru proiectele de cercetare și dezvoltare la scară mai mică care se califică pentru această indemnizație. Transelectrica ar trebui să depună o cerere oficială pentru a utiliza această indemnizație și să prezinte ANRE proiectele și beneficiile potențiale. Alocația pentru inovare/decarbonare poate fi pusă în aplicare prin alocarea unui anumit buget (de exemplu, un anumit procent din veniturile permise) pentru Transelectrica pentru investiții în proiecte de tip inovator, sub rezerva aprobării de reglementare și a criteriilor de calificare. Tratatamentul de reglementare al activelor ar intra în RAB, ar face obiectul unei deduceri pentru depreciere pe baza duratei de viață specificate a activelor și a randamentului de reglementare în condițiile stabilite în cadrul general de reglementare.

6.2.5 Sisteme generice de stimulare

Mai jos prezentăm două abordări suplimentare care sunt adesea aplicate de autoritățile de reglementare pentru a încuraja investițiile.

6.2.5.1 Scheme de report al eficienței

Spre sfârșitul fiecărei perioade de reglementare, controlul prețurilor va trebui să fie resetat pentru următoarea perioadă de reglementare. Controlul prețurilor poate fi resetat prin mutarea venitului permis la nivelul costurilor predominante în anul de bază. Astfel, compania reglementată păstrează profiturile rezultate din îmbunătățirea eficienței (peste obiectivele de eficiență încorporate în venitul permis) până la sfârșitul perioadei de reglementare, când câștigurile sunt transferate clienților prin prețuri mai mici.

ANRE ar putea lua în considerare posibilitatea de a nu impune o realiniere imediată și de a stabili, în schimb, o traiectorie a veniturilor care să includă câștigurile de eficiență pe durata următoarei perioade de reglementare (reportarea eficienței). În acest caz, OST va putea să se bucure de profiturile obținute din creșterile de eficiență pentru o perioadă mai lungă de timp, ceea ce va consolida stimulentele pentru realizarea de economii de eficiență. Pe de altă parte, cu cât este mai mare cota pe care OST este autorizat să o rețină, cu atât mai mult vor trebui să aștepte clienții înainte ca beneficiile economiilor de eficiență să le fie transferate către aceștia.

¹⁰ O trăsătură notabilă a Marii Britanii, care are deja o lungă tradiție în domeniul reglementării energiei, este îmbunătățirea continuă a abordărilor sale de reglementare pentru a lua în considerare schimbările și dezvoltarea sectorului energetic. Ca parte a cadrului său actual - RIIO (venituri = stimulente + inovare + rezultate), Ofgem a introdus stimulente specifice pentru inovare ca parte a unui "stimulent pentru inovare". Scopul acestei abordări este de a oferi stimulente pentru a impulsiona inovarea necesară pentru a furniza o rețea energetică durabilă. Există două mecanisme prevăzute în cadrul stimulentei de inovare. Acestea sunt indemnizația pentru inovare în rețea (Network Innovation Allowance - NIA) și concursul pentru inovare în rețea (Network Innovation Competition - NIC). Alocația pentru inovare în rețea (NIA) este o alocație anuală fixă care permite operatorilor de rețea reglementați o oportunitate de finanțare de 0,5-1% din venituri pentru a fi cheltuite pentru proiecte de inovare, 90% din această sumă putând fi recuperată prin intermediul mecanismului de stimulare. NIA finanțează proiecte de cercetare, dezvoltare și demonstrație la scară mai mică și poate acoperi toate tipurile de inovare, inclusiv cea comercială, tehnologică și operațională. Spre deosebire de NIC, AIN nu se concentrează exclusiv pe proiecte inovatoare cu potențiale beneficii de mediu și cu emisii reduse de dioxid de carbon.

Termenul "reportarea eficienței" este utilizat pentru a descrie orice mecanism de reglementare utilizat pentru a raporta toate sau o parte din câștigurile de eficiență de la o perioadă de reglementare la următoarea. Aceasta ar trebui să consolideze stimulentele pentru ca Transelectrica să urmărească creșterea eficienței.

6.2.5.2 Sisteme cu scară glisantă

Scalele glisante, sau mecanismele de partajare, așa cum mai sunt denumite, stabilesc stimulente pentru ca societățile reglementate să atingă anumite obiective de reglementare, prin împărțirea beneficiilor și costurilor rezultate din depășirea sau nerealizarea acestor obiective între societate și clienți, în conformitate cu o regulă prestabilită.

În cadrul acestor sisteme, ANRE poate stabili un nivel țintă specific pentru elemente de cost, cum ar fi reducerea costurilor de investiții (și de exploatare). În cazul în care Transelectrica poate atinge acest nivel-țintă într-un interval predefinit, beneficiile sau costurile aferente acestui element sunt recunoscute de către autoritatea de reglementare în întreaga lor măsură. În cazul în care acest interval este depășit sau nu este atins, beneficiile sau costurile sunt împărțite între companie și utilizatori. Nivelurile de partajare sunt completate de un nivel maxim și minim (plafon sau podea) peste sau sub care toate costurile sunt acoperite de companie, respectiv de utilizatori.

6.3 Principalele opțiuni de finanțare

Conform Planului național integrat pentru energie și climă 2021-2030, România ar trebui să dezvolte capacități suplimentare de energie regenerabilă pentru a atinge o cotă de energie regenerabilă de 30,7% până în 2030. Pentru atingerea acestui obiectiv, finanțarea externă joacă, de asemenea, un rol important (pe lângă finanțarea internă generată de tarifele de transport și de interconectare) pentru a sprijini realizarea proiectelor de investiții în consolidarea și flexibilizarea rețelei. Mai jos abordăm mai multe opțiuni de finanțare cheie pentru investițiile în transport, printre care se numără, *printre altele*:

- Împrumuturi bancare
- Obligațiuni corporative
- Facilități UE
 - Rețele transeuropene pentru energie
 - Fonduri structurale
 - Programul Invest EU
 - Fondul de modernizare

6.3.1 Împrumuturi bancare

Transelectrica a construit relații puternice cu băncile comerciale locale și cu instituțiile financiare internaționale (BIRD, BERD, BEI). O parte substanțială a programelor de investiții implementate de companie în ultimii 16 ani a fost finanțată prin împrumuturi atrase din sistemul bancar. În prezent, există, de asemenea, un interes considerabil din partea instituțiilor de credit pentru participarea la programe de finanțare a proiectelor de investiții în infrastructură. Astfel de proiecte de infrastructură în sectorul

energiei electrice reprezintă unul dintre principalele domenii vizate pentru finanțare (a se vedea mai jos excursurile politicii de creditare a BEI).

Excursus Politica de creditare a BEI

În noiembrie 2019, Banca Europeană de Investiții (BEI) a adoptat o nouă politică de creditare în domeniul energiei. Până la sfârșitul anului 2021, BEI va renunța treptat la finanțarea proiectelor energetice bazate pe combustibili fosili tradiționali, inclusiv gazele naturale. În mod specific, politica de creditare în domeniul energiei solicită:

- Deblocarea investițiilor în eficiență energetică
- Decarbonarea aprovizionării cu energie
- Sprijinirea tehnologiilor inovatoare cu emisii reduse de carbon
- Investiții într-o infrastructură mai sigură

BEI va continua să sprijine investițiile în rețelele naționale de energie electrică, inclusiv obiectivul de interconectare convenit pentru 2030 (de exemplu, 15% din capacitatea instalată pentru 2030). În plus, BEI va căuta să acorde prioritate investițiilor care sporesc flexibilitatea rețelei. În ceea ce privește decarbonizarea aprovizionării cu energie, BEI se va angaja să sprijine integrarea proiectelor de energie regenerabilă și o bună cooperare regională.

6.3.2 Emisiune de obligațiuni corporative

Emisiunea de obligațiuni pe piețele locale sau internaționale constituie o alternativă la finanțarea programului de investiții care are o durată și un cost de finanțare fix pentru întreaga perioadă.¹¹ Transelectrica a utilizat deja obligațiuni corporative ca parte a datoriei externe din structura sa de capital. Pentru viitor, înțelegem că societatea a luat în considerare lansarea unui program de obligațiuni corporative de tip Medium-Term Notes (MTN)¹², luând în considerare opțiunea de a se împrumuta în valută pe piețele internaționale, cum ar fi Londra și Paris.

6.3.3 Facilități de finanțare UE

Secțiunile de mai jos explică facilitățile UE care se concentrează asupra infrastructurii energetice din UE. Acestea acoperă rețelele transeuropene de energie (TEN-E), fondurile structurale și programul InvestEU.

6.3.3.1 Rețelele transeuropene pentru energie (TEN-E)

Rețelele transeuropene de energie (TEN-E) este o politică axată pe conectarea infrastructurii energetice a țărilor UE. În cadrul acestei politici, au fost identificate nouă coridoare prioritare și trei domenii tematice prioritare.

¹¹ Împrumutatul (emitentul) emite o obligațiune care include termenii împrumutului, plățile de dobândă care vor fi efectuate și momentul la care fondurile împrumutate (principalul obligațiunii) trebuie rambursate (data scadenței). Plata dobânzii (cuponul) face parte din randamentul pe care deținătorii de obligațiuni îl obțin pentru că și-au împrumutat fondurile către emitent. Rata dobânzii care determină plata se numește rata cuponului.

¹² MTN-urile corporative reprezintă un program de îndatorare care este utilizat de o societate pentru a sprijini stabilirea unor fluxuri de numerar stabile provenite din emisiunile sale de datorie. Cu alte cuvinte, acesta permite unei companii să își adapteze emisiunea de titluri de creanță pentru a răspunde nevoilor sale de finanțare.



UE ajută țările din coridoarele prioritare și din zonele tematice prioritare să colaboreze pentru a dezvolta rețele energetice mai bine conectate și oferă finanțare pentru noi infrastructuri energetice. În ultimii zece ani, UE a îmbunătățit infrastructura energetică transfrontalieră prin intermediul rețelelor transeuropene pentru energie (TEN-E). 95 de proiecte de infrastructură energetică - cunoscute sub numele de proiecte de interes comun - au primit o finanțare de 4,7 miliarde de euro în cadrul bugetului UE prin intermediul mecanismului Conectarea Europei (CEF).

România face parte din coridorul prioritar de energie electrică nr. 3 "Interconexiuni electrice nord-sud în Europa Centrală și de Est și în Europa de Sud-Est (NSI East electricity): Interconexiuni și linii interne în direcțiile Nord-Sud și Est-Vest pentru a finaliza piața internă și a integra producția din surse regenerabile. Cele trei domenii tematice prioritare, care se referă la întreaga UE, includ implementarea rețelelor inteligente, autostrăzile electrice și o rețea transfrontalieră de dioxid de carbon.

6.3.3.2 Fonduri structurale

Fondurile structurale includ Fondul European de Dezvoltare Regională (FEDR) și Fondul de Coeziune (FC). Programele legate de aceste fonduri reprezintă o responsabilitate partajată între Comisia Europeană și autoritățile naționale și regionale din statele membre.

Toate regiunile și statele membre ar trebui să concentreze sprijinul pe o Europă mai competitivă și mai inteligentă (Obiectivul de politică 1, PO1) și pe o tranziție mai ecologică, cu emisii reduse de dioxid de carbon către o economie cu emisii nete de dioxid de carbon zero și o Europă rezilientă (Obiectivul de politică 2, PO2), prin intermediul mecanismului cunoscut sub numele de "concentrare tematică". În mod specific, mecanismul ar trebui să funcționeze după cum urmează:

- Toate regiunile și statele membre (SM) ar trebui să concentreze cel puțin 30% din alocarea lor pentru PO2.
- Regiunile sau statele membre mai dezvoltate ar trebui să aloce cel puțin 85% din alocarea lor pentru PO1 și PO2.
- Regiuni de tranziție sau SM cu cel puțin 40% la PO1
- Regiuni mai puțin dezvoltate sau SM cu cel puțin 25% la PO1.

PO2 este cel mai relevant pentru sectorul energetic. Acest obiectiv promovează o Europă mai ecologică și cu emisii reduse de dioxid de carbon prin promovarea unei tranziții energetice nepoluante și echitabile, a investițiilor ecologice, a economiei circulare, a adaptării la schimbările climatice și a prevenirii și gestionării riscurilor. Obiectivele specifice ale FEDR/CF în cadrul PO2 sunt următoarele:

- să promoveze eficiența energetică și reducerea gazelor cu efect de seră
- să promoveze producția de energie regenerabilă
- să dezvolte sisteme energetice inteligente, rețele și sisteme de stocare în afara TEN-E
- să prevină și să abordeze riscurile legate de schimbările climatice și riscurile naturale (inundații, secetă, incendii de pădure, alunecări de teren, cutremure) în conformitate cu prioritățile naționale stabilite și în cadrul coordonării și cooperării transfrontaliere și transnaționale.

Sunt propuse mai multe programe operaționale, în cadrul cărora va fi administrat bugetul alocat României pentru perioada 2021-2027. Lista acestor programe operaționale este prezentată mai jos:

- Programul operațional Dezvoltare durabilă

- Programul operațional Creștere inteligentă și digitalizare
- Programe operaționale regionale (puse în aplicare la nivel regional)

Programul operațional Just Transition.

6.3.3.3 Programul InvestEU

Programul InvestEU sprijină investițiile durabile, inovarea și crearea de locuri de muncă în Europa. Acesta își propune să declanșeze investiții publice și private suplimentare în valoare de peste 372 de miliarde EUR în perioada 2021-27 prin intermediul unei garanții de 26,2 miliarde EUR de la bugetul UE. Acesta va reuni Fondul european pentru investiții strategice și alte 13 instrumente financiare ale UE. Programul InvestEU sprijină următoarele patru domenii de politică principale:

- Infrastructură durabilă
 - Transporturi, în special moduri de transport nepoluante și durabile, transport multimodal, siguranță rutieră, reînnoirea și întreținerea infrastructurii feroviare și rutiere.
 - Energie, în special energie regenerabilă, eficiență energetică și proiecte de renovare a clădirilor axate pe economiile de energie și pe integrarea clădirilor într-un sistem conectat de surse de energie, stocare, digital și transport, îmbunătățind nivelurile de interconectare a infrastructurii energetice.
 - Conectivitatea și accesul la tehnologia digitală, inclusiv în zonele rurale
 - Aprovizionarea și prelucrarea materiilor prime, spațiul, oceanele, apa, inclusiv căile navigabile interioare, gestionarea deșeurilor în conformitate cu ierarhia deșeurilor și economia circulară.
 - Natura și alte infrastructuri de mediu
 - Patrimoniu cultural, turism
 - Echipamente, active mobile și implementarea de tehnologii inovatoare care contribuie la obiectivele de mediu, de reziliență climatică sau de durabilitate socială ale UE și care respectă standardele de durabilitate socială sau de mediu ale UE.
 - Cercetare, inovare și digitalizare
- Activități de cercetare, dezvoltare de produse și inovare
- IMM-uri
- Investiții sociale și competențe

6.3.4 Fondul de modernizare (MF)

Fondul de modernizare este un program de finanțare dedicat pentru a sprijini 10 țări UE cu venituri mai mici în tranziția lor către neutralitatea climatică, ajutându-le să își modernizeze sistemele energetice și să își îmbunătățească eficiența energetică. Țările UE beneficiare sunt Bulgaria, Croația, Cehia, Estonia, Ungaria, Letonia, Lituania, Polonia, România și Slovacia. Acesta include investiții de sprijin în stocarea energiei, în generarea și utilizarea surselor regenerabile și în modernizarea rețelelor energetice, inclusiv



a conductelor, a rețelor și a sistemelor de încălzire urbană, precum și în tranziția justă în regiunile dependente de carbon.

Fondul de modernizare are în vedere două tipuri de investiții:

- Investiții prioritare care trebuie să se încadreze în cel puțin un domeniu prioritar, așa cum este definit de Directiva privind sistemul UE de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS), și anume:
 - producerea și utilizarea energiei electrice din surse regenerabile
 - îmbunătățirea eficienței energetice (inclusiv în domeniul transporturilor, al clădirilor, al agriculturii, al deșeurilor, cu excepția eficienței energetice legate de producția de energie care utilizează combustibili fosili solizi)
 - stocarea energiei
 - modernizarea rețelor energetice (inclusiv conductele de încălzire urbană, rețelele de transport al energiei electrice, creșterea interconexiunilor între țările UE)
 - sprijin pentru o tranziție echitabilă în regiunile dependente de carbon din țările UE beneficiare (inclusiv sprijin pentru redistribuirea, recalificarea și perfecționarea lucrătorilor, educație, inițiative de căutare de locuri de muncă și înființare de noi întreprinderi, în dialog cu partenerii sociali).
- Investiții neprioritare care nu se încadrează într-un domeniu prioritar, dar care îndeplinesc obiectivele Fondului de modernizare și demonstrează reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Printre exemplele de investiții prioritare se numără rețelele de electricitate care permit investiții în energie regenerabilă, cum ar fi investițiile în rețele; creșterea flexibilității sistemelor de electricitate; investiții care sporesc interconexiunile între statele membre și modernizarea infrastructurii de transport al energiei electrice.

Cea mai mare parte a resurselor Fondului de modernizare (cel puțin 70%) trebuie să fie investită în domeniile prioritare.

Cel puțin 9 proiecte de investiții în linii aeriene de transport, reabilitare de substații și rețele inteligente au fost depuse de Transelectrica pentru a fi finanțate prin Fondul de modernizare.

7 CONCLUZIE

În timpul fazei de inițiere, domeniul de aplicare al proiectului a fost modificat astfel încât DNV să se concentreze în special pe o susținere activă a scenariilor de energie regenerabilă pe termen lung din noua versiune TYNDP în curs de elaborare (2022-2031), în loc de o evaluare retrospectivă, respectiv o revizuire a ultimei versiuni TYNDP publicate în România (2020-2029).

Proiectul a început cu compararea scenariilor NECP vs. TYNDP. S-a demonstrat că, pentru scenariul TYNDP 2031, Transelectrica a respectat în mare măsură puterea instalată prevăzută în NECP, în special în ceea ce privește energia regenerabilă instalată (ținând cont de orizonturile de timp ușor diferite 2030/2031). Cu toate acestea, în cadrul scenariului TYNDP 2031, Transelectrica a luat în considerare o centrală nucleară de 2 630 MW în loc de 1 975 MW (NECP 2030) din cauza unei cereri concrete de conectare la rețea. În ceea ce privește centralele hidroelectrice, Transelectrica a luat în considerare pentru TYNDP 2031 doar 6 421 MW în loc de 7 593 MW (NECP 2030), în lipsa unei cereri de conectare la rețea pentru energia hidroelectrică, în special în lipsa unei cereri de 1 000 MW pentru centralele cu acumulare prin pompare, așa cum s-a considerat în ultima versiune a TYNDP pentru 2029.

O parte importantă a proiectului a fost dedicată analizelor de flux de sarcină și de contingență. În prima etapă, modelele de rețea TYNDP și scenariile de generare și de încărcare reflectate au fost verificate pentru modelele de rețea primite de la Transelectrica. În etapa următoare, producția PP a fost modificată pentru a reflecta o penetrare mai mare a SER. În timp ce ipoteza Transelectrica privind alimentarea simultană cu energie solară fotovoltaică de maximum 65% nu a fost modificată, alimentarea simultană cu energie eoliană a fost majorată masiv de la 20% la maximum 85%.

Ipoteza de reducere la zero a întregii producții convenționale (cu excepția centralelor nucleare) și a producției de energie hidroelectrică a fost luată, într-adevăr, pentru a reflecta un scenariu critic, extrem. Această ipoteză a fost intens discutată în cadrul echipei de proiect DNV. În cele din urmă, în lipsa ordinii de merit și a modelului de piață pentru țările învecinate (care ar putea avea, de asemenea, o producție de vârf de energie regenerabilă în același timp) în cadrul acestui proiect de studiu, s-a pus accentul pe reflectarea cât mai multor scenarii ecologice pentru România.

În ceea ce privește reducerea inerției în scenariile verzi ale DNV, numărul crescut de unități de centrale nucleare instalate nu va schimba semnificativ contribuția României la inerție. În plus, se poate aștepta ca în viitor, parcurile eoliene să contribuie la răspunsul rapid la frecvență (FFR) ca inerție virtuală, în funcție de cerințele RfG ale Transelectrica. În ceea ce privește furnizarea de FCR, în viitor, se poate aștepta ca și BESS să contribuie în mod semnificativ, la fel ca în Germania, deoarece NECP prevede pentru România până la 400 MW BESS până în 2030.

Ca o altă ipoteză importantă adoptată pentru aceste simulări, s-a considerat că toate parcurile de energie regenerabilă contribuie în mod activ la stabilizarea tensiunii prin controlul Q, răspunzând oricăror valori țintă ale tensiunii Transelectrica pentru barele de distribuție stabilite de dispecerii din camera de control a Transelectrica. În ceea ce privește problemele de tensiune identificate, se așteaptă ca ușoare încălcări să fie rezolvate prin măsuri manuale, iar unele încălcări ar putea fi cauzate și de o modelare imprecisă, în special în ceea ce privește reflectarea comutatoarelor.

Pe baza pregătirilor, au fost efectuate simulări cuprinzătoare ale fluxului de sarcină și ale situațiilor neprevăzute pentru a identifica orice necesitate de măsuri care să permită aceste scenarii ecologice. În cadrul reuniunii de redactare a raportului final, Transelectrica a confirmat că rezultatele simulării DNV sunt rezonabile și nu sunt foarte diferite de alte studii de analiză a scenariilor ecologice. Doar producția convențională (cu excepția centralei nucleare) și producția hidroelectrică redusă la zero sunt ipoteze mai puțin realiste, prin urmare Transelectrica a presupus mai multe exporturi, în timp ce scenariul de bază indică importuri.



În ceea ce privește rezultatele simulării OHL, au fost monitorizate nivelurile de tensiune 380, 220 și 110 kV, în timp ce măsurile de identificare au fost limitate la nivelul EHV (adică 380 și 220 kV). Transelectrica a confirmat în cadrul ședinței de întocmire a raportului final că acestea sunt conform așteptărilor, prin urmare Transelectrica a luat deja în considerare o serie de consolidări și a informat DNV în consecință, astfel încât aceste informații de intrare să fie disponibile în cursul simulărilor de rețea. În ceea ce privește rezultatele simulării legate de transformatoare, DNV a monitorizat încălcările de sarcină a zece transformatoare de 380/110 kV. Toate aceste încălcări se situează sub nivelul de supraîncărcare admisibil de 20% și, prin urmare, DNV nu a sugerat nicio măsură. Cu toate acestea, unele inexactități ar putea fi cauzate, de exemplu, de o reflexie imprecisă a transformatorului în modelele de rețea furnizate, care urmează să fie verificate în continuare de Transelectrica.

DNV a realizat o analiză simplificată a costurilor și beneficiilor (ACB) a măsurilor de investiții identificate, limitată la costurile aferente și la impactul asupra contribuției energiei electrice din surse regenerabile la penetrarea verde pentru România. Ca rezultat, ACB arată un CapEX limitat de 15,7 milioane de euro cu un OpEX anual de 310 k€ pentru toate măsurile legate de EHV identificate. În timp ce CapEx-ul necesar pentru consolidarea rețelei de transport pare scăzut, trebuie făcute investiții semnificative în infrastructura rețelei de distribuție, inclusiv în cea de 110 kV, care nu a făcut parte din domeniul de aplicare al acestui studiu. Cu toate acestea, beneficiile ar fi un total de energie eoliană de până la 9,9 TWh/a și de energie solară fotovoltaică de până la 3,5 TWh/a, cu condiția ca investițiile necesare în parcurile de energie regenerabilă, precum și în rețeaua electrică (la nivel de transport și distribuție) să fie realizate.

În etapa următoare, DNV a analizat potențialul de flexibilitate și a identificat opțiunile respective. În afară de cele nouă sisteme de protecție specială (SPS) deja identificate și de modelul de rețea considerat ca fiind soluții legate de tensiune în cursul simulărilor fluxului de sarcină și al situațiilor neprevăzute, nicio altă opțiune de flexibilitate nu s-a dovedit a fi benefică. Pe de o parte, nu a fost identificată nicio nevoie de consolidare EHV OHL care să nu fi fost încă reflectată de setul deja planificat de măsuri de consolidare a Transelectrica și, prin urmare, nu a existat nicio oportunitate de instalare a unui sistem DLR (Dynamic Line Rating) sau a unor active de control al fluxului de sarcină. Pe de altă parte, încălcările de sarcină monitorizate pentru 10 transformatoare sunt evaluate ca fiind necritice.

În ultima etapă, DNV a analizat opțiunile financiare și cadrul politic de reglementare pentru România, începând cu o prezentare generală a status quo-ului cadrului de reglementare și a măsurilor politice din România. Au fost explicate diferitele posibilități de finanțare a investițiilor pentru schemele de reglementare, a fost elaborat modul în care scutirea de analiza eficienței, investițiile în inovații și schemele generice de stimulare pot funcționa pentru Transelectrica. Ca opțiuni cheie de finanțare din partea UE, DNV a subliniat împrumuturile bancare, emisiunea de obligațiuni corporative, linia de facilități de finanțare a UE, și anume rețelele transeuropene pentru energie (TEN-E), fondurile structurale și programul InvestEU. În plus, a fost descris principiul fondurilor de modernizare ale UE.

Având în vedere rezultatele DNV, Transelectrica a confirmat faptul că rezultatele DNV reprezintă o contribuție valoroasă, în special pentru pregătirea finală a TYNDP 2022 - 2031.

ANEXĂ: REFERINȚE

- [1] DNV: "REVIEW OF THE ROMANIAN TYNDP - Inception Report", Rev. 1.1, 15 decembrie 2021.
- [2] Transelectrica: "Planul de Dezvoltare a RET perioada 2020 - 2029, www.transelectrica.ro
- [3] Transelectrica: "Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022 - 2031, nepublicat încă
- [4] Guvernul României: "Planul Național Integrat pentru Energie și Climă 2021-2030", aprilie 2020,
https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/ro_final_necp_main_en.pdf
- [5] Regia Autonomă de Electricitate - RENEL: "NORMATIV PENTRU PROIECTAREA SISTEMULUI ENERGETIC NAȚIONAL PE 026-92", 1993
- [6] Operatorii germani de sisteme de transport: "Netzentwicklungsplan Strom 2035, versiunea 2021", 2021, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf
- [7] Departamentul de Energie al SUA, "Dynamic Line Rating", Raport către Congres, iunie 2019.
- [8] Comisia Europeană, "Proiect de aviz al Comisiei",
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2015-11/2015_117_transelectrica_en_0.pdf, 2015.



DNV

Condusă de scopul nostru de a proteja viața, proprietatea și mediul înconjurător, DNV permite organizațiilor să avanseze în ceea ce privește siguranța și durabilitatea activității lor. Oferim servicii de asigurare tehnică și clasificare, împreună cu software și servicii de consultanță de experți independenți pentru industriile maritime, petroliere și energetice. De asemenea, furnizăm servicii de certificare clienților dintr-o gamă largă de industrii. Activând în peste 100 de țări, cei 12.700 de profesioniști ai noștri sunt dedicați să ajute clienții noștri să facă lumea mai sigură, mai inteligentă și mai ecologică.