

## **Proiect de Ordin**

**privind aprobarea documentului „Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia și ipotezele ce vor fi utilizate în procesul de revizuire a zonei de ofertare și la configurațiile alternative ale zonei de ofertare care vor fi avute în vedere în conformitate cu prevederile art. 14 alin (5) din Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică”**

Având în vedere prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare), ale art. 36 alin. (7) lit. q) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, precum și solicitarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. nr. 44969/29.10.2019, înregistrată la Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei cu nr. 94505/30.10.2019,

în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. d) și ale art. 9 alin. (1) lit. i) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare,

**președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următorul  
ORDIN**

**Art. 1.** - Se aprobă documentul „Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia și ipotezele ce vor fi utilizate în procesul de revizuire a zonei de ofertare și la configurațiile alternative ale zonei de ofertare care vor fi avute în vedere în conformitate cu prevederile art. 14 alin (5) din Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică”, prevăzut în anexa la prezentul ordin.

**Art. 2.** - Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” - S.A. duce la îndeplinire prevederile documentului prevăzut la art. 1, iar entitățile organizatorice din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor acestuia.

**Art. 3.** - Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

**Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,  
Dumitru CHIRIȚĂ**

**Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia și ipotezele ce vor fi utilizate în procesul de revizuire a zonei de ofertare și la configurațiile alternative ale zonei de ofertare care vor fi avute în vedere în conformitate cu prevederile art. 14 alin (5) din Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică\***

**Toți operatorii de transport și de sistem, având în vedere următorul Preambul**

(1) Prezentul document constituie propunerea comună elaborată de către toți Operatorii de Transport și Sistem (numiți în continuare „OTS“) în ceea ce privește metodologia și ipotezele ce vor fi utilizate în procesul de revizuire a zonei de ofertare și la configurațiile alternative ale zonei de ofertare ce vor fi avute în vedere conform prevederilor art. 14 alin. (5) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare) (denumit în continuare „Regulamentul IME“). Prezenta propunere este denumită în continuare „Metodologia de revizuire a BZ“.

(2) Metodologia de revizuire a BZ are în vedere principiile și obiectivele generale stabilite în Regulamentul IME și în Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare „Regulamentul CACM“).

(3) Metodologia de revizuire a BZ permite definirea zonelor de ofertare în așa fel încât să se asigure lichiditatea pieței, o gestionare eficientă a congestiilor și eficiența globală a pieței conform prevederilor din preambul (19) al Regulamentului IME.

---

\* „Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia și ipotezele ce vor fi utilizate în procesul de revizuire a zonei de ofertare și la configurațiile alternative ale zonei de ofertare care sunt avute în vedere în conformitate cu prevederile art. 14 alin (5) din Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică” reprezintă traducerea din limba engleză în limba română a documentului „All TSOs proposal for the methodology and assumptions that are to be used in the bidding zone review process and for the alternative bidding zone configurations to be considered in accordance with Article 14(5) of Regulation (EU) 2019/943 of the European parliament and of the Council of 5th June 2019 on the internal market for electricity”, elaborat în comun de către toți operatorii de transport și de sistem și transmis spre aprobare autorităților naționale de reglementare în conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare).

- (4) Metodologia de revizuire a BZ are la bază congestiile structurale conform prevederilor art. 14 alin. (5) din Regulamentul IME.
- (5) Metodologia de revizuire a BZ pune în balanță necesitatea promptitudinii și considerațiile de ordin practic, conform prevederilor art. 14 alin. (10) din Regulamentul IME, ponderând cerința prevăzută la art. 14 alin. (5) astfel încât Regulamentul IME să ia în considerare congestiile structurale care nu se estimează a putea fi eliminate în următorii trei ani, având în vedere progresul tangibil al proiectelor de dezvoltare a infrastructurii estimate a se realiza în următorii trei ani, prin disponibilitatea datelor de intrare pentru revizuirea BZ precum și prin posibilitatea ca statele membre să opteze pentru un plan de acțiuni în scopul eliminării congestiilor structurale din cadrul zonei lor de ofertare până la 31 decembrie 2025 conform prevederilor art. 15 alin. (2) din Regulamentul IME.
- (6) Metodologia de revizuire a BZ este propunerea comună a tuturor OTS relevanți luând în considerare caracteristicile regionale.

**Înaintează tuturor autorităților naționale de reglementare următoarea propunere privind metodologia de revizuire a zonei de ofertare:**

## **Articolul 1**

### **Obiect și domeniu de aplicare**

(1) Metodologia de revizuire a BZ este propunerea comună a tuturor OTS relevanți, în conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul IME.

(2) Metodologia de revizuire a BZ definește metodologia și ipotezele ce vor fi utilizate în revizuirea zonei de ofertare și pentru configurațiile alternative ale zonei de ofertare ce vor fi luate în considerare.

## **Articolul 2**

### **Definiții și interpretări**

(1) În înțelesul Metodologiei de revizuire a BZ, termenii utilizați au semnificația definițiilor prevăzute la art. 2 din Regulamentul IME și la art. 2 din Regulamentul CACM.

(2) În prezenta Metodologie de revizuire a BZ se utilizează următoarele abrevieri:

- a) ACER: Agenția pentru Cooperare Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei;
- b) BZ: zonă de ofertare;
- c) BZR: revizuirea zonei de ofertare;
- d) BZRR: regiune de revizuire a zonei de ofertare;
- e) CCR: regiunea de calcul al capacității;
- f) CACM: Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- g) CGM: modelul comun de rețea;
- h) CNE: element critic din rețea;
- i) CNEC: element critic din rețea și contingență;
- j) FRM: marja de fiabilitate a fluxului;
- k) GSK: mecanisme de modificare a generării;
- l) HHI: indice Herfindahl-Hirschman;
- m) HVDC: element de rețea de înaltă tensiune în curent continuu;
- n) LF&SA: sarcină-flux și analiza siguranței;
- o) LMP: preț marginal în funcție de amplasament;
- p) LODF: factori de distribuție aferenți retragerii din exploatare a liniei;
- q) MACZT: marjă disponibilă pentru comerțul interzonal;
- r) NTC: capacitate netă de transport;

- s) PECD: bază de date paneuropeană pentru climă;
  - t) PEMMDB: bază de date paneuropeană pentru modelarea pieței;
  - u) PST: transformator schimbător de fază;
  - v) PTDF: factor de distribuție ai puterii transferate;
  - w) RAM : marjă rămasă disponibilă;
  - x) TSO: operator de transport și sistem;
  - y) TYNDP: Plan de dezvoltare a rețelei pe zece ani.
- (3) În Metodologia de revizuire a BZ, următorii termeni sunt definiți după cum urmează:
- a) ‚Regiune de revizuire a zonei de ofertare’ înseamnă regiunea ce constituie un set de zone de ofertare pentru care urmează să se efectueze o revizuire colectivă a zonei de ofertare;
  - b) ‚Element critic din rețea și contingență’ înseamnă un element critic de rețea (CNE) asociat cu o contingență, utilizat la calculul capacității. În scopul prezentei metodologii termenul CNEC acoperă și cazul în care un CNE este utilizat în calculul capacității fără o contingență precizată;
  - c) ‚Evaluare prin expert’ înseamnă o metodă de definire a configurațiilor alternative ale zonei de ofertare pe baza unei selecții de configurații definite ex-ante, care cuprind separarea sau comasarea zonelor de ofertare existente. Dat fiind că aceste configurații sunt definite de către OTSs în cauză, pe baza evaluării lor experte (folosind analiza cantitativă pentru a-și susține opțiunea), ele sunt numite configurații de expert;
  - d) ‚Energie nelivrată’ înseamnă MWh lipsă până la realizarea producerii anuale.
  - e) ‚Energie preconizată a nu fi livrată’ înseamnă MWh estimați lipsă de la îndeplinirea producerii anuale.
  - f) ‚Marja de fiabilitate a fluxului’ înseamnă marja de fiabilitate definită la art. 2 pct. (14) din Regulamentul CACM aplicată unui CNE;
  - g) ‚Estimarea pierderii de consum’ înseamnă orele previzionate fără alimentare, pe an.
  - h) ‚MACZT’ înseamnă marja disponibilă pentru comerțul interzonal, adică acea porțiune din capacitatea unui CNEC disponibilă pentru tranzacții între zone;
  - i) ‚Evaluare prin model’ înseamnă o metodă de definire a configurațiilor alternative pentru zona de ofertare pe baza unui model (metoda greenfield). Aceasta are două etape: în prima se simulează un model nodal al pieței (prețul marginal de amplasament) iar în a doua etapă nodurile sunt grupate spre a constitui zona de ofertare;

- j) ‚Capacitatea netă de transport’ înseamnă capacitatea interzonală calculată prin metoda (coordonată) de calcul al capacității nete de transport, definită la art. 2 pct. (8) din Regulamentul CACM;
  - k) ‚Factori de distribuție ai puterii transferate’ înseamnă un indicator care descrie impactul poziției nete a unei zone de ofertare sau al unui schimb comercial dintre două zone de ofertare asupra unui CNEC;
  - l) ‚Marja rămasă disponibilă’ înseamnă marja unui CNEC pentru unitatea de timp a pieței avută în vedere la calculul capacității.
  - m) ‚Marja rămasă de capacitate’ înseamnă diferența dintre capacitatea de producere maxim disponibilă și consumul orar maxim pe oră.
  - n) ‚Beneficiu bănesc’ înseamnă beneficiul social pe care se estimează că îl va atrage configurarea alternativă a zonei de ofertare, exprimat în euro în ce privește configurația status-quo, având în vedere și impactul amendamentelor zonei de ofertare, pe cât posibil, prin valoarea lor economică.
- (4) În Metodologia de revizuire a BZ, cu excepția cazului în care se impune diferit în context:
- a) singularul face referire și la plural, și vice versa;
  - b) anteturile sunt incluse doar în scopuri informative și nu afectează interpretarea Metodologiei de revizuire a BZ; și
  - c) orice referințe la legislație, regulamente, directive, ordine, instrumente, coduri sau orice alte acte legislative includ orice modificare, completare sau repromulgare în vigoare la momentul respectiv;
  - d) orice referință la un articol fără indicarea unui document, înseamnă că face referire la Metodologia de revizuire a BZ.

### **Articolul 3**

#### **Prezentare generală a procesului de revizuire a zonei de ofertare**

- (1) OTS din fiecare Regiune de revizuire a zonei de ofertare (denumită în continuare „BZRR“) efectuează revizuirea zonei de ofertare care constă în următoarele etape:
- a) definirea scenariilor și a ipotezelor exacte, luate în considerare de către OTS din fiecare BZRR, pentru elementele nedefinite încă prin prezenta Metodologie de revizuire a BZ;
  - b) efectuarea secvenței de simulare descrisă la art. 6 din Metodologia de revizuire a BZ în conformitate cu aceste scenarii și ipoteze;

- c) evaluarea criteriilor care descriu performanța configurațiilor ce rezultă din secvența de simulare conform prevederilor art. 13 din Metodologia de revizuire a BZ;
- d) elaborarea și publicarea unei recomandări finale privind menținerea sau modificarea zonelor de ofertare din BZRR.

#### **Articolul 4**

#### **Configurații**

(1) Revizuirea BZ se elaborează la nivel regional de către OTS din fiecare BZRR.

(2) Următoarele BZRR și BZ avute în vedere la revizuirea BZ:

- a) **BZRR Europa Centrală** cuprinde zonele de ofertare: Franța, Belgia, Olanda, Germania/Luxemburg, Austria, Republica Cehă, Polonia, Slovacia, Ungaria, Slovenia, Croația, România, Danemarca 1, Elveția și Italia 1 (Nord);
- b) **BZRR Nordică** cuprinde zonele de ofertare: Finlanda, Suedia 1, Suedia 2, Suedia 3, Suedia 4, Norvegia 1, Norvegia 2, Norvegia 3, Norvegia 4, Norvegia 5 și Danemarca 2;
- c) **BZRR sud-estul Europei** cuprinde zonele de ofertare: Bulgaria și Grecia;
- d) **BZRR Italia Centrală și de sud** cuprinde zonele de ofertare: Italia 2 (Cnor), Italia 3 (Csud), Italia 4 (Sud), Italia 5 (Sici), Italia 6 (Sard) și Italia 7 (Rosn/Cala);
- e) **BZRR Peninsula Iberică** cuprinde zonele de ofertare: Spania și Portugalia;
- f) **BZRR Baltică** cuprinde zonele de ofertare: Estonia, Letonia și Lituania;
- g) **BZRR Irlanda** cuprinde zona de ofertare: Piața unică de energie electrică a Irlandei;
- h) **BZRR Regatul Unit** cuprinde zona de ofertare: Marea Britanie.

(3) OTS dintr-o BZRR transmit un set de configurații ale zonei de ofertare pentru BZRR proprie, ce vor fi utilizate în procesul de BZ. Aceste seturi de configurații conțin configurația curentă a BZ (numită și configurația status quo) drept configurație standard și configurațiile alternative suplimentare.

(4) În cazul în care se transmite justificare suficientă privind absența congestiilor structurale care au impact asupra zonelor de ofertare vecine având în vedere aplicabilitatea criteriului 70% astfel cum este prevăzut la art. 16 alin. (8) al Regulamentului IME, OTS dintr-o BZRR pot transmite doar configurația status quo, sub rezerva aprobării de către toate autoritățile naționale de reglementare. Într-un astfel de caz, OTS din aceste BZRR nu vor investiga configurații alternative în cadrul revizuirii BZ.

(5) Anexele prezentei Metodologii de revizuire a BZ prezintă seturile de configurații ce vor fi utilizate în procesul BZ. Configurațiile au la bază evaluarea expert, evaluarea prin model sau un mixt al acestora.

## **Articolul 5**

### **Scenarii și ipoteze**

(1) **Anul țintă** – în scopul BZR, anul țintă este un an reprezentat în calculele BZR. OTS dintr-o BZRR pot efectua analize de sensibilitate sau pot utiliza modele suplimentare complete pentru alți ani țintă, diferiți de anul de bază definit la alin. (2).

(2) **Anul de bază** - în conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul IME - revizuirea BZ se bazează pe congestiile structurale ce se preconizează că nu pot fi rezolvate în următorii 3 ani de la aprobarea metodologiei (numit în continuare „An de bază”). Setul de date utilizate pentru Anul de bază se fundamentează pe scenariile disponibile TYNDP la momentul elaborării revizuirii BZ.

(3) **Datele din rețea** – pentru Anul de bază, modelul de rețea se bazează pe procesul TYNDP 2020 cel mai recent, având în vedere cel puțin elementele relevante din rețea care funcționează la tensiunea mai mare sau egală cu 220 kV. În cazul în care se analizează și alți ani țintă, se vor elabora modele de rețea și pentru acei ani. Nivelul de detaliere a datelor de rețea poate fi diferit între zonele de ofertare din BZRR și se determină de OTS din BZRR. De asemenea, dacă este oportun, se poate simplifica și modelarea BZ din afara BZRR. Modelul de rețea poate include următoarele ajustări:

- a) OTS pot aplica schimbări topologice în propria rețea, precum închiderea sau deschiderea întreruptoarelor de circuit sau bare, atât timp cât se estimează că aceste ipoteze sunt adecvate pentru revizuirea zonei de ofertare.
- b) în cazul în care un OTS arată că includerea rezultatelor modelului de rețea 220 kV conduce la rezultate mai puțin reprezentative ale modelului, nu este obligatorie includerea rețelei de 220 kV.
- c) în cazul în care unul sau mai mulți OTS dintr-o BZRR consideră că includerea unei părți din rețeaua cu niveluri de tensiune mai mici de 220 kV îmbunătățește modelul, pot fi și acestea incluse.

(4) **Ani meteorologici** – consumul și o serie de tehnologii de producere depind de condițiile climatice care sunt reprezentate în date drept ani meteorologici. Modelul se aplică cel puțin pentru un an meteorologic reprezentativ ce poate fi derivat din procesul de grupare TYNDP. OTS dintr-o BZRR pot aplica modelul și își pot întemeia recomandările finale și pe mai mulți ani meteorologici.

(5) **Datele privind consumul** – datele privind consumul din zonă se bazează pe datele privind cerererea din scenariul „Tendințe naționale” din Baza de date paneuropeană pentru modelarea pieței (denumită în continuare „PEMMDB”) pentru anul țintă relevant.

- a) dat fiind că datele privind consumul depind de vreme, OTS dintr-o BZRR vor aplica modelul cel puțin pentru anul meteorologic definit în alin. (3) din prezentul articol.
- b) datele privind consumul se dezagregă până la nivel nodal conform prevederilor alin. (8).
- c) elasticitatea cererii este reprezentată prin reacția la cerere definită în scenariul ‚Tendințe naționale’ din PEMMDB. Consumul rămas va fi considerat inelastic în privința prețului pieței.

(6) **Datele privind producerea** – datele privind producerea din zonă se bazează pe datele privind producerea din scenariul ‚Tendințe naționale’ din PEMMDB, pentru anul țintă relevant.

- a) datele privind producerea din zonă, precum capacitatea eoliană și solară, sunt dezagregate până la nivel nodal conform prevederilor alin. (8).
- b) datele privind producerea racordată direct la rețeaua modelată, sunt modelate în nodurile corespunzătoare din modelul de rețea.
- c) tehnologiile de producere dependente de condițiile meteorologice au la bază seriile de timp ale potențialului resurselor, generate pentru PEMMDB în Baza de date paneuropeană a climei (PECD) pentru anii meteorologici definiți conform prevederilor alin. (3) din prezentul articol. Se pot folosi și alte surse de date meteo de aceeași calitate sau mai mare.

(7) **Alte ipoteze** – prețurile la combustibil și CO<sub>2</sub> se bazează pe datele colectate pentru procesul TYNDP cel mai recent din anul țintă relevant.

(8) **Dezagregarea la nivel nodal** – pentru a permite analiza zonelor alternative și în vederea cazului opțional al unei analize de prețuri locaționale, datele privind producerea și consumul zonal din PEMMDB vor fi dezagregate la nivel nodal de către OTS care operează acele noduri, conform metodologiei TYNDP. OTS transmit o explicație privind metoda utilizată la dezagregare, în cazul în care nu este conformă cu metodologia TYNDP. Datele privind producerea și consumul din zone cu metodă de modelare simplificată (de ex. zonele din afara BZRR) nu vor fi modelate la nivel nodal, ci vor fi luate în considerare la nivel zonal. Nivelul nodal din prezenta metodologie se înțelege a fi cel al stațiilor de la nivelurile de tensiune reprezentate, conform prevederilor alin. (2). Stațiile de la nivelurile de tensiune nereprezentate în modelul de rețea vor fi agregate către cele mai relevante stații reprezentate în modele.

(9) **Analiza de sensibilitate** – OTS din BZRR pot decide să efectueze analize de sensibilitate suplimentare variind fie datele de intrare, fie infrastructura rețelei. Astfel de analiză suplimentară de sensibilitate nu este obligatorie de efectuat de către OTS dintr-o BZRR.

## **Articolul 6**

### **Secvența de modelare**

(1) În vederea analizării criteriilor prevăzute la art. 13, OTS vor elabora o serie de etape într-un flux consecutiv de modelare pentru a reprezenta tranzacțiile și fluxurile de energie electrică prin rețeaua electrică din BZRR în cadrul scenariului prevăzut la art. 5. Etapele pot fi interne instrumentului de modelare, însă rezultatele sunt disponibile pentru fiecare din ele. Aceste etape cuprind:

- a) în cazul BZRR care utilizează metoda bazată pe flux, cazul de bază NTC și calcule de capacitate pe bază de flux pentru a determina parametrii de flux pentru procesul de cuplare a pieței;
- b) în cazul BZRR care utilizează metoda NTC, calcule de capacitate NTC spre a determina valoarea NTC per graniță și per direcție a BZ pentru procesul de cuplare a pieței;
- c) un algoritm de cuplare a pieței pentru a determina dispecerizarea finală a producerii, bazată pe piață;
- d) calculele sarcină-flux pe baza rezultatelor procesului cuplării pieței pentru a determina fluxurile prin rețeaua electrică;
- e) analiza siguranței în funcționare pentru a determina congestiile din rețeaua de energie electrică;
- f) simularea / analiza redispecerizării pentru a determina volumul de acțiuni de remediere necesare și costurile aferente, astfel cum sunt definite la art. 10;
- g) analiza fluxurilor neinduse de comerțul interzonal pentru a determina efectele configurației zonei de ofertare evaluate pe baza fluxurilor din alte zone de ofertare, cauzate de tranzacții interne.

(2) Modelul este aplicat pentru date la o rezoluție minimă la fiecare a 3-a oră.

(3) La calcule, secvența de modelare utilizează valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică („VOLL“).

## **Articolul 7**

### **Calcululele capacității**

(1) OTS determină capacitățile interzonale pe toate granițele relevante pentru cuplarea pieței. Calculul capacității efectuat în acest scop se poate întemeia pe metoda NTC sau pe cea bazată pe flux.

(2) Alegerea între metoda NTC și metoda bazată pe flux se face pentru fiecare graniță a BZ. În cazul granițelor existente în BZ, dacă este posibil din punct de vedere tehnic, se face conform cu metoda de calcul al capacității prevăzută a se utiliza pe granița dată în anul țintă. În cazul granițelor BZ inexistente,

studiate în configurații, OTS justifică metodologia aleasă. Metodologiile posibile pentru aceste calcule de capacitate sunt descrise în prezentul articol.

(3) Având în vedere nivelul mare al incertitudinii și riscul unei complexități prea mari a fluxului de modelare, OTS se străduiesc să simplifice calculul capacității în comparație cu actualele procese de calcul al capacității. Se urmărește un compromis între precizia rezultatelor și simplificare.

(4) **Regulamentul IME, cerința prevăzută la art. 16** – cerința din Regulamentul IME, privind marjele disponibile pentru comerțul interzonal (70%), se aplică la calculul capacității luând în considerare:

- a) informațiile disponibile la momentul aprobării Metodologiei de revizuire a BZ în ceea ce privește ținta MACZT pe fiecare CNEC, având în vedere orice reduceri ca urmare a planurilor de acțiune aprobate și a derogărilor;
- b) indicațiile prevăzute în Recomandarea ACER din 8 august 2019 privind implementarea MACZT minime conform prevederilor art. 16 alin. (8) din Regulamentul IME sau orice alte indicații sau linii directoare transmise de ANR privind modul de calcul al acestui procent, atât timp cât sunt disponibile într-un interval de timp care permite luarea lor în considerare pentru modelare, de ex. dacă OTS le primesc mai devreme, într-o perioadă rezonabilă;
- c) informațiile disponibile la momentul aprobării Metodologiei de revizuire a BZ despre modul în care diferitele regiuni de calcul al capacității intenționează să implementeze această cerință în metodologia lor;
- d) orice simplificare necesară în scopul revizuirii zonei de ofertare pentru a evita o complexitate prea mare.

(5) **Abordări pentru calculul capacității NTC.** În cazul granițelor unde se alege metoda NTC, precum și pentru calculul cazului de bază NTC din metoda bazată pe flux, OTS aleg dintre metodele prezentate în continuare. Alegerea se explică având în vedere caracteristicile specifice regiunii.

- a) **metoda NTC bazată pe limitele termice.** Prin această metodă, NTC de pe o graniță a BZ se calculează ca raport între suma limitelor termice ale liniilor de conexiune:
  - (i) pe fiecare graniță se calculează suma limitelor termice. Apoi se determină NTC pe fiecare graniță ca procent (x%) din suma limitelor termice.
  - (ii) procentul x este ajustat într-un mod în care să fie obținute rezultatele cele mai apropiate pentru granițele existente, prin procesele curente sau viitoare de calcul al capacității. Această valoare a lui x este apoi aplicată granițelor ipotetice din BZ ce sunt studiate în configurații.
  - (iii) rezoluția de timp a valorilor NTC calculate prin această metodă reflectă rezoluția de timp a limitelor termice ale liniilor de conexiune (de exemplu setări nominale sezoniere).

**b) Metoda NTC pe baza calculelor specifice procesului.** Prin această metodă, OTS calculează NTC printr-o modalitate ce ia în considerare caracteristicile specifice ale CCR abordate și care reflectă practicile curente sau viitoare de calcul al capacității din respectiva CCR. Metoda se bazează pe următoarele principii:

- (i) OTS determină un GSK și o listă de CNEC pentru fiecare zonă de ofertare conform practicilor curente sau viitoare. Se elaborează diferite situații sau schimburi comerciale folosind GSK, iar situațiile de rețea rezultate sunt evaluate folosind listele de CNEC pentru a detecta congestiile. Pentru rezolvarea congestiilor se pot avea în vedere acțiuni de remediere fără costuri.
- (ii) se determină un schimb comercial maxim pe fiecare graniță ce permite siguranță în funcționare (și luând în considerare impactul schimburilor asupra granițelor din BZ vecine). Această valoare maximă poate fi determinată printr-un proces dihotomic. Se poate aplica o marjă de fiabilitate a transportului.
- (iii) acest calcul se efectuează pentru o serie de mărci ale timpului alese de OTS astfel încât să reflecte o gamă reprezentativă de situații posibile de funcționare a rețelei.

**c) Metoda NTC pe baza PTDF.** Prin această metodă se modelează impactul tranzacțiilor interzonale asupra fluxurilor fizice în mod liniar folosind PTDF. Calcularea PTDF are la bază GSK și CNEC, la fel ca și în metoda bazată pe flux, însă luând în considerare tranzacțiile interzonale de-a lungul unei singure granițe. Valorile NTC pe această graniță sunt determinate ca schimb maxim care nu supraîncarcă CNEC incluse în calcul. Se pot avea în vedere acțiuni de remediere necostisitoare pentru a rezolva congestiile.

**d) Metoda NTC pe baza TYNDP** pentru granițele existente. În cazul granițelor existente, acolo unde este oportun și relevant, OTS pot utiliza valorile NTC existente calculate ca parte a procesului TYNDP.

**(6) Metoda bazată pe flux.** Pe granițele pentru care se alege metoda bazată pe flux, se determină datele de intrare pentru calculul capacității în conformitate prevederile alin. (7) (Mecanisme de modificare a generării), alin. (8) (Alegerea CNEC) și alin. (9) (Marjele de fiabilitate a fluxului) din prezentul articol. Valorile NTC din cazul de bază NTC, se calculează printr-una dintre metodele descrise la alin. (5) (Metode de calcul NTC). Pot fi avute în vedere acțiuni de remediere necostisitoare pentru a rezolva congestiile și a optimiza capacitățile calculate prin metoda bazată pe flux. Sunt luate în considerare legăturile interne de înaltă tensiune în curent continuu și cele transfrontaliere de înaltă tensiune în curent

continuu, iar modelarea lor este conformă cu metodologiile de calcul al capacității în măsura în care este posibil din punct de vedere tehnic.

(7) **Mecanisme de modificare a generării.** Mecanismele de modificare a generării sunt alese printr-o metodă conformă cu practicile din CCR relevantă, având în vedere o simplificare considerată necesară în scopul BZR.

(8) **Alegerea CNEC.** Pentru a selecta CNEC, OTS aleg un set de criterii dintre criteriile posibile, prezentate mai jos. Setul de criterii se alege astfel încât să reflecte practicile viitoare sau cu simplificări în conformitate cu prevederile reglementării curente, acolo unde este necesar, în CCR respectivă și le aplică în toate zonele de ofertare considerate în cadrul respectivei CCR. Contingențele pot include generatoare. Criteriile posibile, dintre care se face alegerea, sunt următoarele:

- a) includerea sau excluderea implicită a anumitor niveluri de tensiune;
- b) includerea implicită a tuturor liniilor de întreconexiune;
- c) includerea implicită a tuturor elementelor de rețea direct conectate cu o linie de interconexiune;
- d) excluderea tuturor elementelor neafectate de schimburile interzonale din motive topologice: conexiuni radiale sau elemente de rețea conectate la sistem prin conexiuni radiale;
- e) alegerea CNEC pe bază de PTDF. PTDF se calculează în CCR avută în vedere. Sunt selectate toate CNEC care au cel puțin o valoare PTDF peste un anumit prag (ce va fi determinat și justificat de către OTS, în conformitate cu metodologiile de calcul al capacității);
- f) principiul contingenței dominante. Pentru fiecare CNEC, se păstrează doar contingența (sau contingențele) care conduce la cele mai mari valori ale PTDF în ambele direcții;
- g) principiul definirii celei mai critice limite a siguranței în funcționare.

(9) **Marjele de fiabilitate a fluxului.** Marjele de fiabilitate a fluxului sunt calculate aplicând practicile curente sau viitoare din respectiva CCR.

(10) **Rezultat.** Calculul capacității furnizează următoarele rezultate pentru fiecare marcaj de timp simulat în restul secvenței de simulare:

- a) în cazul granițelor BZ unde se aplică metoda NTC: o valoare NTC per graniță a BZ și per direcție.
- b) în cazul granițelor BZ unde se aplică metoda bazată pe flux: lista de CNEC, PTDF zonali, valorile FRM și RAM pentru aceste CNEC.
- c) pentru toate granițele BZ: lista de acțiuni de remediere necostisitoare aplicate pe parcursul calculului capacității și un model de rețea ce rezultă din implementarea acestor acțiuni de remediere necostisitoare. Această stare a rețelei se utilizează pentru calculele sarcină-flux după cuplarea pieței.

## Articolul 8

### Cuplarea pieței

(1) Algoritmul de cuplare a pieței prevăzut la art. 6 alin. (1) lit. c) se elaborează ca o optimizare liniară care potrivește producția cu cererea, având scopul de a minimiza costul total al sistemului având totodată în vedere restricțiile de rețea pe baza practicilor de calcul al capacității.

a) opțional și dacă este fezabil din punct de vedere tehnic, se poate utiliza o optimizare mixtă unitară în locul optimizării liniare, pentru o reprezentare mai corectă a comportamentului de pornire și oprire a centralelor electrice și pentru a descrie mai bine restricțiile aferente hidrocentralelor.

(2) Algoritmul de cuplare a pieței utilizează drept date de intrare datele privind consumul și producerea descrise la art. 4 alin. (4) și (5).

(3) Reprezentarea restricțiilor de rețea are în vedere prevederile art. 16 din Regulamentul IME, astfel cum se precizează la art. 7 alin. (4), și poate avea la bază fie NTC, fie metoda bazată pe flux:

a) în cazul granițelor zonelor de ofertare unde se aplică calcule ale capacității NTC, valorile NTC se determină prin calcularea capacității NTC conform celor prevăzute la art. 7 alin. (5);

b) în cazul regiunilor unde se aplică calculul capacității pe bază de flux, algoritmul de cuplare a pieței utilizează în calcule lista de CNEC, PTFDF zonali, FRM și RAM pentru aceste CNEC astfel cum sunt calculați în calculele de capacitate pe bază de flux, conform prevederilor art. 7 alin. (6).

(4) Algoritmul de cuplare a pieței va avea ca rezultat dispacerezarea centralei electrice pornind de la ipoteza unei concurențe perfecte, adică se presupune că centralele electrice operează pe piață într-o manieră ce conduce la minimizarea costurilor. Se emit următoarele ipoteze privind comportarea centralelor:

a) termocentralele licitează conform costurilor lor marginale pe termen scurt, care includ costuri de combustibil, costurile CO<sub>2</sub>, funcționarea variabilă și costurile de mentenanță, precum și costurile relevante de pornire. În cazul în care centralele sunt sub restricții de funcționare obligatorii din cauza producției combinate de căldură și energie, a procesului industrial conectat sau din alte motive, simularea asigură respectarea permanentă a obligației de funcționare.

b) Centralele electrice eoliene și fotovoltaice licitează la costul marginal de €0,00 per MWh, implicit. Însă, sunt posibile și alte prețuri de ofertare în cazul în care, prin scheme de subvenții sau restricții tehnice, nu este probabil ca centralele electrice să își oprească producerea atunci când prețul marginal ajunge la zero. Factorii de sarcină a producerii prin tehnologii dependente de condițiile meteorologice, se estimează prin profilele meteo istorice. Datele utilizate sunt o

combinație între capacitatea instalată și factorii de sarcină determinați pentru anul meteorologic relevant conform prevederilor art. 5 alin. (3).

- c) strategia de licitare a hidrocentralelor reglementate (cu rezervor) poate fi optimizată, sub rezerva restricțiilor stabilite în datele centralei. Se poate include incertitudinea („calculul valorii apei“) sau estimarea corectă, în funcție de metoda care descrie cel mai bine comportamentul hidrocentralei în BZRR respectivă. Energia hidro nereglementată are la bază date de intrare neregulate din profilele meteorologice istorice, pentru respectivul an, conform prevederilor art. 5 alin. (3).
- d) centralele cu acumulare prin pompare își optimizează producția și consumul prin pompare pe baza semnalelor din prețurile pieței și a restricțiilor stabilite în datele centralei. Intrările în rezervor sunt estimate prin date meteorologice istorice conform prevederilor art. 5 alin. (3).
- e) centralele mari de cogenerare pot fi reprezentate fie precum centralele tradiționale asemănătoare categoriei (a), dacă producția depinde de costurile marginale, fie de serii de timp fixe, dacă producția nu depinde de preț.
- f) alte centrale electrice care nu sunt regenerabile, neincluse în categoria (a), sunt reprezentate cu serii de timp ca intrări și un cost marginal care reflectă prețul de ofertare estimat al unităților.
- g) alte centrale electrice regenerabile care nu sunt modelate în mod deosebit, sunt reprezentate prin serii de timp ale factorului de sarcină.
- h) alte tehnologii sunt reprezentate în model în conformitate cu impactul lor estimat asupra rezultatelor și cu fiabilitatea / disponibilitatea datelor de intrare.
- i) dacă se consideră relevant se poate efectua analiza de sensibilitate pentru a testa efectele comportamentelor diferite de ofertare.

#### (5) Reprezentarea consumului

- a) datele de intrare privind consumul se referă la cererea de energie electrică, inclusiv consumatorii finali de energie electrică și pierderile în rețea, însă exclusiv consumul propriu al centralei. Flexibilitatea consumului se reprezintă prin reacția la cerere. Restul consumului este considerat inflexibil și reprezentat printr-o serie fixă de timp pentru anul meteorologic relevant. În cazul în care consumul inflexibil trebuie întrerupt, se va presupune că valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică (VOLL) este costul descărcării.
- b) reacția la cerere se va utiliza pe baza disponibilității sale proiectate și a costului din scenariu conform scenariilor descrise la art. 5 alin. (4).

(6) Pornind de la capacitățile instalate ale centralelor, este posibil să se rezerve o parte din capacitatea disponibilă pentru piața exclusiv de energie pentru rezervele funcționale și/sau mecanismele de echilibrare pe baza datelor din PEMMDB.

(7) Algoritmii de cuplare a pieței va furniza ca rezultate, următoarele:

- a) la fiecare marcă de timp avută în vedere și la fiecare unitate generatoare reprezentată - volumul producției în MW;
- b) la fiecare marcă de timp luată în considerare - prețurile zonale de energie electrică în € pe MWh;
- c) la fiecare marcă de timp pentru fiecare zonă, pozițiile nete se vor determina în MW;
- d) la fiecare marcă de timp - schimburile comerciale dintre zone;
- e) lista numărului de situații în care se aplică CNEC cu restricții active în cuplarea pieței pe bază de flux.

## **Articolul 9**

### **Analize privind siguranța în funcționare**

(1) Pe baza rezultatelor optimizării livrate prin simulările pieței, se efectuează calcule pentru analiza siguranței în funcționare spre a detecta cel puțin fluxurile de putere ce depășesc limitele siguranței în funcționare, în situația N și în situația N-1.

(2) În primul rând, OTS dintr-o BZRR vor stabili lista de contingente ce se vor utiliza ca bază a analizei siguranței în funcționare din acea BZRR, pe baza următoarelor principii:

- a) setul de contingente ales spre a fi examinat în analiza siguranței în funcționare este independent de selecția CNEC pentru calculul capacității.
- b) cel puțin toate elementele de rețea cu tensiunea egală sau mai mare de 220 kV, care sunt relevante pentru sistemul de transport sub rezerva practicilor curente sau viitoare, sunt incluse implicit drept contingente în lista de contingente.
- c) acolo unde se consideră necesar pentru a detecta restricțiile din lista de la alin. (1), elementele de rețea cu tensiunea mai mică de 220 kV pot fi și ele incluse drept contingente în lista de contingente.
- d) pierderea unui/unor modul generator/module generatoare poate fi inclusă drept contingență în lista de contingente.

(3) Analiza siguranței în funcționare se face pentru fiecare contingență inclusă în lista de contingente.

(4) OTS vor hotărî dacă trebuie considerate și setările nominale sezoniere ale liniilor.

(5) Restricțiile încălcate depistate conform alin. (1) sunt luate în considerare prin simularea acțiunilor de remediere în conformitate cu art. 10.

(6) Având în vedere simplificările modelului și restricțiile de timp aferente procesului, se recomandă metoda calculării sarcină-flux în curent continuu (c.c.). În comparație cu calculele sarcină-flux în curent alternativ (c.a.), aproximarea c.c. limitează povara calculelor pentru simularea modelului de rețea. În plus, această metodă este conformă cu metodele alese de calcule sarcină-flux în etapele anterioare ale secvenței de modelare a BZR.

(7) Opțional, se pot face calcule sarcină-flux în c.a. în anumite condiții:

- a) în anumite regiuni geografice, prin acordul OTS din respectiva BZRR.
- b) pentru recalcularea cazurilor în care rezultatele calculelor sarcină-flux în c.c. sunt aproape de limitele definite ale siguranței în funcționare ale elementelor de rețea.

(8) Calculele sarcină-flux și analiza contingențelor conduc la următorul rezultat:

- a) o listă a încălcărilor detectate prin analiza siguranței în funcționare, inclusiv denumirea elementului de rețea afectat, contingențele acestuia și o descriere cantitativă a încălcării restricției.

## **Articolul 10**

### **Simularea acțiunilor de remediere**

(1) Simularea acțiunilor de remediere utilizează ca date de intrare fluxurile și suprasarcinile rezultate din analizele sarcină-flux și a siguranței, precum și rezultatele obținute din simularea cuplării pieței.

(2) Utilizarea acțiunilor de remediere necostisitoare (pozițiile ploturilor PST și acțiuni topologice) este simulată pe cât posibil pentru a reflecta practicile de funcționare ale OTS. Acțiunile de remediere necostisitoare au prioritate față de cele care implică costuri. Acțiunile de remediere necostisitoare includ cel puțin:

- a) pozițiile ploturilor PST ca acțiuni de remediere preventive și/sau curative: utilizarea unei game de poziții ale ploturilor spre a rezolva congestiile
- b) acțiuni topologice: deschiderea sau închiderea separatorului, deschiderea sau închiderea întreruptorului, comutarea consumului aferent nivelurilor de tensiune nereprezentate, de la un nod la altul (acolo unde este fezabil)
- c) reglarea fluxului de putere utilizând sisteme de înaltă tensiune în curent continuu.

(3) În cazul în care simularea completă a acțiunilor de remediere necostisitoare nu este fezabilă în cadrul secvenței de simulare din cauza unor dificultăți tehnice, există riscul să se ajungă la o supraestimare a costurilor redispecerizării. OTS care pot demonstra că această supraestimare este semnificativă în zona lor de reglaj, pot utiliza una dintre metodele de mai jos pentru a îmbunătăți considerarea acțiunilor de remediere necostisitoare. Rezultatele acestor acțiuni se utilizează fie pentru a aplica o corecție costurilor

de redispecerizare în zona lor sau pentru a estima incertitudinea costurilor de redispecerizare calculate și alte rezultate relevante. În acest din urmă caz, această incertitudine va fi avută în vedere la evaluarea indicatorilor și inclusă în studiul cu rezultate.

- a) excluderea anumitor elemente de rețea din calcularea redispecerizării: OTS implicat determină elementele de rețea pentru care există acțiuni de remediere necostisitoare, ce permit rezolvarea congestiilor și eliminarea acelor elemente de rețea din lista elementelor considerate pe parcursul optimizării acțiunilor de remediere costisitoare.
- b) evaluarea limitată a acțiunilor de remediere necostisitoare: OTS efectuează optimizarea completă a acțiunilor de remediere necostisitoare pentru un subset reprezentativ de mărci de timp după cuplarea pieței și după analiza siguranței. Această optimizare se poate face manual sau printr-un soft adecvat în afara secvenței de simulare a BZR. Efectuând calcularea redispecerizării cu și fără implementarea acestor acțiuni de remediere necostisitoare, se evaluează impactul acțiunilor de remediere necostisitoare asupra costurilor de redispecerizare și a altor rezultate relevante.

(4) Acțiunile de remediere costisitoare se reprezintă printr-o optimizare bazată pe costuri prin efectuarea unui calcul optim al circulațiilor de puteri. Simularea redispecerizării trebuie să fie în conformitate cu modelul țintă european de redispecerizare, astfel cum este prevăzut la art. 13 din Regulamentul IME. Prin urmare optimizarea se efectuează în întreaga BZRR indiferent de granițele zonei de ofertare sau ale zonei de reglaj. Calculul adițional de circulații de puteri are ca țintă modificarea costului minim în comparație cu dispecerizarea inițială a unității ce rezultă din simularea cuplării pieței, prevăzută la art. 8, rezolvând totodată și suprasarcinile (N-1). Simularea redispecerizării are în vedere următoarele:

- a) OTS analizează, pentru fiecare tehnologie de producere sau unitate generatoare din zona lor de reglaj, dacă trebuie pus la dispoziție pentru simularea redispecerizării, având în vedere practicile curente și probabile din zona lor de reglaj din anul țintă respectiv.
- b) capacitatea disponibilă de producere și managementul cererii se bazează pe dispecerizarea unității din simularea cuplării pieței, conform prevederilor art. 8.
- c) prețurile capacității activate pentru redispecerizare se întemeiează pe costurile tipului respectiv de producere și includ un factor suplimentar care reprezintă costurile de oportunitate sau alte repere, dacă este aplicabil conform reglementărilor și practicilor OTS.

(5) Simularea redispecerizării are drept rezultat:

- a) o nouă dispecerizare a unității pentru fiecare grup reprezentat în modelul de rețea;
- b) prin comparație cu dispecerizarea originală a unității după cuplarea pieței, volumul total dispecerizat pentru acțiunea de remediere în MW pentru fiecare marcaj de timp avut în vedere;

- c) prin comparație cu dispecerizarea originală a unității conform cuplării pieței, costurile totale suplimentare de sistem în euro pentru fiecare marcaj de timp avut în vedere.

## Articolul 11

### Analiza fluxurilor care nu sunt induse de tranzacțiile interzonale

(1) Pentru a calcula fluxurile neinduse de tranzacționarea interzonală OTS dintr-o BZRR vor calcula fluxul din situația fără schimburi comerciale între zonele de ofertare din BZRR, și între zonele de ofertare din BZRR și zonele de ofertare din alte BZRR. Interconectorii în c.c. vor fi modelați ca zone de ofertare suplimentare și se va presupune un GSK de 1 în punctul de conectare. Baza acestui calcul este CGM folosit în calcularea capacității.

$$\vec{F}_{0,all} = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF}_{all} \vec{NP}_{ref,all}$$

unde

$\vec{F}_{ref}$  reprezintă fluxul pe fiecare CNEC din CGM

$\vec{F}_{0,all}$  reprezintă fluxul pe fiecare CNEC într-o situație fără niciun schimb comercial între zonele de ofertare din regiune, între zonele de ofertare din regiune și zonele de ofertare din afara regiunii ce rămân în aceeași zonă sincronă, și între zonele de ofertare din regiune și zonele de ofertare din alte zone sincrone.

$\mathbf{PTDF}_{all}$  reprezintă matricea factorului de distribuție a puterii transferate (la fel ca și la calculul capacității, acolo unde este disponibilă) pentru toate zonele de ofertare avute în vedere (în interiorul și în afara regiunii) și toate CNEC din regiune

$\vec{NP}_{ref,all}$  pozițiile nete totale pe fiecare zonă de ofertare avută în vedere (în interiorul și în afara regiunii) incluse în CGM.

(2)  $\vec{F}_{0,all}$  reprezintă fluxurile care nu sunt induse de tranzacția interzonală pe toate liniile transfrontaliere.

(3) Pentru a efectua calculul fluxurilor care nu sunt induse de tranzacțiile interzonale, se pot folosi în plus alte metodologii alternative, dacă se convine între OTS dintr-o BZRR.

## **Articolul 12**

### **Analiza LMP**

- (1) Efectuarea analizei LMP este o parte opțională din secvența de modelare. Hotărârea de a include analiza LMP aparține OTS dintr-o BZRR.
- (2) Analiza LMP se presupune a fi efectuată printr-un algoritm de optimizare, minimalizând costurile totale de sistem cel puțin în ce privește următoarele aspecte:
- a) capacitatea elementelor relevante de rețea;
  - b) bilanțul energetic nodal;
  - c) limitele capacității fiecărei centrale; în ceea ce privește acest criteriu, OTS au opțiunea de a utiliza o relaxare liniară.
- (3) Criteriul N-1 este avut în vedere cel puțin cu o listă limitată de retrageri din funcționare critice de ex. calculate pe baza matricilor LODF și PTDF.
- (4) În cadrul analizei se au în vedere măsuri topologice. Ca urmare a cerințelor înalte de calcul în cadrul unei simulări a LMP, măsurile topologice nu trebuie să facă parte din problema de optimizare. BZRR au opțiunea să hotărască dacă:
- a) experții OTS aplică măsuri topologice manual, înainte de simularea LMP (este posibil doar pentru serii de timp limitate).
  - b) rezultatele sunt validate de OTS, iar în cazul unor rezultate nerealiste, OTS înlătură elementele de rețea respective și repetă simularea.
- (5) În cazul unor LMP (pozitive sau negative) mari, trebuie examinat motivul și, dacă este posibil, datele de intrare ar trebui corectate, iar simularea repetată.

## **Articolul 13**

### **Evaluarea**

#### **§ 1. Prezentarea criteriilor de evaluare**

- (1) OTS dintr-o BZRR evaluează configurația actuală a zonei de ofertare și fiecare configurație alternativă propusă de ei pentru BZRR și compară aceste configurații utilizând cel puțin criteriile prezentate la art. 33 din Regulamentul CACM.
- (2) OTS dintr-o BZRR pot utiliza criterii suplimentare de evaluare pentru a analiza configurațiile alternative ale BZ propuse pentru BZRR, dacă ei așa decid și justifică.
- (3) OTS din fiecare BZRR utilizează cel puțin următoarele criterii de evaluare:
- a) pentru a evalua siguranța rețelei:

- (i) siguranța în funcționare;
  - (ii) siguranța în alimentarea cu energie electrică;
  - (iii) gradul de incertitudine la calculul capacității interzonale;
- b) pentru a evalua eficiența pieței:
- (i) eficiența economică;
  - (ii) costurile fermității;
  - (iii) lichiditatea pieței;
  - (iv) concentrația pieței și puterea ei;
  - (v) concurență efectivă;
  - (vi) semnale de preț pentru construirea infrastructurii;
  - (vii) precizia și robustețea semnalelor de preț;
  - (viii) costurile tranziției și ale tranzacțiilor;
  - (ix) costurile infrastructurii;
  - (x) rezultatele pieței în comparație cu măsurile corective;
  - (xi) efecte negative ale tranzacțiilor interne asupra altor zone de ofertare;
  - (xii) impactul asupra funcționării și eficienței mecanismelor de echilibrare și a proceselor de decontare a dezechilibrelor;
- c) pentru a evalua stabilitatea și robustețea zonelor de ofertare:
- (i) stabilitatea și robustețea zonelor de ofertare;
  - (ii) coerența intervalelor de timp pentru calculul capacității;
  - (iii) atribuirea unităților generatoare și a consumurilor către zone de ofertare;
  - (iv) localizarea și frecvența congestiilor (pe piață și în rețea);
- d) pentru a evalua tranziția energetică:
- (i) integrarea RES.

## **§ 2. Abordarea generală**

- (1) OTS evaluează în mod individual fiecare criteriu conform metodelor de evaluare prevăzute la §4.
- (2) În cazul în care OTS constată că un criteriu de evaluare nu poate fi evaluat astfel cum prevede §4 din cauza limitărilor tehnice ale modelării și a altor evenimente neprevăzute, ei fac o evaluare calitativă a criteriului respectiv.
- (3) Domeniul geografic al fiecărui criteriu este determinat conform §3.
- (4) Analiza fiecărui criteriu este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

(5) În cazul abordării unor scenarii multiple în revizuirea BZRR (de exemplu un an țintă suplimentar complet sau unul sau mai mulți ani meteorologici), rezultatele tuturor scenariilor sunt comasate într-unul singur pentru fiecare criteriu pentru fiecare configurație în parte.

(6) În cazul efectuării analizei de sensibilitate, rezultatele acesteia se vor compara cu rezultatele anului țintă relevant pentru a evalua robustețea rezultatelor din anul țintă în privința sensibilității analizate (adică se testează validitatea rezultatelor cu condiția dezvoltărilor investigate în scenariul de sensibilitate).

(7) OTS elaborează evaluarea globală la nivel de BZRR și nu la nivel de stat membru.

(8) Evaluarea se întemeiează pe următoarea abordare în trei etape:

a) Etapa 1: Eficiența economică versus costurile de tranziție / tranzacție

(i) OTS evaluează beneficiul bănesc al configurației calculând delta dintre pe de o parte modificarea eficienței economice în comparație cu configurația status quo (inclusiv costurile marginale ale redispunerii și un preț adecvat al CO<sub>2</sub> conform definiției de la art. 5) și pe de altă parte costurile de tranziție / tranzacție, analizate pe o perioadă de 3 ani. Volumul emisiilor de CO<sub>2</sub> și cantitatea de energie produsă din RES, respectiv întreruperea RES se oferă la fiecare configurație în scop informativ.

(ii) OTS evaluează beneficiul bănesc având în vedere următoarele:

- dacă beneficiul monetar este mai mic de 0, atunci configurația nu este recomandată. Însă, în cazul în care OTS din BZRR pot justifica nevoia unei alte evaluări, pot trece la etapa a 2-a să evalueze toate celelalte criterii și să recomande configurația în etapa a 3-a;
- dacă beneficiul bănesc este mai mare de 0, atunci OTS trec la etapa a 2-a și evaluează toate celelalte criterii și recomandă configurația în etapa a 3-a.

b) Etapa a 2-a: Evaluarea tuturor celorlalte criterii

(i) după etapa 1 OTS vor evalua toate celelalte criterii considerându-le pozitive, neutre sau negative (scala va fi +/-) în comparație cu configurația actuală a zonelor de ofertare.

(ii) OTS transmit justificarea rezultatului obținut prin evaluarea lor.

c) Etapa a 3-a: Evaluarea recomandării finale

(i) în cazul în care toate criteriile evaluate în etapa a 2-a din prezentul articol sunt pozitive iar beneficiul bănesc este peste 0, OTS pot recomanda configurația alternativă.

(ii) în toate celelalte cazuri OTS analizează în continuare gravitatea criteriilor evaluate ca având impact negativ. Pentru efectuarea acestei analize de gravitate, OTS au în vedere date de intrare

de la ANR din BZRR relevante și de la alți factori interesați. Culegerea acestor date de intrare se organizează cel puțin printr-un atelier expert. Rezultatul evaluării criteriilor este fie:

- a. gravitatea unui criteriu individual sau gravitatea criteriilor colective se clasifică drept negativ inacceptabilă și de aceea OTS nu pot recomanda configurația relevantă a BZ; fie
  - b. gravitatea nici unui criteriu individual nici ale criteriilor colective nu este clasificată drept negativ inacceptabilă și astfel OTS pot recomanda configurația relevantă a BZ.
- (iii) în cazul în care după etapele 1 până la 3(ii) doar o singură configurație poate fi recomandată, acea configurație constituie recomandarea finală a OTS. În cazul în care mai multe configurații pot fi recomandate după etapele 1 până la 3(ii), atunci configurația cu cel mai mare beneficiu bănesc este recomandarea finală a OTS.
- (iv) se include și evaluarea incertitudinilor asociate recomandării finale.

### **§ 3. Delimitarea geografică**

(1) Criteriile de evaluare sunt clasificate într-una dintre următoarele trei categorii:

- a) criteriile sunt calculate și evaluate pentru domeniul geografic al BZRR.
- b) criteriile sunt date în mod agregat cu doar o singură valoare pentru toată zona simulată.
- c) criteriile sunt detaliate la nivelul BZRR sau pentru fiecare BZ din cadrul BZRR, pe când la BZ din afara BZRR, se oferă doar o singură valoare agregată.

### **§ 4. Metoda de evaluare per criteriu**

(1) Criteriul siguranței în funcționare este evaluat astfel:

- a) evaluarea impactului configurațiilor alternative ale zonei de ofertare asupra siguranței în funcționare se bazează pe analiza siguranței prevăzută la art. 9, evaluând acei indicatori care asigură siguranța sistemului de transport în stare normală de funcționare. Dacă este posibil evaluarea se realizează cu ajutorul unor indicatori precum volumul disponibil de redispecerizare, energia nelivrată, încălcarea situației cu (N-1) și a situației cu N după redispecerizare.
- b) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

(2) Criteriul siguranței în alimentarea cu energie electrică este evaluat astfel:

- a) evaluarea se realizează comparând marja rămasă de capacitate și energia nelivrată între diverse configurații aflate în analiză. În plus, pot fi analizate estimarea consumului nealimentat și/sau a energiei preconizate a nu fi livrate.
- b) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

- (3) Criteriul gradului de incertitudine în calcularea CZC este evaluat astfel:
- a) analiza este bazată pe identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale. Se utilizează cel puțin următoarele surse de incertitudine pentru calculul capacității:
    - (i) imprecizia PTDF-lor zonale;
    - (ii) ieșirea din funcțiune a generatoarelor compensate din rezerve pentru stabilizarea frecvenței / rezerve pentru restabilirea frecvenței(RSF/RRF); și
    - (iii) modificări privind RES sau în prognoza de producție și consum;
- (4) Criteriul eficienței economice este evaluat astfel:
- a) eficiența economică se evaluează pe baza calculării bunăstării socio-economice. Astfel, se calculează costurile totale prin includerea costurilor marginale de redispecerizare. În plus, se reflectă adecvat impactul RES și al CO<sub>2</sub> (de ex. includerea unui preț adecvat al CO<sub>2</sub> conform prevederilor art. 5 alin. (7)). În plus volumul emisiilor de CO<sub>2</sub> și cantitatea de energie produsă din RES, respectiv întreruperea RES se oferă la fiecare configurație în scop informativ. Bunăstarea socio-economică rezultată se utilizează în etapa întâi a evaluării globale (vezi §2(8)(a)).
  - b) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.
- (5) Criteriul costului fermității este evaluat astfel:
- a) evaluarea impactului configurațiilor alternative ale zonei de ofertare asupra costurilor financiare ale fermității are la bază identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale. Costurile fermității fizice sunt deja estimate cantitativ ca parte a simulării redispecerizării, inclusă în indicatorul eficienței economice.
- (6) Criteriul lichidității pieței este evaluat astfel:
- a) evaluarea impactului configurațiilor alternative ale zonei de ofertare asupra lichidității pieței se bazează pe un studiu și pe identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.
  - b) lichiditatea pieței este supusă evaluării cantitative printr-o analiză de profunzime a pieței, punând accent pe schimbarea prețului între ordinele respective având în vedere schimbul interzonal posibil. Această analiză se efectuează pentru piața pentru ziua următoare, însă poate include și alte intervale de timp dacă este posibil din punct de vedere tehnic. În cazul în care OTS constată că rezultatele modelului sunt însoțite de multe incertitudini în timpul calculelor, se elaborează o analiză a datelor istorice.
- (7) Criteriul concentrării și puterii pieței este evaluat astfel:

- a) concentrarea pieței este evaluată folosind indicatori internaționali precum cel puțin HHI (indicele Herfindal-Hirschman) și RSI/PSI (indice al furnizării reziduale, indicator al furnizorului pivot) având în vedere schimbul interzonal posibil. Suplimentar se pot folosi și alți indicatori potriviți.
  - b) evaluarea puterii pieței are la bază o evaluare calitativă.
  - c) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.
- (8) Criteriul facilitării concurenței efective este evaluat astfel:
- a) facilitarea concurenței efective este evaluată pe baza comparării rezultatelor a patru criterii – lichiditatea pieței, concentrarea pieței, puterea pieței și soliditatea semnalelor de preț în diverse configurații.
  - b) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.
- (9) Criteriul semnalelor de preț pentru construirea infrastructurii se evaluează astfel:
- a) venitul din congestii arată unde este nevoie să se dezvolte infrastructura, iar diferența de preț oferă o indicație exactă a locului unde e necesar să se construiască. Deci se aplică o metodă de evaluare în două etape:
    - (i) la nivelul graniței zonei de ofertare, evaluarea semnalelor de preț pentru dezvoltarea infrastructurii pe granița zonei de ofertare se bazează pe comparația între repartițiile prețurilor între diferitele configurații ale zonelor de ofertare. În plus, este posibilă evaluarea corelației dintre congestia pieței și congestia fizică de pe granițele zonei de ofertare studiate.
    - (ii) la nivelul regiunii de revizuire a zonei de ofertare, evaluarea semnalelor de preț pentru dezvoltarea infrastructurii se bazează pe comparația între veniturile din congestii ale diferitelor configurații.
  - b) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.
- (10) Criteriul preciziei și robusteții semnalelor de preț este evaluat astfel:
- a) precizia semnalelor de preț se măsoară printr-una dintre următoarele două opțiuni:
    - (i) la fiecare configurație a zonei de ofertare, corelarea între prețul zonal pentru ziua următoare primit de fiecare generator și volumul acceptat pe acel generator în simulările de redispatching fie în configurația zonei de ofertare aflată în studiu, fie în configurația status quo (volumele crescătoare sunt considerate valori pozitive iar volumele descrescătoare sunt considerate valori negative): o corelare pozitivă este un index al configurației zonei de ofertare care reflectă corect congestiile fizice și oferă semnale de preț exacte.
    - (ii) la fiecare configurație a zonei de ofertare, corelarea între prețul zonal pentru ziua următoare și un procent specific al marjei zonale de adecvanță (de ex. funcția de repartiție 10 a

distribuției de probabilitate a fost utilizată în ultima BZR italiană): corelarea pozitivă este un index al configurației zonei de ofertare care reflectă corect situațiile de deficiență și oferă semnale de preț exacte.

- b) robustețea semnalelor de preț se măsoară din analiza diferențelor de prețuri zonale între scenarii și analize de sensibilitate, dacă este cazul, la fiecare zonă de ofertare specifică, pentru a descrie riscurile aferente condițiilor politice și economice. Este evaluată utilizând prețul pentru ziua următoare din simulările cuplării pieței comparând prețurile între sensibilități și scenarii diferite.
- c) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

(11) Criteriul costului de tranziție și tranzacție se evaluează astfel:

- a) se elaborează un studiu pentru a prezenta adaptările necesare și pentru a furniza o gamă de devize de cost aferente. Costul reconfigurărilor BZ realizate în trecut este utilizat ca dată de intrare dacă este disponibil din partea tuturor factorilor interesați relevanți. În plus se organizează și o dezbateră expert.
- b) studiul și dezbateră expert sunt însoțite de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

(12) Criteriul costului infrastructurii este evaluat astfel:

- a) impactul configurațiilor alternative ale zonei de ofertare asupra costurilor infrastructurii nu este evaluat având în vedere că, în termeni comparativi, investițiile în rețea nu ar modifica diferitele configurații.

(13) Criteriul rezultatelor pieței în comparație cu măsurile corective este evaluat astfel:

- a) evaluarea se realizează prin compararea dispecerizării pieței și a costurilor totale de redispecerizare inclusiv repere și volume acolo unde este cazul între diversele configurații aflate în studiu. Rezultatul acestei evaluări ar trebui să coincidă cu rezultatele criteriului eficienței economice (cu excepția costurilor de redispecerizare) și prin urmare este utilizat doar pentru comparare și validare, nu pentru evaluare finală.
- b) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

(14) Criteriul efectelor negative asupra tranzacțiilor interne din alte BZ este evaluat astfel:

- a) efectele configurației schimbate a zonei de ofertare sunt evaluate în ceea ce privește efectele tranzacțiilor interne asupra altor zone de ofertare pe baza analizei fluxurilor neinduse de tranzacții interzonale descrisă la art. 11;
- b) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

(15) Criteriul impactului asupra funcționării și eficienței mecanismelor de echilibrare și a proceselor de decontare a dezechilibrelor este evaluat astfel:

- a) evaluarea acestui criteriu are la bază analiza cerințelor de rezervă din fiecare zonă de ofertare și fiecare configurație, adică nevoile totale de furnizare a rezervei de capacitate la fiecare configurație. Se evaluează nevoile totale de rezerve de funcționare (de ex. RRF) pe baza unei metode probabilistice (folosind un interval de încredere definit), având în vedere incertitudinea unor factori de influență precum fluctuațiile consumului, probabilitatea ieșirilor din funcțiune a centralelor (sau a locurilor de consum) și erori de prognozare a surselor de energie regenerabile.
- b) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

(16) Criteriul stabilității și robusteții zonelor de ofertare în timp este evaluat astfel:

- a) pe parcursul timpului, stabilitatea și robustețea zonelor de ofertare se evaluează pe baza comparației între robustețea configurației / stabilitatea congestiilor, modificând unii parametri specifici de intrare (de ex. proiectele cheie de rețea, variația ordinii de merit) dacă se aplică aceste sensibilități.
- b) dacă nu sunt disponibile analize de sensibilitate, evaluarea are la bază doar dezbaterile expert care trebuie să ia în considerare:
  - (i) congestiile structurale din configurația zonei de ofertare sunt benefice pentru stabilitatea și robustețea acesteia;
  - (ii) congestia temporară scade stabilitatea și robustețea zonei de ofertare;
  - (iii) este importantă o previzibilitate suficientă a congestiei (structurale);
- c) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

(17) Criteriul coerenței între intervalele de timp pentru calcularea capacității se evaluează astfel:

- a) impactul configurațiilor alternative ale zonei de ofertare asupra acestui criteriu nu este evaluat deoarece întrebarea dacă o configurație alternativă a zonei de ofertare conduce la un nivel mai mic sau mai mare de coerență între intervalele de timp pentru calcularea capacității, nu este o problemă tehnică, ci ține de designul pieței.

(18) Evaluarea atribuirii la BZ a unităților generatoare și a locurilor de consum se evaluează astfel:

- a) analiza se efectuează prin dezbateri experte și este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale. Analiza compară cel puțin nivelul de dificultate la atribuirea unităților generatoare și a locurilor de consum către zonele de ofertare între diversele configurații aflate în studiu.

(19) Criteriul localizării și frecvenței congestiilor (de piață și de rețea) se evaluează astfel:

a) evaluarea se realizează prin compararea congestiilor de piață și de rețea pentru configurația studiată prin diverse analize de sensibilitate sau ani țintă în scopul examinării dacă congestia rămâne suficient de stabilă și robustă. Prin urmare, sunt avute în vedere investițiile viitoare care pot atenua congestiile existente.

b) analiza este însoțită de identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

(20) Criteriul integrării RES este evaluat astfel:

a) cantitatea totală de cantități simulate de energie produsă din RES este comparată între diversele configurații studiate. Cu toate acestea, accentul se pune pe efectele pe termen lung (de ex. deceniul după anul țintă simulat) ale diverselor configurații asupra integrării RES. Analiza pe termen lung se bazează pe identificarea și discutarea principiilor / inter-relațiilor fundamentale.

## **Articolul 14**

### **Implementare**

(1) În conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) Regulamentul IME, implementarea Metodologiei de revizuire a BZ face obiectul aprobării ANR relevante sau o decizie a Agenției Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei asupra prezentei Metodologiei de revizuire BZ în cazul în care ANR relevante nu pot lua o decizie unanimă.

(2) În conformitate cu prevederile art. 14 alin. (6) din Regulamentul IME, OTS care participă la revizuirea zonei de ofertare vor transmite o propunere comună către statele membre relevante spre a modifica sau menține configurarea zonei de ofertare nu mai târziu de 12 luni de la aprobarea prezentei Metodologiei de revizuire a BZ.

## **Articolul 15**

### **Publicarea Metodologiei de Revizuire a BZ**

OTS relevanți publică Metodologia de revizuire a BZ fără întârziere nejustificată după ce ANR relevante au aprobat Metodologia de Revizuire a BZ sau ACER a adoptat o decizie în conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul IME.

## **Articolul 19**

### **Diverse**

(1) Limba de referință pentru Metodologia de revizuire a BZ este limba engleză. Pentru a evita orice interpretare, în cazul în care OTS trebuie să traducă Metodologia de revizuire a BZ în limba/limbile lor

națională/naționale, în eventualitatea existenței unor neconcordanțe între versiunea în limba engleză și orice versiune în altă limbă, OTS relevanți sunt obligați să elimine toate neconcordanțele transmițând o traducere revizuită a Metodologiei de revizuire a BZ către autoritățile lor naționale de reglementare relevante.

(2) Informațiile și datele utilizate pentru revizuirea zonei de ofertare sunt informații sensibile pe piață și din acest motiv sunt tratate drept confidențiale, dacă OTS relevanți nu specifică altceva. În consecință toate informațiile culese, analizele efectuate și celelalte date puse la dispoziția tuturor OTS sunt considerate confidențiale și sunt gestionate în conformitate cu prevederile art. 13 din Regulamentul CACM și ale procedurii pentru a asigura protecția acestora.

Anexe:

Anexa 1 – Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare „Europa Centrală“ ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare;

Anexa 2 – Configurații alternative ale Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Nordic” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare;

Anexa 3 - Configurații alternative ale Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Europea de Sud-Est” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare;

Anexa 4 - Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Italia Centrală și de Sud” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare;

Anexa 5 - Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Baltic” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare;

Anexa 6 - Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Peninsula Iberică” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare;

Anexa 7 - Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Piața unică de energie electrică Irlanda” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare;

Anexa 8 - Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Marea Britanie” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare.

## Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare „Europa Centrală“ ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare

Prezenta anexă prezintă detaliat configurațiile zonei de ofertare pentru Regiunea de revizuire a zonei de ofertare „Europa Centrală“, ce vor fi considerate la revizuirea zonei de ofertare în conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare).

Prezenta anexă prezintă configurația status quo a Regiunii de Revizuire a Zonei de Ofertare Europa Centrală. OTS din BZRR Europa Centrală nu au putut să elaboreze configurații alternative spre a fi utilizate în revizuirea zonei de ofertare. Motivele se pot găsi în anexa BZRR Europa Centrală din documentul explicativ.



Figura 1: Configurația status quo

## 2. Lista elementelor de rețea care formează granițele zonei de ofertare în configurația status quo

Tabelul nr. 1 Granițele zonei de ofertare în configurația status quo

Cty-CBk	Granița zonei de	OTS1	Stația 1	OTS2	Stația 2	Nivel de tensiune	Tipul	Denumirea elementului de rețea
AT	AT-CH	APG	Westtirol	Swissgrid	Pradella	380	c.a.	Inn Nord 428
AT	AT-CH	APG	Westtirol	Swissgrid	Pradella	380	c.a.	InnSued 427
AT	AT-CH	APG	Meiningen	Swissgrid	Bonaduz/Montlingen	220	c.a.	Falknis 407
AT	AT-CH	APG	Meiningen	Swissgrid	Winkeln	220	c.a.	Stoss Süd 408
AT	AT-CH	APG	Feldkirch	Swissgrid	Eschen	110	c.a.	Eschen - Feldkirch 197/11
AT	AT-CZ	APG	Dürnrohr	CEPS	Slavetice	380	c.a.	Duernrohr - Slavetice 437
AT	AT-CZ	APG	Dürnrohr	CEPS	Slavetice	380	c.a.	Duernrohr - Slavetice 438
AT	AT-CZ	APG	Bisamberg	CEPS	Sokolnice	220	c.a.	Bisamberg - Sokolnice 243
AT	AT-CZ	APG	Bisamberg	CEPS	Sokolnice	220	c.a.	Bisamberg - Sokolnice 244
AT	AT-DE	APG	Westtirol	Transnet BW	Bürs	380	c.a.	Bürs - Westtirol rot 422
AT	AT-DE	APG	Westtirol	Transnet BW	Bürs	220	c.a.	Bürs - Westtirol weiß 421
AT	AT-DE	APG	Westtirol	Amprion	Memmingen	220	c.a.	Füssen West 411
AT	AT-DE	APG	St. Peter	TenneT TSO	Pleinting	220	c.a.	Pleinting - St. Peter 258
AT	AT-DE	APG	St. Peter	TenneT TSO	Pirach	220	c.a.	Pirach - St. Peter 256
AT	AT-DE	APG	St. Peter	TenneT TSO	Altheim	220	c.a.	Altheim - St. Peter 233
AT	AT-DE	APG	St. Peter	TenneT TSO	Simbach	220	c.a.	Simbach - St. Peter 230
AT	AT-DE	APG	Westtirol	Amprion	Leupolz	380	c.a.	Füssen Ost 412
AT	AT-DE	APG	Braunau	TenneT TSO GmbH	Neuötting	110	c.a.	Braunau - Neuötting 199/3
AT	AT-DE	APG	Braunau	TenneT TSO GmbH	Stammham	110	c.a.	Braunau - Stammham 199/4
AT	AT-DE	APG	St.Peter	TenneT TSO	Ering	110	c.a.	Ering - St. Peter 182/5
AT	AT-DE	APG	St.Peter	TenneT TSO	Ering	110	c.a.	Ering - St. Peter 182/6
AT	AT-DE	APG	Antiesenhofen	TenneT TSO GmbH	Eggfing	110	c.a.	Eggfing - Antiesenhofen 188/3b
AT	AT-DE	APG	St.Peter	TenneT TSO	Eggfing	110	c.a.	Eggfing St. Peter
AT	AT-DE	APG	Aigerding	TenneT TSO GmbH	Passau-Ingling	110	c.a.	Passau-Ingling - Aigerding 188/1
AT	AT-DE	APG	Ebbs	TenneT TSO	Oberaudorf	110	c.a.	Oberaudorf - Ebbs 176/7
AT	AT-DE	APG	Kufstein	TenneT TSO	Oberaudorf	110	AC	Oberaudorf - Kufstein 176/6

AT	AT-DE	APG	Westtirol	TenneT TSO	Silz	220	AC	Westtirol - Silz 413
AT	AT-DE	APG	Westtirol	TenneT TSO	Silz	220	AC	Westtirol - Silz 414
AT	AT-DE	APG	Westtirol	TenneT TSO	Silz	220	AC	Westtirol - Silz 274E
AT	AT-DE	APG	Vill	TenneT TSO	Silz	220	AC	Y-Vill - Silz 273C
AT	AT-DE	APG	Vill	TenneT TSO	Silz	220	AC	Y-Vill - Silz 274C
AT	AT-DE	APG	Ranna	TenneT TSO	Hauzenberg	110	AC	Ranna - Hauzenberg 156/1
AT	AT-DE	APG	St. Jakob	Transnet BW	Bürs	110	AC	St. Jakob - Bürs 172/8
AT	AT-DE	APG	Rauz	Transnet BW	Bürs	110	AC	Rauz - Bürs 172/9
AT	AT-DE	APG	Werben	Amprion	Stich 403A	220	AC	Stich Bludenz West 403A
AT	AT-DE	APG	Walgauwerk	Transnet BW	Bürs	220	AC	Bürs - Walgauwerk orange
AT	AT-DE	APG	Meiningen	Transnet BW	Bürs	220	AC	Bürs - Meiningen grün
AT	AT-DE	APG	Nenzing	Transnet BW	Bürs	110	AC	Bürs-Nenzing weiss 197/2
AT	AT-DE	APG	Bürs VKW	Transnet BW	Bürs	110	AC	Bürs - Bürs-VKW rot 197/10
AT	AT-DE	APG	Werben	Amprion	Stich 404A	220	AC	Stich Dellmensingen Ost 404A
AT	AT-HU	APG	Zurndorf	MAVIR	Győr	380	AC	Zurndorf- Győr 439B
AT	AT-HU	APG	Zurndorf	MAVIR	Szombathely	380	AC	Zurndorf- Szombathely 440B
AT	AT-HU	APG	Wien Südost	MAVIR	Győr	220	AC	Wien Südost - Győr 245
AT	AT-HU	APG	Neusiedl	MAVIR	Győr	220	AC	Neusiedl - Győr 246B
AT	AT-IT	APG	Lienz	TERNA	Soverzene	220	AC	Lienz - Soverzene 261
AT	AT-SI	APG	Obersielach	ELES	Podlog	220	AC	Obersielach - Podlog 247
AT	AT-SI	APG	Kainachtal	ELES	Maribor	380	AC	Kainachtal - Maribor 1 473
AT	AT-SI	APG	Kainachtal	ELES	Maribor	380	AC	Kainachtal - Maribor 2 474
BE	BE-DE	ELIA	Lixhe	Amprion	Oberzier	DC	DC	Alegro
BE	BE-FR	ELIA	Monceau	RTE	Chooz	220	AC	Chooz - Monceau
BE	BE-FR	ELIA	Avelgem	RTE	Avelin	380	AC	Avelin - Avelgem
BE	BE-FR	ELIA	Achene	RTE	Lonny	380	AC	Lonny - Achene
BE	BE-FR	ELIA	Aubange	RTE	Moulaine	220	AC	Moulaine - Aubange 1
BE	BE-FR	ELIA	Aubange	RTE	Moulaine	220	AC	Moulaine - Aubange 2
BE	BE-FR	ELIA	Avelgem	RTE	Mastaing	380	AC	Avelgem - Mastaing
BE	BE-FR	ELIA	Momignie 1	RTE	Fourmie	63	AC	Fourmie - Momignie 1
BE	BE-FR	ELIA	Momignie 2	RTE	Fourmie	63	AC	Fourmie - Momignie 2
BE	BE-NL	ELIA	Zandvliet	TenneT TSO	Geertruidenberg	380	AC	Zandvliet - Geertruidenberg
BE	BE-NL	ELIA	Zandvliet	TenneT TSO	Borssele	380	AC	Zandvliet - Borssele
BE	BE-NL	ELIA	Van Eyck L27	TenneT TSO	Maasbracht	380	AC	Van Eyck White - Maasbracht
BE	BE-NL	ELIA	Van Eyck L28	TenneT TSO	Maasbracht	380	AC	Van Eyck Black - Maasbracht

BE	BE-UK	ELIA	Gezelle	NGET	Richborough	400	c.c.	Nemo Link Interconnector
BE	LU-BE	CREOS	Schiffflange	ELIA	Schiffflange	220	AC	Schiffflange PST - Schiffflange
CZ	CZ-AT	CEPS	Sokolnice	APG	Bisamberg	220	AC	Sokolnice-Bisamberg
CZ	CZ-AT	CEPS	Slavetice	APG	Dürnrrohr	400	AC	Slavetice-Dürnrrohr 437
CZ	CZ-AT	CEPS	Slavetice	APG	Dürnrrohr	400	AC	Slavetice-Dürnrrohr 438
CZ	CZ-AT	CEPS	Sokolnice	APG	Bisamberg	220	AC	Sokolnice-Bisamberg
CZ	CZ-DE	CEPS	Hradec	TenneT TSO	Etzenricht	400	AC	Hradec-Etzenricht 441
CZ	CZ-DE	CEPS	Prestice	TenneT TSO	Etzenricht	400	AC	Prestice-Etzenricht 442
CZ	CZ-DE	CEPS	Hradec	50Hertz	Rohrsdorf	400	AC	Hradec-Röhrsdorf 445
CZ	CZ-DE	CEPS	Hradec	50Hertz	Rohrsdorf	400	AC	Hradec-Röhrdorf 446
CZ	CZ-PL	CEPS	Liskovec	PSE Op. SA	Bujakow	220	AC	Bujakow - Liskovec 245
CZ	CZ-PL	CEPS	Liskovec	PSE Op. SA	Kopanina	220	AC	Kopanina - Liskovec 246
CZ	CZ-PL	CEPS	Albrechtice	PSE Op. SA	Dobrzyen	400	AC	Dobrzyen - Albrechtice 443
CZ	CZ-PL	CEPS	Nosovice	PSE Op. SA	Wielopole	400	AC	Wielopole - Nosovice 444
CZ	CZ-SK	CEPS	Sokolnice	SEPS	Stupava	400	AC	Sokolnice-Stupava 497
CZ	CZ-SK	CEPS	Nosovice	SEPS	Varin	400	AC	Nosovice- Varin 404
CZ	CZ-SK	CEPS	Liskovec	SEPS	P.Bystrica	220	AC	Liskovec-P.Bystrica 270
CZ	CZ-SK	CEPS	Sokolnice	SEPS	Krizovany	400	AC	Sokolnice- Krizovany 424
CZ	CZ-SK	CEPS	Sokolnice	SEPS	Senica	220	AC	Sokolnice-Senica 280
CH	CH-AT	Swissgrid	Pradella	APG	Westtirol	380	AC	Inn Sued
CH	CH-AT	Swissgrid	Pradella	APG	Westtirol	380	AC	Inn Nord
CH	CH-AT	Swissgrid	Eschen	APG	Feldkirch	110	AC	Eschen - Feldkirch
CH	CH-AT	Swissgrid	Rüthi	APG	Meiningen	220	AC	Schwarz
CH	CH-AT	Swissgrid	Rüthi	APG	Meiningen	220	AC	Rot
CH	CH-DE	Swissgrid	Asphard	TransnetBW	Kühmoos	380	AC	Wehra
CH	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Breitmatt	110	AC	Trafo 20 Laufenburg
CH	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	Amprion	Tiengen	380	AC	Andelsbach
CH	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	Amprion	Kühmoos	380	AC	Seelbach
CH	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Kühmoos	220	AC	Eggberg
CH	CH-DE	Swissgrid	Oftringen	TransnetBW	Gurtweil	220	AC	Blau
CH	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Kühmoos	220	AC	Hotzenwald
CH	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Gurtweil	220	AC	Alb Süd
CH	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Trossingen	380	AC	Wutach / Trossingen
CH	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Kühmoos	380	AC	Heimbach
CH	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Kühmoos	380	AC	Murg

CH	CH-DE	Swissgrid	Beznau	Amprion	Tiengen	380	AC	Aare - West
CH	CH-DE	Swissgrid	Beznau	Amprion	Tiengen	220	AC	Aare - Ost
CH	CH-FR	Swissgrid	Vallorcine	RTE	Pressy	220	AC	
CH	CH-FR	Swissgrid	Bassecourt	RTE	Sierentz	380	AC	
CH	CH-FR	Swissgrid	Bassecourt	RTE	Mambelin	380	AC	
CH	CH-FR	Swissgrid	Riddes	RTE	Cornier	220	AC	Morgins Sud
CH	CH-FR	Swissgrid	Laufenburg	RTE	Sierentz	380	AC	Wiesental Nord
CH	CH-FR	Swissgrid	Verbois	RTE	Genissiat	220	AC	1
CH	CH-FR	Swissgrid	Verbois	RTE	Bois-Tollot	380	AC	
CH	CH-FR	Swissgrid	St. Triphon	RTE	Cornier	220	AC	Morgins Nord
CH	CH-FR	Swissgrid	Verbois	RTE	Genissiat	220	AC	2
CH	CH-FR	Swissgrid	Romanel	RTE	Bois-Tollot	380	AC	
CH	CH-IT	Swissgrid	Airolo	TERNA	Ponte	220	AC	San Giacomo
CH	CH-IT	Swissgrid	Lavorgo	TERNA	Musignano	380	AC	
CH	CH-IT	Swissgrid	Gorduno	TERNA	Mese	220	AC	Jorio
CH	CH-IT	Swissgrid	Soazza	TERNA	Bulciago	380	AC	Forcola
CH	CH-IT	Swissgrid	Riddes	TERNA	Avise	220	AC	Bernard Ouest
CH	CH-IT	Swissgrid	Riddes	TERNA	Valpelline	220	AC	Bernard Est
CH	CH-IT	Swissgrid	Serra	TERNA	Pallanzeno	220	AC	Monscera
CH	CH-IT	Swissgrid	Robbia	TERNA	San Fiorano	380	AC	Sassalbo
CH	CH-IT	Swissgrid	Robbia	TERNA	Gorlago	380	AC	Vartegna [1]
CH	CH-IT	Swissgrid	Mendrisio	TERNA	Cagno	380	AC	
CH	CH-IT	Swissgrid	Campocolog	TERNA	Tirano	150	AC	
CH	CH-IT	Swissgrid	Campocolog	TERNA	Villa di Tirano	132	AC	
DE	AT-DE	APG	Westtirol	TransnetBW	Bürs	380	AC	Bürs - Westtirol rot 422
DE	AT-DE	APG	St. Peter	TenneT TSO	Altheim	220	AC	Altheim - St. Peter 233
DE	AT-DE	APG	St. Peter	TenneT TSO	Simbach	220	AC	Simbach - St. Peter 230
DE	AT-DE	APG	St. Peter	TenneT TSO	Pirach	220	AC	Pirach - St. Peter 256
DE	AT-DE	APG	St. Peter	TenneT TSO	Pleinting	220	AC	Pleinting - St. Peter 258
DE	AT-DE	APG	Westtirol	Amprion	Kempton	220	AC	Westtirol - Kempton
DE	AT-DE	APG	Westtirol	TransnetBW	Bürs	220	AC	Bürs - Westtirol weiß 421
DE	AT-DE	APG	Westtirol	Amprion	Leupolz	380	AC	Füssen Ost 412
DE	AT-DE	APG	Braunau	TenneT TSO	Neuötting	110	AC	Braunau - Neuötting 199/3
DE	AT-DE	APG	St.Peter	TenneT TSO	Ranna	110	AC	Ranna
DE	AT-DE	APG	St.Peter	TenneT TSO	Ranna	110	AC	Ranna

DE	AT-DE	APG	Braunau	TenneT TSO	Stammham	110	AC	Braunau - Stammham 199/4
DE	AT-DE	APG	St.Peter	TenneT TSO	Ering	110	AC	Ering - St. Peter 182/5
DE	AT-DE	APG	St.Peter	TenneT TSO	Ering	110	AC	Ering - St. Peter 182/6
DE	AT-DE	APG	Antiesenhofe	TenneT TSO	Egglfing	110	AC	Egglfing - Antiesenhofen
DE	AT-DE	APG	St.Peter	TenneT TSO	Egglfing	110	AC	Egglfing St. Peter
DE	AT-DE	APG	Aigerding	TenneT TSO	Passau-Ingling	110	AC	Passau-Ingling - Aigerding
DE	AT-DE	APG	Westtirol	TenneT TSO	Silz	220	AC	Westtirol - Silz 413
DE	AT-DE	APG	Westtirol	TenneT TSO	Silz	220	AC	Westtirol - Silz 414
DE	AT-DE	APG	Westtirol	TenneT TSO	Silz	220	AC	Westtirol - Silz 274E
DE	AT-DE	APG	Vill	TenneT TSO	Silz	220	AC	Y-Vill - Silz 273C
DE	AT-DE	APG	Vill	TenneT TSO	Silz	220	AC	Y-Vill - Silz 274C
DE	AT-DE	APG	Ebbs	TenneT TSO	Oberaudorf	110	AC	Oberaudorf - Ebbs 176/7
DE	AT-DE	APG	Kufstein	TenneT TSO	Oberaudorf	110	AC	Oberaudorf - Kufstein 176/6
DE	AT-DE	APG	St. Jakob	TransnetBW	Bürs	110	AC	St. Jakob - Bürs 172/8
DE	AT-DE	APG	Rauz	TransnetBW	Bürs	110	AC	Rauz - Bürs 172/9
DE	BE-DE	ELIA	Lixhe	Amprion	Oberzier	c.c.	c.c.	Alegro
DE	CH-DE	Swissgrid	Asphard	TransnetBW	Kühmoos	380	AC	Wehra
DE	CH-DE	Swissgrid	Oftringen	TransnetBW	Gurtweil	220	AC	Blau
DE	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Gurtweil	220	AC	Alb Süd
DE	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Kühmoos	380	AC	Heimbach
DE	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	Amprion	Kühmoos	380	AC	Seelbach
DE	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Kühmoos	380	AC	Murg
DE	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	Amprion	Tiengen	380	AC	Andelsbach
DE	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Kühmoos	220	AC	Eggberg
DE	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Kühmoos	220	AC	Hotzenwald
DE	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Breitematt	110	AC	Trafo 20 Laufenburg
DE	CH-DE	Swissgrid	Laufenburg	TransnetBW	Trossingen	380	AC	Wutach / Trossingen -
DE	CH-DE	Swissgrid	Beznau	Amprion	Tiengen	220	AC	Aare - Ost
DE	CH-DE	Swissgrid	Beznau	Amprion	Tiengen	380	AC	Aare - West
DE	CZ-DE	CEPS	Prestice	TenneT TSO	Etzenricht	380	AC	Hradec - Etzenricht 442
DE	CZ-DE	CEPS	Hradec	50Hertz	Röhrsdorf	380	AC	Röhrsdorf - Hradec 445
DE	CZ-DE	CEPS	Hradec	50Hertz	Röhrsdorf	380	AC	Röhrsdorf - Hradec 446
DE	CZ-DE	CEPS	Hradec	TenneT TSO	Etzenricht	380	AC	Hradec - Etzenricht 441
DE	DE-DKE	50Hertz	Bentwisch	Energinet	Bjaeverskov	400	DC	Bentwisch - Bjaeverskov
DE	DE-DKE	50Hertz	Bentwisch	Energinet	Kontek	380	AC	Bentwisch - Bjaeverskov

DE	DE-DKE	50Hertz	Bentwisch	Energinet	CGS	150	AC	Bentwisch - Bjaeverskov
DE	DE-DK1	TenneT	Jardelund	Energinet	Kassö	380	AC	Jardelund-Kassöl
DE	DE-DK1	TenneT	Flensburg	Energinet	Kassö	220	AC	Flensburg-Kassö rt
DE	DE-DK1	TenneT	Flensburg	Energinet	Ensted	220	AC	Flensburg-Ensted gb
DE	DE-DK1	TenneT	Jardelund	Energinet	Kassö	380	AC	Jardelund-Kassö2
DE	DE-FR	TransnetB	Eichstetten	RTE	Vogelgrun	220	AC	Kaiserstuhl - Nord
DE	DE-FR	TransnetB	Eichstetten	RTE	Muhlbach	380	AC	Ill
DE	DE-FR	Amprion	Ensdorf	RTE	Vigy	380	AC	Vigy 1 - Nord
DE	DE-FR	Amprion	Ensdorf	RTE	Vigy	380	AC	Vigy 2 - Süd
DE	DE-FR	Amprion	Ensdorf	RTE	St. Avold	220	AC	St. Avold
DE	DE-NL	TenneT	Diele	TenneT TSO	Meeden	380	AC	Diele - Meeden schwarz
DE	DE-NL	TenneT	Diele	TenneT TSO	Meeden	380	AC	Diele - Meeden weiß
DE	DE-NL	Amprion	Gronau	TenneT TSO	Hengelo	380	AC	Gronau - Hengelo schwarz
DE	DE-NL	Amprion	Oberzier	TenneT TSO	Maasbracht	380	AC	Selfkant weiß
DE	DE-NL	Amprion	Gronau	TenneT TSO	Hengelo	380	AC	Gronau - Hengelo weiß
DE	DE-NL	Amprion	Siersdorf	TenneT TSO	Maasbracht	380	AC	Selfkant schwarz
DE	DE-NL	Amprion	Niederreihn	TenneT TSO	Doetinchem	380	AC	Niederreihn - Doetinchem
DE	DE-NL	Amprion	Niederreihn	TenneT TSO	Doetinchem	380	AC	Niederreihn - Doetinchem
DE	DE-PL	50Hertz	Vierraden	PSE Op. SA	Krajnik	220	AC	Vierraden - Krajnik 508
DE	DE-PL	50Hertz	Vierraden	PSE Op. SA	Krajnik	220	AC	Vierraden - Krajnik 507
DE	DE-PL	50Hertz	Hagenwerde	PSE Op. SA	Mikutowa	380	AC	Hagenwerder - Mikutowa 567
DE	DE-PL	50Hertz	Hagenwerde	PSE Op. SA	Mikutowa	380	AC	Hagenwerder - Mikutowa 568
DE	DE-SE	TenneT	Herrenwyk	Svenska	Arrie	400	DC	Baltic Cable
DE	DE-AT	Amprion	Stich 403A	APG	Werben	220	AC	Stich Bludenz West 403A
DE	DE-AT	APG	Walgauwerk	TransnetBW	Bürs	220	AC	Bürs - Walgauwerk orange
DE	DE-AT	APG	Meiningen	TransnetBW	Bürs	220	AC	Bürs - Meiningen grün
DE	DE-AT	APG	Nenzing	TransnetBW	Bürs	110	AC	Bürs-Nenzing weiss 197/2
DE	DE-AT	APG	Bürs VKW	TransnetBW	Bürs	110	AC	Bürs - Bürs-VKW rot 197/10
DE	DE-AT	Amprion	Stich 404A	APG	Werben	220	AC	Stich Dellmensingen Ost 404A
DK1	DE-DK1	TenneT	Flensburg	Energinet	Ensted	220	AC	Flensburg-Ensted gb
DK1	DE-DK1	TenneT	Audorf	Energinet	Kassö	380	AC	Audorf-Kassö 2/bl
DK1	DE-DK1	TenneT	Audorf	Energinet	Kassö	380	AC	Audorf-Kassö 1/gn
DK1	DE-DK1	TenneT	Flensburg	Energinet	Kassö	220	AC	Flensburg-Kassö rt
DK1	DK1-SE	Energinet	400 kV	Svenska	132 kV Lindome	250	DC	HVDC Kontiskan 2
DK1	DK1-SE	Energinet	400 kV	Svenska	400 kV Lindome	250	DC	HVDC Kontiskan 1

DK1	DK1-NL	Energinet	Endrup	TenneT TSO	Eemshaven	320	DC	COBRACable
DK1	DK1-NO	Energinet	150 kV Tjele	Statnett	300 kV Kr.sand	250	DC	HVDC Skagerrak 1
DK1	DK1-NO	Energinet	150 kV Tjele	Statnett	300 kV Kr.sand	250	DC	HVDC Skagerrak 2
DK1	DK1-NO	Energinet	400 kV Tjele	Statnett	300 kV Kr.sand	350	DC	HVDC Skagerrak 3
FR	BE-FR	ELIA	Avelgem	RTE	Avelin	400	AC	Avelin - Avelgem
FR	BE-FR	ELIA	Aubange	RTE	Moulaine	220	AC	Moulaine - Aubange
FR	BE-FR	ELIA	Aubange	RTE	Mont St Martin	220	AC	Aubange - Mont Saint Martin
FR	BE-FR	ELIA	Achene	RTE	Lonny	400	AC	Lonny - Achene
FR	BE-FR	ELIA	Jamiolle	RTE	Chooz	220	AC	Chooz - Jamiolle
FR	BE-FR	ELIA	Avelgem	RTE	Mastaing	380	AC	Avelgem-Mastaing
FR	BE-FR	ELIA	Momignie 1	RTE	Fourmie	63	AC	Fourmie - Momignie 1
FR	BE-FR	ELIA	Momignie 2	RTE	Fourmie	63	AC	Fourmie - Momignie 2
FR	CH-FR	Swissgrid	Vallorcine	RTE	Pressy	220	AC	
FR	CH-FR	Swissgrid	Bassecourt	RTE	Mambelin	400	AC	
FR	CH-FR	Swissgrid	Bassecourt	RTE	Sierentz	400	AC	
FR	CH-FR	Swissgrid	Riddes	RTE	Cornier	220	AC	Morgins Sud
FR	CH-FR	Swissgrid	Laufenburg	RTE	Sierentz	400	AC	Wiesental Nord
FR	CH-FR	Swissgrid	St. Triphon	RTE	Cornier	220	AC	Morgins Nord
FR	CH-FR	Swissgrid	Verbois	RTE	Genissiat	220	AC	1
FR	CH-FR	Swissgrid	Verbois	RTE	Genissiat	220	AC	2
FR	CH-FR	Swissgrid	Chamoson	RTE	Bois-Tollot	400	AC	
FR	CH-FR	Swissgrid	Verbois	RTE	Bois-Tollot	400	AC	
FR	DE-FR	TransnetB	Eichstetten	RTE	Vogelgrun	220	AC	Kaiserstuhl - Nord
FR	DE-FR	TransnetB	Eichstetten	RTE	Muhlbach	400	AC	Ill
FR	DE-FR	Amprion	Ensdorf	RTE	St. Avold	220	AC	St. Avold
FR	DE-FR	Amprion	Ensdorf	RTE	Vigy	400	AC	Vigy - 1N
FR	DE-FR	Amprion	Ensdorf	RTE	Vigy	400	AC	Vigy - 2S
FR	ES-FR	REE	Vic	RTE	Baixais	400	AC	
FR	ES-FR	REE	Benos	RTE	Lac Doo	150	AC	
FR	ES-FR	REE	Irun	RTE	Errondenia	150	AC	
FR	ES-FR	REE	Hernani	RTE	Argia	400	AC	
FR	ES-FR	REE	Arkale	RTE	Argia	220	AC	
FR	ES-FR	REE	Biescas	RTE	Pragneres	220	AC	
FR	ES-FR	REE	Santa Llogaia	RTE	Baixais	320	DC	
FR	ES-FR	REE	Santa Llogaia	RTE	Baixais	320	DC	

FR	FR-IT	RTE	Albertville	TERNA	Rondissone	400	AC	
FR	FR-IT	RTE	Albertville	TERNA	Rondissone	400	AC	
FR	FR-IT	RTE	Menton	TERNA	Camporosso	220	AC	
FR	FR-IT	RTE	Vil la rodin	TERNA	Venaus (Venalzio)	400	AC	
FR	FR-UK	RTE	Mandarins	NGC	Sellindge	270	DC	
FR	FR-UK	RTE	Mandarins	NGC	Sellindge	270	DC	
HR	HR-BA	HOPS	ERNESTINOV	NOSBiH	UGLJEVIK	400	AC	
HR	HR-BA	HOPS	KONJSKO	NOSBiH	MOSTAR	400	AC	
HR	HR-BA	HOPS	DAKOVO	NOSBiH	TUZLA	220	AC	
HR	HR-BA	HOPS	DAKOVO	NOSBiH	GRADACAC	220	AC	
HR	HR-BA	HOPS	ZAKUCAC	NOSBiH	MOSTAR	220	AC	
HR	HR-BA	HOPS	MEDURIC	NOSBiH	PRIJEDOR	220	AC	
HR	HR-HU	HOPS	ZERJAVINEC	MAVIR	HÉVI'Z 1	400	AC	
HR	HR-HU	HOPS	ZERJAVINEC	MAVIR	HÉVI'Z 2	400	AC	
HR	HR-RS	HOPS	ERNESTINOV	EMS	SR.MITROVICA 2	400	AC	
HR	HR-SI	HOPS	MELINA	ELES	DIVACA	400	AC	
HR	HR-SI	HOPS	TUMBRI	ELES	KRSKO 1	400	AC	
HR	HR-SI	HOPS	TUMBRI	ELES	KRSKO 2	400	AC	
HR	HR-SI	HOPS	PEHLIN	ELES	DIVACA	220	AC	
HR	HR-SI	HOPS	ZERJAVINEC	ELES	CIRKOVCE	220	AC	
HR	HR-BA	HOPS	PLAT	NOSBiH	TREBINJE	220	AC	
HR	HR-BA	HOPS	SISAK	NOSBiH	PRIJEDOR	220	AC	
HR	HR-BA	HOPS	GRACAC	NOSBiH	KULEN VAKUF	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	SLAVONSKI	NOSBiH	BOSANSKI BROD	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	IMOTSKI	NOSBiH	GRUDE	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	STON	NOSBiH	NEUM	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	OPUZEN	NOSBiH	NEUM	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	OPUZEN	NOSBiH	CAPLJINA	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	KOMOLAC	NOSBiH	TREBINJE	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	BUSKO	NOSBiH	LIVNO	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	VRGORAC	NOSBiH	LJUBUSKI	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	ZUPANJA	NOSBiH	ORASJE	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	KNIN	NOSBiH	BOSANSKO	110	AC	
HR	HR-RS	HOPS	BELI	EMS	APATIN	110	AC	
HR	HR-RS	HOPS	NIJEMCI	EMS	SID	110	AC	

HR	HR-SI	HOPS	MATULJI	ELES	ILIRSKA BISTRICA	110	AC	
HR	HR-SI	HOPS	BUJE	ELES	KOPER	110	AC	
HR	HR-SI	HOPS	NEDELJANEC	ELES	FORMIN	110	AC	
HR	HR-HU	HOPS	ERNESTINOV	MAVIR	PECS	400	AC	
HR	HR-HU	HOPS	ERNESTINOV	MAVIR	PECS	400	AC	
HU	HU-AT	MAVIR	Gyor	APG	Neusiedl	220	AC	
HU	HU-AT	MAVIR	Gyor	APG	Wien-Südost	220	AC	
HU	HU-AT	MAVIR	Gyor	APG	Zurndorf	400	AC	
HU	HU-AT	MAVIR	Szombathely	APG	Zurndorf	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Hévíz	HEP-OPS	Zerjavinec	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Hévíz	HEP-OPS	Zerjavinec	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Pécs	HEP-OPS	Ernestinovo	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Pécs	HEP-OPS	Ernestinovo	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Siklos	HEP-OPS	Donji Miholjac	120	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Lenti	HEP-OPS	Nedeljanec	120	AC	
HU	HU-RO	MAVIR	Sandorfalva	Transelectric	Arad	400	AC	
HU	HU-RO	MAVIR	Békéscsaba	Transelectric	Nadab	400	AC	
HU	HU-RS	MAVIR	Sandorfalva	EMS	Subotica	400	AC	
HU	HU-SK	MAVIR	Gyor	SEPS	Gabcikovo	400	AC	
HU	HU-SK	MAVIR	Göd	SEPS	Levice	400	AC	
HU	HU-UA	MAVIR	Albertirsa	Ukrenergo	Zahidno Ukrainska	750	AC	
HU	HU-UA	MAVIR	Sajoszöged	Ukrenergo	Mukachevo	400	AC	
HU	HU-UA	MAVIR	Kisvarda	Ukrenergo	Mukachevo	220	AC	
HU	HU-UA	MAVIR	Tiszalök	Ukrenergo	Mukachevo	220	AC	
IT	AT-IT	APG	Lienz	TERNA	Soverzene	220	AC	
IT	IT-AT	Terna	Tarvisio	APG	Arnoldstein	132	AC	
IT	CH-IT	Swissgrid	Airolo	TERNA	Ponte	220	AC	
IT	CH-IT	Swissgrid	Lavorgo	TERNA	Musignano	380	AC	
IT	CH-IT	Swissgrid	Gorduno	TERNA	Mese	220	AC	
HR	HR-BA	HOPS	ZUPANJA	NOSBiH	ORASJE	110	AC	
HR	HR-BA	HOPS	KNIN	NOSBiH	BOSANSKO	110	AC	
HR	HR-RS	HOPS	BELI	EMS	APATIN	110	AC	
HR	HR-RS	HOPS	NIJEMCI	EMS	SID	110	AC	
HR	HR-SI	HOPS	MATULJI	ELES	ILIRSKA BISTRICA	110	AC	
HR	HR-SI	HOPS	BUJE	ELES	KOPER	110	AC	

HR	HR-SI	HOPS	NEDELJANEC	ELES	FORMIN	110	AC	
HR	HR-HU	HOPS	ERNESTINOV	MAVIR	PECS	400	AC	
HR	HR-HU	HOPS	ERNESTINOV	MAVIR	PECS	400	AC	
HU	HU-AT	MAVIR	Gyor	APG	Neusiedl	220	AC	
HU	HU-AT	MAVIR	Gyor	APG	Wien-Südost	220	AC	
HU	HU-AT	MAVIR	Gyor	APG	Zurndorf	400	AC	
HU	HU-AT	MAVIR	Szombathely	APG	Zurndorf	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Hévíz	HEP-OPS	Zerjavinec	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Hévíz	HEP-OPS	Zerjavinec	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Pécs	HEP-OPS	Ernestinovo	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Pécs	HEP-OPS	Ernestinovo	400	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Siklos	HEP-OPS	Donji Miholjac	120	AC	
HU	HU-HR	MAVIR	Lenti	HEP-OPS	Nedeljanec	120	AC	
HU	HU-RO	MAVIR	Sandorfalva	Transelectric	Arad	400	AC	
HU	HU-RO	MAVIR	Békéscsaba	Transelectric	Nadab	400	AC	
HU	HU-RS	MAVIR	Sandorfalva	EMS	Subotica	400	AC	
HU	HU-SK	MAVIR	Gyor	SEPS	Gabcikovo	400	AC	
HU	HU-SK	MAVIR	Göd	SEPS	Levice	400	AC	
HU	HU-UA	MAVIR	Albertirsa	Ukrenergo	Zahidno Ukrainska	750	AC	
HU	HU-UA	MAVIR	Sajoszöged	Ukrenergo	Mukachevo	400	AC	
HU	HU-UA	MAVIR	Kisvarda	Ukrenergo	Mukachevo	220	AC	
HU	HU-UA	MAVIR	Tiszalök	Ukrenergo	Mukachevo	220	AC	
IT	AT-IT	APG	Lienz	TERNA	Soverzene	220	AC	
IT	IT-AT	Terna	Tarvisio	APG	Arnoldstein	132	AC	
IT	CH-IT	Swissgrid	Airolo	TERNA	Ponte	220	AC	
IT	CH-IT	Swissgrid	Lavorgo	TERNA	Musignano	380	AC	
IT	CH-IT	Swissgrid	Gorduno	TERNA	Mese	220	AC	
PL	PL-CZ	PSE Op. SA	Dobrzeń	CEPS	Albrechtice	400	AC	
PL	PL-CZ	PSE Op. SA	Wielopole	CEPS	Nosovice	400	AC	
PL	PL-DE	PSE Op. SA	Krajnik	50-Hertz	Vierraden	400	AC	
PL	PL-DE	PSE Op. SA	Krajnik	50 Hertz	Vierraden	400	AC	
PL	PL-DE	PSE Op. SA	Mikutowa	50 Hertz	Hagenwerder	400	AC	
PL	PL-DE	PSE Op. SA	Mikutowa	50 Hertz	Hagenwerder	400	AC	
PL	PL-SE	PSE Op. SA	Stupsk	Svenska	Karlshamn	450	DC	
PL	PL-SK	PSE Op. SA	Krosno	SEPS	Lemesany	400	AC	

PL	PL-SK	PSE Op. SA	Krosno	SEPS	Lemesany	400	AC	
PL	PL-UA	PSE Op. SA	Zamosc	WPS	Dobrotwór	220	AC	
PL	PL-LT	PSE SA	Etk Bis	LITGRID AB	Alytus	400	AC	
SI	SI-AT	ELES	Podlog	APG	Obersielach	220	AC	
SI	SI-AT	ELES	Maribor	APG	Kainachtal	400	AC	
SI	SI-AT	ELES	Maribor	APG	Kainachtal	400	AC	
SI	SI-HR	ELES	Divaca	HEP	Pehlin	220	AC	
SI	SI-HR	ELES	Cirkovce	HEP	Zerjavinec	220	AC	
SI	SI-HR	ELES	Krsko	HEP	Tumbri	400	AC	
SI	SI-HR	ELES	Divaca	HEP	Melina	400	AC	
SI	SI-HR	ELES	Koper	HEP	Buje	110	AC	
SI	SI-HR	ELES	Il.Bistrica	HEP	Matulji	110	AC	
SI	SI-HR	ELES	Formin	HEP	Nedeljanec	110	AC	
SI	SI-HR	ELES	Krsko	HEP	Tumbri	400	AC	
SI	SI-IT	ELES	Divaca	TERNA	Redipuglia	400	AC	
SI	SI-IT	ELES	Divaca	TERNA	Padriciano	220	AC	
SK	SK-CZ	SEPS	Varín	CEPS	Nosovice	400	AC	
SK	SK-CZ	SEPS	Stupava	CEPS	Sokolnice	400	AC	
SK	SK-CZ	SEPS	Senica	CEPS	Sokolnice	220	AC	
SK	SK-CZ	SEPS	P. Bystrica	CEPS	Lískovec	220	AC	
SK	SK-CZ	SEPS	Krizovany	CEPS	Sokolnice	400	AC	
SK	SK-HU	SEPS	Levice	MAVIR	Göd	400	AC	
SK	SK-HU	SEPS	Gabcíkovo	MAVIR	Gyor	400	AC	
SK	SK-PL	SEPS	Lemesany	PSE Op. SA	Krosno	400	AC	
SK	SK-PL	SEPS	Lemesany	PSE Op. SA	Krosno	400	AC	
SK	SK-UA	SEPS	V. Kapusany	WPS	Mukacevo	400	AC	

## Configurații alternative ale Regiunii de revizuire a zonei de ofertare „Nordic”, ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare

Prezenta anexă descrie în detaliu configurațiile zonei de ofertare pentru revizuirea zonei de ofertare „Nordic”, ce vor fi luate în considerare în procesul de revizuire a zonei de ofertare în conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare).

### 1. Prezentarea configurațiilor Regiunii de revizuire a zonei de ofertare „Nordic”

Următorul tabel rezumă configurațiile alternative ce sunt luate în continuare în considerare la Regiunea de revizuire a zonei de ofertare „Nordic” (BZRR Nordic)

Tabelul nr. 1: configurațiile alternative ce sunt luate în continuare în considerare la BZRR Nordic

Nordic	TSO	BZ1	Plan de acțiune	Config 1	Config 2	Config 3	Config 4	Config 5
				Configurația actuală	Împărțire NO4 (NO4a și NO4b)	Comasare SE3 actuală și SE4, și SE4 nouă	Fuzionarea SE3 și SE4 curente, fuzionarea SE1 și SE2 curente, și o nouă SE5	Config 2 și config 3 sunt mixte
Danemarca <sup>†1</sup>	Energinet	DK2	No	1 BZ	1 BZ	1 BZ	1 BZ	1 BZ
Suedia	Svenska kraftnat	SE1, SE2, SE3, SE4	No	4 BZ	4 BZ	4 BZ (prin expert)	3 BZ (prin expert)	4BZ ( prin expert )
Finlanda	Fingrid	FI	No	1 BZ	1 BZ	1 BZ	1 BZ	1 BZ
Norvegia	Statnett	NO1, NO2, NO3, NO4, NO5	No	5 BZ	6 BZ (prin expert)	5 BZ	5 BZ	6BZ (prin expert)

### 2. Informații detaliate pentru fiecare configurație în parte

#### a) Configurațiile curente ale zonei de ofertare

<sup>†</sup> Danemarca face parte din două regiuni de revizuire a zonei de ofertare, iar DK1 este inclusă în regiunea Europa continentală

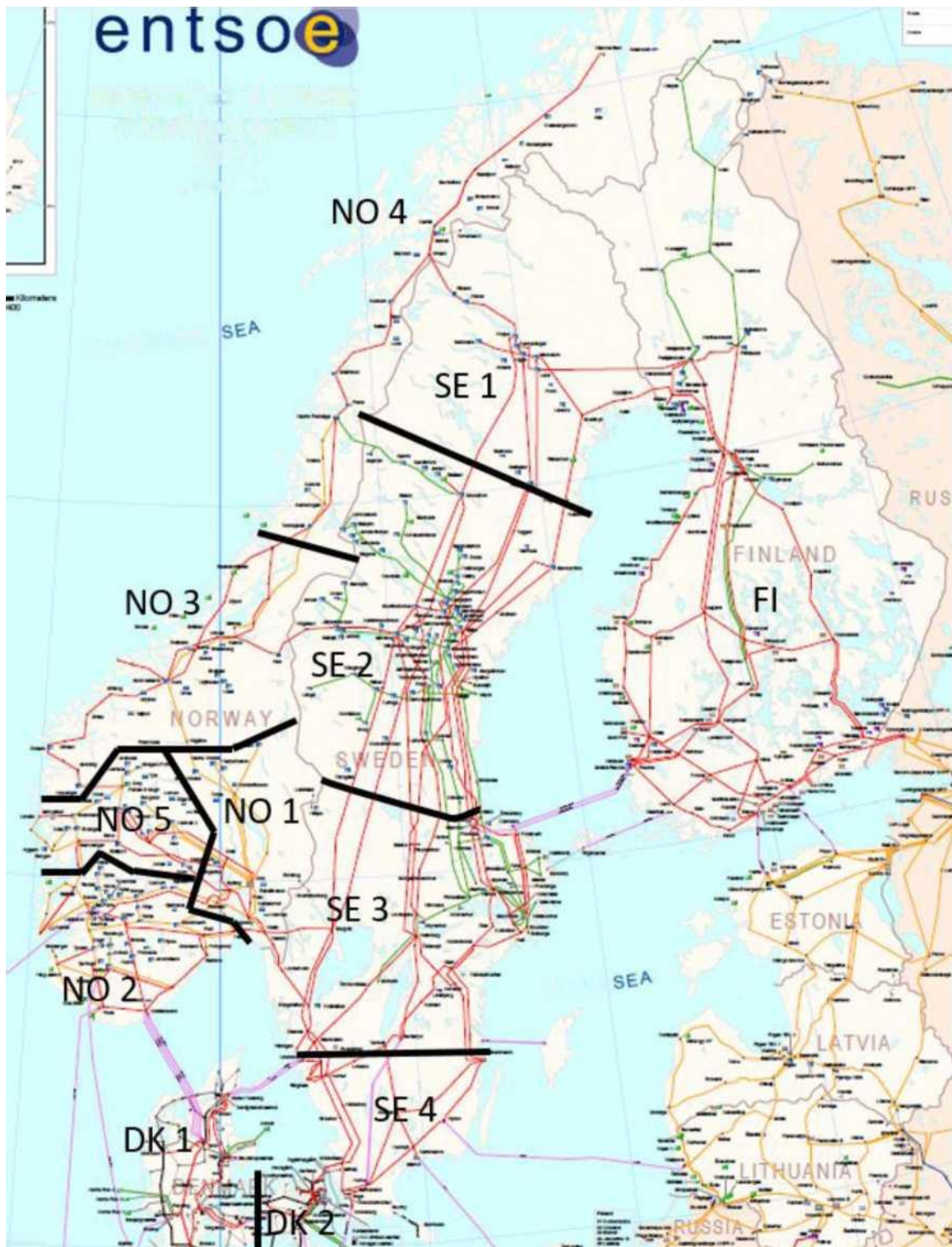


Fig. A) Configurațiile existente

b) O prezentare geografică a delimitărilor alternative ale zonei de ofertare, spre a fi evaluată



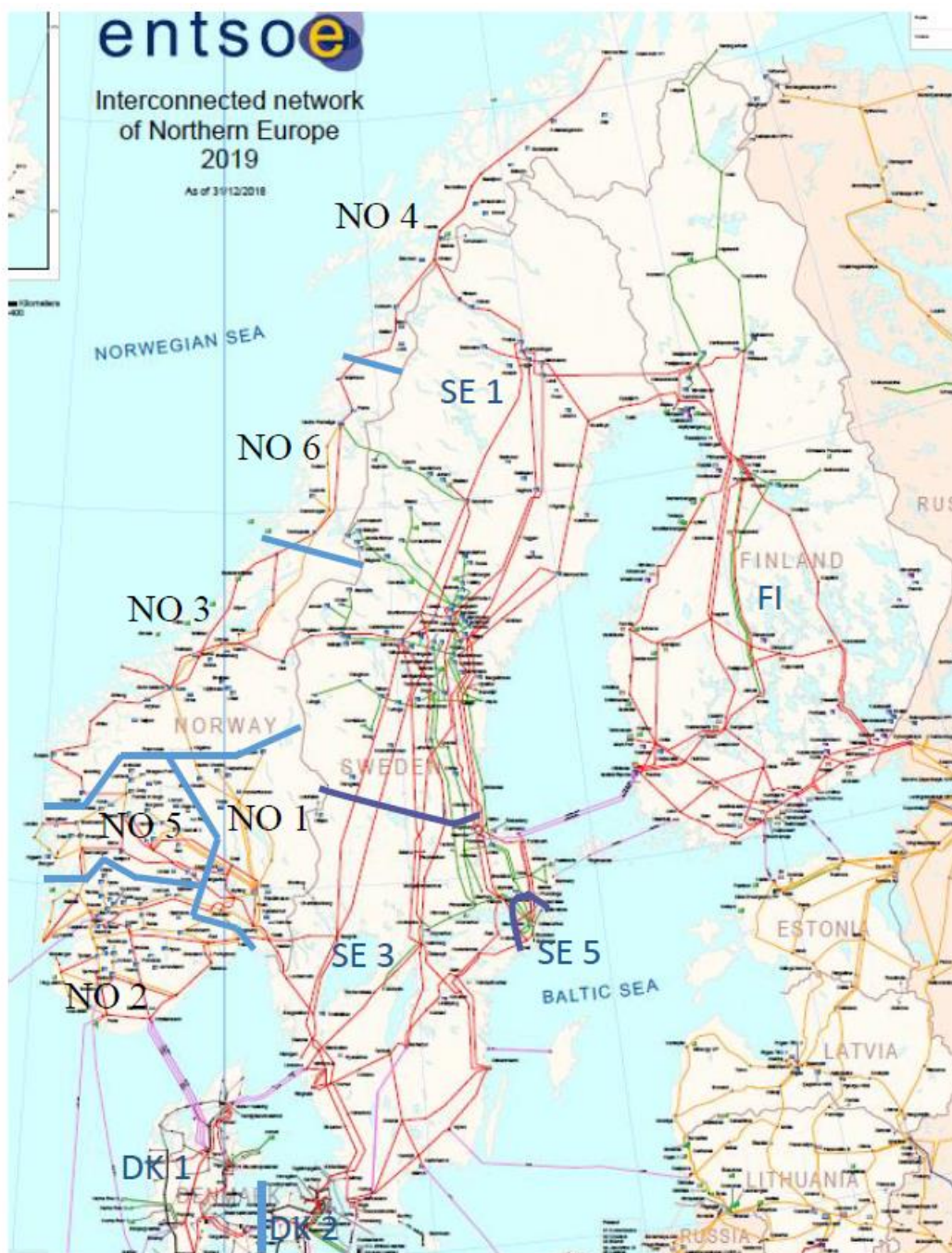


fig. B) Configurație alternativă de analizat pentru Suedia și Norvegia. În configurația propusă pentru Suedia se introduce o BZ SE3 modificată în zona Metropolitană Stockholm. Actuala BZ SE4 este extinsă spre a include zona ce rămâne din actuala BZ SE3. BZ SE1 curentă se fuzionează cu BZ SE2. În Norvegia se propune împărțirea NO4 și se introduce o BZ NO6 nouă. Pentru Danemarca și Finlanda nu se atribuie în acest moment o configurație alternativă.

Elementele de rețea care vor forma granițele zonei de ofertare aferente acestei configurații, sunt prezentate în tabelul 2.

Tabelul nr. 2: Granițele zonei de ofertare în configurația alternativă Suedia și Norvegia. În ceea ce privește Norvegia și Suedia toate granițele BZ spre ceilalți OTS din Nordic sunt neschimbate în configurația propusă. Actuala graniță NO4-SE2 este denumită din nou NO6-SE2 și NO3-SE2 este redenumită NO3-SE1, în propunere, însă linia de conexiune de pe graniță este neschimbată.

Granița zonei de ofertare	OTS1	OTS2	Nivel de tensiune [kV]	Tipul	Nou / diferit față de status quo?
SE2-SE3	Svk	Svk	400 kV & 220 kV	Linii de conexiune de 400 și 220 kV spre sud	Status quo
SE3- New SE5	Svk	Svk	220 kV	Elemente de rețea de 220 kV și 400 kV de alimentare	Diferit
NO1-NO2	Statnett	Statnett	420, 300 kV	Linii de conexiune	Status quo
NO2-NO5	Statnett	Statnett	300 kV	Linie de conexiune	Status quo
NO5-NO1	Statnett	Statnett	420, 300 kV	Linii de conexiune	Status quo
NO3-NO5	Statnett	Statnett	420 kV	Linii de conexiune	Status quo
NO1-NO3	Statnett	Statnett	300 kV	Linii de conexiune	Status quo
NO3-NO6	Statnett	Statnett	420, 300 kV	Linii de conexiune	Status quo (acum NO3-NO4)

NO6-NO4	Statnett	Statnett	420 kV	Linii de conexiune	Nou
NO1-SE3	Statnett	SvK	420 kV	Linii de conexiune	Status quo
NO3-SE1	Statnett	SvK	420 kV	Linii de conexiune	Status quo (NO3-SE2 curentă)
NO6-SE1	Statnett	SvK	220 kV	Linii de conexiune	Status quo (acum NO4-SE2)
NO4-SE1	Statnett	SvK	420 kV	Linii de conexiune	Status quo

#### Suedia

Identificarea și evaluarea elementelor exacte din rețea care constituie granița între SE3 și noua BZ SE5 din configurația alternativă pentru Suedia vor face parte din următoarea revizuire regională a BZ.

## **Configurații alternative ale Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Europa de Sud-Est”, ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare**

Prezenta anexă descrie detaliat configurațiile zonei de ofertare pentru Regiunea „SEE” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare în conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul (EU) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare).

### **2. Prezentarea configurațiilor Regiunii de revizuire a zonei de ofertare „SEE”**

2.1. BZRR are în vedere configurațiile zonei de ofertare SEE. Aceasta include configurația actuală a zonei de ofertare, precum și o configurație adițională a zonei de ofertare a Greciei.

2.2. Prezentarea configurațiilor, inclusiv: denumirea configurațiilor, numărul lor (pentru referință), numărul de zone de ofertare pentru fiecare stat membru și dacă configurația zonei de ofertare dintr-un stat membru are la bază o justificare bazată pe expert sau pe model; toate acestea sunt prezentate în Tabelul 1.

2.3. Figura 1 prezintă delimitările zonei de ofertare din punct de vedere geografic.

2.4. Fiecare configurație este descrisă mai detaliat în secțiunea a 3-a prezentei Anexe.

Tabelul nr. 1 Prezentarea Configurațiilor Zonei de Ofertare și numărul de zone de ofertare pentru fiecare stat membru, pentru fiecare configurație în parte

<b>Configurația nr</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3 ... ..</b>
<b>Denumirea configurației</b>	<b>Status quo</b>	<b>Zona de ofertare GR, CR</b>	<b>[Denumire] ... ..</b>
<b>Stat membru 1</b>	<b>[# BZs]</b>	<b>[# BZs]</b>	<b>[# BZs] ... ..</b>

<b>Grecia</b>	...1	2.	
	[EB]	[EB]	
<b>Bulgaria</b>	.1	1.	
	[EB]	[EB]	
.....	.....	....	....

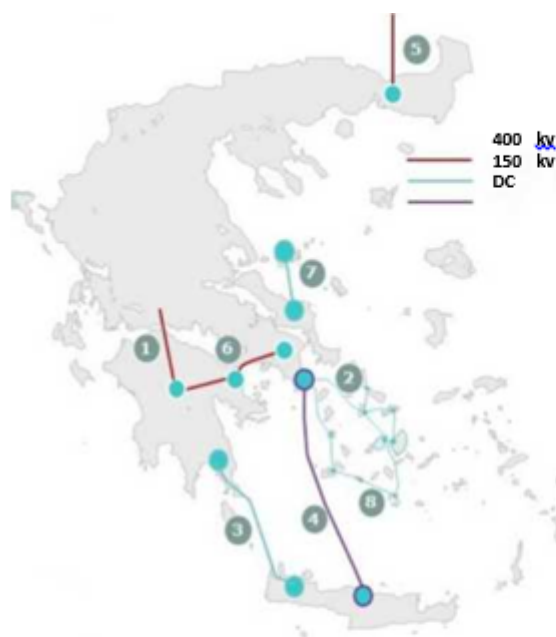


Figura 1. Prezentarea geografică a delimitărilor zonei de ofertare

ID	Descrierea proiectului	An estimat de PIF
0	Primul tronson de 400 kV spre Peloponez (LEA Megalopoli - Patras - Acheloos)	2019
0	Interconectarea Insulelor Cyclade (Fazele A, B și C)	2020 (2018 pt faza A, 2019 pt faza B și 2020 pt faza C)
o	Interconectarea Cretei (Faza 1)	2020
o	Interconectarea Cretei (Faza II)	2023
o	Linie de interconexiune nouă de 400 kV spre Bulgaria N, Santa (GR) - Mantsa (BG)	2023
o	Al 2-lea tronson de 400 kV spre Peloponez (LEA Megalopoli - Korinthos - Koumoundouros)	2024
o	Interconectarea Insulei Skiathos	2020
o	Interconectarea Insulelor Cyclade (Faza D)	2024

### 3. Informații detaliate pentru fiecare configurație în parte

Prezenta secțiune prezintă informații detaliate pentru fiecare configurație în parte.

#### 3.1. Configurația Status-Quo

1. Configurația status quo este prezentată pentru comoditate.

2. Elementele de rețea ce vor forma granițele acestei configurații sunt prezentate.

În această configurație se presupune că în Grecia nu se vor propune noi zone de ofertare până în anul 2023, de aceea se are în vedere configurația status quo a unei singure BZ GR.

Congestiile interne actuale din sistemul de 150 kV din zona Peloponezului vor fi reduse până la începutul anului 2020, ca urmare a construirii unei linii de 400 kV între stația Acheloos EHVSS și stațiile de EHVSS Patras și Megalopoli. Sistemul Peloponez va fi consolidat în continuare prin construirea unei noi linii de 400 kV care conectează stațiile EHVSS Megalopoli și Koumoundourou.

Se estimează că o linie nouă se va construi între Nea Santa (GR) și Maritsa East (BG) în anul 2023. Această linie va influența NTC dintre GR și BG, însă nu va produce congestii interne în BZ GR.

Toate celelalte extinderi ale sistemului de transport pun accent pe interconectarea altor sisteme izolate din insulele grecești cu partea continentală care nu cauzează congestii interne în the BZ GR.

Insula Creta va fi interconectată cu partea continentală a Greciei în două etape. În faza I se vor produce congestii interne între Peloponez și Creta (linie de 150 kV între stațiile HVSS Molaoi și Chania). În această perioadă va fi nevoie de redispecerizare și se estimează că volumul zilnic de redispecerizare va fi de aproximativ 3,3 GWh, cu un cost de aproximativ 240 M€ pe an. Însă această situație va fi remediată până în anul 2023, odată ce se va finaliza Faza II a proiectului (prin construirea cablului de c.c. între stațiile HVSS Koumoundourou și Damasta) și nu se va mai produce vreo congestie internă între Grecia continentală și sistemul din Creta.

Dat fiind că acest fenomen se va întâmpla doar doi ani iar după finalizarea etapei II a interconexiunii nu va mai fi nevoie de a doua BZ, prima configurație considerată este o singură zonă de ofertare, care constă din tot sistemul grec interconectat cu toate extinderile prevăzute până în 2023 (configurația status quo).

Tabelul nr. 2: Granițele zonei de ofertare în configurația „Zonele de ofertare: GR, CR” (configurație nouă)

Cty-CBk	Granița zonei de ofertare	OTS1	Stația 1	OTS2	Stația 2	Nivel de tensiune [kV]	Tipul	Denumirea elementului de rețea	Nou / diferit față de status quo?
GR	GR - BG	IPTO	a. Thessaloniki b. Nea Santa	ESO-EAD	a. Blageovgrad	400 kV 400 kV	c.a. c.a.		Nu
GR	GR-IT	IPTO	Arachthos	TERNA	Galatina	400 kV	c.c.		Nu

3.2. ”Zonele de ofertare: GR, CR” (Configurație nouă)

1. Figura 1 prezintă delimitările zonei de ofertare din punct de vedere geografic.

2. Elementele de rețea ce vor forma granițele zonei de ofertare în această configurație sunt prezentate în Tabelul 2.

În cadrul acestei configurații se presupune că, începând cu data la care Insula Creta este interconectată în anul 2020 (faza I), sistemul grec va consta din două zone de ofertare în comparație cu una, așa cum este în configurația status quo. Prima zonă de ofertare va fi Grecia continentală și insulele mici interconectate (BZ GR), iar a doua zonă de ofertare va fi Insula Creta (BZ CR). Configurația noii zone de ofertare se propune datorită extinderii sistemului grec în Insula Creta, care înainte a fost un sistem autonom.

Cele două linii de 150 kV c.a. din faza I a interconexiunii au capacitate estimată de transfer de 150 – 180 MW, ceea ce nu este suficient pentru a acoperi toată cererea din Creta. Dat fiind că grupurile producătoare clasice din Creta sunt majoritar pe păcură, cu cost de producere mult mai mare decât cel al grupurilor din Grecia continentală, se estimează că va fi întotdeauna congestie pe interconexiune din direcția Greciei continentale spre Creta (GR spre CR). Costurile anuale de redispecerizare sunt estimate la aproximativ 240 M€. Sistemul de piață de echilibrare al IPTO a oferit deja posibilitatea unor potențiale zone de ofertare suplimentare fără un cost suplimentar de implementare pe piață a celor două zone de ofertare propuse.

Prin urmare, în această configurație, se propune zonă de ofertare pentru Grecia continentală și insulele vecine interconectate (GR) și o zonă suplimentară de ofertare a Cretei (CR). Trebuie reținut că această nouă BZ propusă este internă (pe teritoriul Greciei) și nu afectează fluxurile transfrontaliere dintre BZ GR și zonele de ofertare învecinate, deci nici un alt OTS decât IPTO.

## Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Italia Centrală și de Sud” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare

Prezenta anexă prezintă detaliat configurațiile zonei de ofertare pentru revizuirea Zonei de ofertare „CSI” ce vor fi considerate în revizia zonei de ofertare în conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare)

### 2. Prezentarea configurațiilor Regiunii „CSI” de revizuire a zonei de ofertare

1. BZRR analizează configurațiile zonei de ofertare CSI. Aceasta include configurația actuală a zonei de ofertare (Configurația 2019/2020 a zonei de ofertare), precum și configurația zonei de ofertare așa cum este aprobată spre implementare în anul 2021 de către Autoritatea Națională de Reglementare din Italia (Hotărârea 103/2019/R/EEL a ARERA) (Configurația 2021 a zonei de ofertare).

2. Prezentarea acestor configurații, incluzând: denumirea configurației, numărul de configurații (pentru referință), numărul de zone de ofertare pentru fiecare stat membru și ce justificare are configurația zonelor de ofertare din statele membre, pe bază expert sau pe bază de model, se poate găsi în Tabelul nr.1.

3. Prezentarea geografică a delimitărilor zonei de ofertare este prevăzută în Figura 1.

4. Fiecare configurație este descrisă mai detaliat în secțiunea 3 din prezenta anexă.

Tabelul nr. 1: Prezentarea generală a Configurațiilor Zonei de Ofertare și numărul Zonelor de Ofertare pentru fiecare stat membru în parte, pentru fiecare configurație în parte

Configurația nr	1	2
Denimire configurație	Configurația zonei de ofertare 2019/2020	Configurația zonei în 2021
<b>Italia</b>	[6+1 <sup>‡</sup> ] [EB]	[6+1 <sup>§</sup> ] [EB]

<sup>‡</sup> Zonele de ofertare fac parte din BZRR CSI și 1 din BZRR Europa Continentală

<sup>§</sup> Zonele de ofertare fac parte din BZRR CSI și 1 din BZRR Europa Continentală

### Configurația zonei de ofertare în 2019/2020



### Configurația zonei de ofertare în 2021



Fig. 1: Prezentarea generală geografică a delimitărilor zonei de ofertare

### 3. Informații detaliate pentru fiecare configurație în parte

Prezenta secțiune prezintă informații detaliate pentru fiecare configurație în parte.

#### 3.1. Configurația zonei de ofertare 2019/2020

1. Configurația status quo este prezentată pentru comoditate.

2. În Figura 1 se prezintă geografic delimitările zonei de ofertare.

3. Elementele de rețea care formează granițele zonei de ofertare în această configurație se găsesc în Tabelul 2.

Tabelul nr. 2: Granițele zonei de ofertare în configurația 1 „Configurația 2019/2020”

BZ Border	BZ 1	Station 1	BZ 2	Station 2	Voltage level [kV]	Type	Network element Name
Nord-Cnor	Nord	La Spezia	Cnor	Marginone	380	AC	LaSpezia– Marginone
Nord-Cnor	Nord	La Spezia	Cnor	Acciaiole	380	AC	LaSpezia– Acciaiole
Nord-Cnor	Nord	Bargi	Cnor	Calenzano	380	AC	Bargi– Calenzano
Nord-Cnor	Nord	Forli	Cnor	Fano	380	AC	Forli– Fano
Nord-Cnor	Nord	S. Martino in XX	Cnor	Fano	380	AC	S. Martino in XX –Fano
Nord-Cnor	Nord	La Spezia	Cnor	Avenza	220	AC	LaSpezia– Avenza
Nord-Cnor	Nord	S. Colombano	Cnor	Avenza	220	AC	S. Colombano –Avenza
Nord-Cnor	Nord	S.B.Querceto	Cnor	Calenzano	220	AC	San Benedetto del Querceto –Calenzano
Nord-Cnor	Nord	Colorno	Cnor	Avenza	220	AC	Colorno – Avenza
Cnor-Csud	Cnor	Suvereto	Csud	Montalto	380	AC	Suvereto 1 – Montalto
Cnor-Csud	Cnor	Suvereto	Csud	Montalto	380	AC	Suvereto 2 – Montalto
Cnor-Csud	Cnor	Pian della Speranza	Csud	Roma Nord	380	AC	Pian della Speranza – RomaNord
Cnor-Csud	Cnor	Rosara	Csud	Teramo	380	AC	Rosara –Teramo
Cnor-Csud	Cnor	Villavalle	Csud	Villanova	380	AC	Villavalle –Villanova
Cnor-Csud	Cnor	Villavalle	Csud	Tuscania	380	AC	Villavalle –Tuscania
Cnor-Csud	Cnor	Rosara	Csud	Montorio	220	AC	Rosara –Montorio
Cnor-Csud	Cnor	Villavalle	Csud	S. Giacomo	220	AC	Villavalle –S. Giacomo
Cnor-Csud	Cnor	Villavalle	Csud	Roma Nord	220	AC	Villavalle –Roma Nord
Cnor-Csud	Cnor	Villavalle	Csud	S. Lucia	220	AC	Villavalle –S. Lucia
Csud-Sud	Csud	Benevento	Sud	Troia	380	AC	Benevento - Troia
Csud-Sud	Csud	Gissi	Sud	Larino	380	AC	Gissi - Larino
Csud-Sud	Csud	Bisaccia	Sud	Melfi	380	AC	Bisaccia – Melfi
Csud-Sud	Csud	Montecorvino	Sud	Laino	380	AC	Montecorvino 1 –Laino
Csud-Sud	Csud	Montecorvino	Sud	Laino	380	AC	Montecorvino 2 –Laino
Csud-Sud	Csud	Tusciano	Sud	Laino	220	AC	Tusciano –Laino
Rosn-Sici	Rosn	Rizziconi	Sici	Sorgente	380	AC	Rizziconi-Sorgente 1
Rosn-Sici	Rosn	Rizziconi	Sici	Sorgente	380	AC	Rizziconi-Sorgente 2
Cnor-Sard	Cnor	Suvereto	Sard	Codrogianos	200	DC	SACOI
Csud-Sard	Csud	Latina	Sard	Fiumesanto	500	DC	SAPEI
Sud-GR	Sud	Galatina	GR	Aradthos	500	DC	GRITA

### 3.2. Configurația zonei de ofertare 2021

1. Configurația status quo este prezentată pentru comoditate.
2. În Figura 1 se prezintă geografic delimitările zonei de ofertare.
3. Elementele de rețea care formează granițele zonei de ofertare în această configurație se găsesc în Tabelul 3.

Tabelul nr. 3: Granițele zonei de ofertare aferente Configurației 1 „Configurația zonei de ofertare 2021”

Granița BZ	BZ_1	Stația_1	BZ_2	Stația_2	Nivel	Tipul	Denumire element rețea
Nord-Cnor	Nord	La Spezia	Cnor	Marginone	380	c.a.	La Spezia - Marginone
Nord-Cnor	Nord	La Spezia	Cnor	Acciaiole	380	c.a.	La Spezia - Acciaiole
Nord-Cnor	Nord	Bargi	Cnor	Calenza no	380	c.a.	Bargi - Calenzano
Nord-Cnor	Nord	Forli	Cnor	Fano	380	c.a.	Forli - Fano
Nord-Cnor	Nord	S. Martino in XX	Cnor	Fano	380	c.a.	S. Martino in XX - Fano
Nord-Cnor	Nord	La Spezia	Cnor	Avenza	220	c.a.	La Spezia - Avenza
Nord-Cnor	Nord	S. Colombano	Cnor	Avenza	220	c.a.	S. Colombano - Avenza
Nord-Cnor	Nord	S.B.Querceto	Cnor	Calenzano	220	c.a.	San Benedetto del Querceto
Nord-Cnor	Nord	Colorno	Cnor	Avenza	220	c.a.	Colorno - Avenza
Cnor-Csud	Cnor	Suvereto	Csud	Montalto	380	c.a.	Suvereto 1 - Montalto
Cnor-Csud	Cnor	Suvereto Pian della	Csud	Montalto	380	c.a.	Suvereto 2 - Montalto Pian della Speranza - Roma
Cnor-Csud	Cnor	Speranza	Csud	Roma Nord	380	c.a.	Nord
Cnor-Csud	Cnor	Rosa ra	Csud	Teramo	380	c.a.	Rosara - Teramo

Cnor-Csud	Cnor	Arezzo	Csud	Pietrafitta	220	c.a.	Arezzo-Pietrafitta
Cnor-Csud	Cnor	Rosara	Csud	Montorio	220	c.a.	Rosara - Montorio
Csud-Sud	Csud	Benevento	Sud	Troia	380	c.a.	Benevento - Troia
Csud-Sud	Csud	Gissi	Sud	Larino	380	c.a.	Gissi - Larino
Csud-Sud	Csud	Bisaccia	Sud	Melfi	380	c.a.	Bisaccia - Melfi
Csud-Sud	Csud	Montecorvino	Sud	Laino	380	c.a.	Montecorvino 1 - Laino
Csud-Sud	Csud	Montecorvino	Sud	Laino	380	c.a.	Montecorvino 2 - Laino
Csud-Sud	Csud	Tusciano	Sud	Laino	220	c.a.	Tusciano - Laino
Sud-Cala	Sud	Aliano	Cala	Laino	380	c.a.	Aliano-Laino
Sud-Cala	Sud	Montecorvino	Cala	Laino	380	c.a.	Montecorvino 1 - Laino
Sud-Cala	Sud	Montecorvino	Cala	Laino	380	c.a.	Montecorvino 2 - Laino
Sud-Cala	Sud	Tusciano	Cala	Laino	220	c.a.	Tusciano - Laino
Cala-Sici	Rosn	Rizziconi	Sici	Sorgente	380	c.a.	Rizziconi-Sorgente 1
Cala-Sici	Rosn	Rizziconi	Sici	Sorgente	380	c.a.	Rizziconi-Sorgente 2
Cnor-Sard	Cnor	Suvereto	Sard	Codoginosa	200	c.c.	SACOI
Csud-Sard	Csud	Latina	Sard	Fiumesanto	500	c.c.	SAPEI
Sud-GR	Sud	Galatina	GR	Arachthos	500	c.c.	GRITA

## Anexa 5

### Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Baltic” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare

#### 1.1. Tabel rezumativ ce descrie configurația status-quo

Pe baza justificării prezentate în primul paragraf, statele Baltice furnizează doar configurația status-quo pentru revizuirea zonei de ofertare

Denumirea configurației	Status Quo	Zone de ofertare mari	Împărțirea țării	Zone de ofertare mici
EE	1	-	-	-
LV	1	-	-	-
LT	1	-	-	-

#### 1.2. Harta BZRR pentru configurația status-quo

Sistemele energetice din statele baltice care includ Estonia, Letonia și Lituania operează în prezent în paralel cu sistemele energetice din Rusia și Belarus ca membre ale Sistemului Energetic Integrat / Sistemul Energetic Unificat (IPS/UPS) unde rezervele principale de energie și de reglaj al frecvenței sunt furnizate de sistemul rusesc. Sistemul energetic baltic împreună cu Rusia și Belarus sunt membre ale inelului electric BRELL (prescurtare a Belarus, Rusia, Estonia, Letonia și Lituania), cu linii de transport de 330 kV, 500 kV și 750 kV. Interconectarea electrică strânsă a statelor baltice cu Rusia și Belarus asigurată până acum este fiabilă, flexibilă și sigură pentru operarea sistemului din statele baltice

și a întregului inel BRELL. După aderarea statelor baltice la Uniunea Europeană, integrarea Letoniei, Lituaniei și a Estoniei pe piața comună de energie a UE a fost găsită ca prioritate strategică pentru statele baltice și UE. În ultimii cincisprezece ani s-au construit două interconexiuni între statele baltice și zonele de ofertare vecine. Schimburile de energie între Nordică-Baltică și Europa Continentală - Baltică s-au îmbunătățit. Statele baltice au trei linii de interconexiune de înaltă tensiune în curent continuu spre țările Nordice (EstLink 1 între FI și EE cu capacitate - 350 MW, EstLink 2 între FI și EE cu capacitate - 650 MW și NordBalt între LT și SE cu capacitate - 700 MW) și o interconectare de înaltă tensiune în curent continuu cu Europa Continentală (legătura LitPol între LT și PL cu capacitate - 500 MW). Lista completă de interconexiuni din alineatul 1 se găsește în alineatul 2.3. În prezent, statele baltice sunt foarte bine conectate cu sistemul energetic IPS/UPS și împreună dețin nouă interconexiuni de 330 kV cu Rusia/Belarus. Schimburile de energie dintre statele baltice și Rusia/Belarus sunt limitate și toate tranzacțiile de energie electrică au loc prin intermediul zonei de ofertare Lituania. Această abordare pentru importul de energie din Rusia/Belarus este aplicată spre a nu limita schimburile de energie transfrontaliere interne între statele baltice și a reduce în general dependența electrică de țări non-UE. Capacitățile transfrontaliere ale statelor baltice sunt suficiente. Au fost detectate unele suprasarcini pe interconexiunea EE - LV și s-au aplicat măsuri de comercializare în contrapartidă. Pentru a consolida interconexiunea EE - LV se va construi o nouă linie de interconexiune în cursul anului 2020.



### 1.3. Lista elementelor de rețea care constituie granițele zonei de ofertare

Cty C Bk	Granița	Partener_1	Stația_1	Partener_2	Stația_2	kV	Tipul	Numele	Nou/Diferit față de status quo?
EE	EE-FI	Elering OÜ	Harku	Fingrid	Espoo	±150	c.c.	ESTLINK 1	Nu
EE	EE-FI	Elering OÜ	Püssi	Fingrid	Anttila	450	c.c.	ESTLINK 2	Nu
EE	EE-LV	Elering OÜ	Tartu	AS Augstsprieguma tikls	Valmiera	330	c.a.	Tartu-Valmiera L301	Nu
Cty C Bk	Granița	Partener_1	Stația_1	Partener_2	Stația_2	kV	Tipul	Nume	Nou/Diferit față de status quo?

EE	EE-LV	Elering OÜ	Tsirguliina	AS Augstsprieg uma tikls	Valmiera	330	c.a.	Tsirguliina- Valmiera L354	Nu
EE	EE-LV	Elering OÜ	Tsirguliina	AS Augstsprieg uma tikls	Valka	110	c.a.	Tsirguliina-Valka L677	Nu
EE	EE-LV	Elering OÜ	Ruusmae	AS Augstsprieg uma tikls	Aluksne	110	c.a.	Ruusmae-Aluksne L683	Nu
EE	EE- RU	Elering OÜ	Eesti	RAO UES	Kingisep	330	c.a.	Eesti- Kingisep L373	Nu
EE	EE- RU	Elering OÜ	Balti	RAO UES	Leningradskaya	330	c.a.	Balti- Leningradskaya L374	Nu
EE	EE- RU	Elering OÜ	Tartu	RAO UES	Pskov	330	c.a.	Tartu-Pskov L358	Nu
LT	LT-LV	LITGRID AB	Klaipeda	Augstsprieg uma tikls	Grobine	330	c.a.	Klaipeda -Grobine LN324	Nu
LT	LT-LV	LITGRID AB	Siauliai/T elsiai	Augstsprieg uma tikls	Jelgava	330	c.a.	Siauliai/Telsiai- Jelgava LN 305/457	Nu
LT	LT-LV	LITGRID AB	Panevezys	Augstsprieg uma tikls	Plevines HE	330	c.a.	Panevezys - Plevines HE LN 316	Nu
LT	LT-LV	LITGRID AB	Ignalinos AE	Augstsprieg uma tikls	Liksna	330	c.a.	Ignalinos AE - Liksna LN 452	Nu
LT	LT-LV	LITGRID AB	Paroveja	Augstsprieg uma tikls	Nereta	110	c.a.	Paroveja - Nereta LN 622	Nu
LT	LT-LV	LITGRID AB	Zarasai	Augstsprieg uma tikls	Daugpilis	110	c.a.	Zarasai - Daugpilis LN 631	Nu
LT	LT-LV	LITGRID AB	Ignalinos AE	Augstsprieg uma tikls	Daugpilis	110	c.a.	Ignalinos AE - Daugpilis LN 632	Nu
LT	LT-RU	LITGRID AB	Klaipeda	FSK	Sovietsk	330	c.a.	Klaipeda -Sovietsk LN325	Nu
LT	LT-RU	LITGRID AB	Jurbarkas	FSK	Sovietsk	330	c.a.	Jurbarkas - Sovietsk LN 326	Nu
LT	LT-RU	LITGRID AB	Kruonio HAE	FSK	Sovietsk	330	c.a.	Kruonio HAE - Sovietsk LN 447	Nu
LT	LT-RU	LITGRID AB	Pagegiai	FSK	0-5	110	c.a.	Pagegiai - 0-5 LN 104	Nu
LT	LT-RU	LITGRID AB	Pagegiai	FSK	0-5	110	c.a.	Pagegiai - 0-5 LN 105	Nu
LT	LT-RU	LITGRID AB	Kybartai	FSK	Nesterov	110	c.a.	Kybartai - Nesterov LN 130	Nu
LT	LT-RU	LITGRID AB	Nida	FSK	Tomoznaja Rosiji	10	c.a.	Nida - Tomoznaja Rosiji LN 249	Nu
LT	LT-RU	LITGRID AB	Nida	FSK	Rybacij	10	c.a.	Nida - Rybacij LN 248	Nu
LT	LT-RU	LITGRID AB	K. Naumiests	FSK	P/C 2114	10	c.a.	K. Naumiests - P/C 2114 LN 240	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Ignalinos AE	Belenergo	Polock	330	c.a.	Ignalinos AE - Polock LN 450	Nu

LT	LT-BY	LITGRID AB	Ignalinos AE	Belenergo	Smorgon	330	c.a.	Ignalinos AE - Smorgon LN 452	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Ignalinos AE	Belenergo	Beloruskaja	330	c.a.	Ignalinos AE - Beloruskaja LN 705	Da
LT	LT-BY	LITGRID AB	Vilnius	Belenergo	Molodecno	330	c.a.	Vilnius - Molodecno LN 333	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Alytus	Belenergo	Grodno	330	c.a.	Alytus - Grodno LN 368	Nu
Cty C Bk	Graniža	Partner_1	Stacija_1	Partner_2	Stacija_2	kV	Tipul	Nume	Nou/Diferit față de status quo?
LT	LT-BY	LITGRID AB	Ignalinos AE	Belenergo	Opsa	110	c.a.	Ignalina - Opsa	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Ignalinos AE	Belenergo	Vidzi	110	c.a.	Ignalinos AE - Vidzi	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Didziasalis	Belenergo	Kozenai	110	c.a.	Didziasalis - Kozenai	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Svencionys	Belenergo	Lentupis	35	c.a.	Svencionys - Lentupis	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Pabrade	Belenergo	Podolci	110	c.a.	Pabrade - Podolci	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Kalveliai	Belenergo	Asmena	110	c.a.	Kalveliai - Asmena	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Salcininkai	Belenergo	Voronovo	110	c.a.	Salcininkai - Voronovo	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Leipalingis	Belenergo	Grodno	110	c.a.	Leipalingis - Grodno	Nu
LT	LT-BY	LITGRID AB	Dieveniskės	Belenergo	Subotnikai	35	c.a.	Dieveniskės - Subotnikai	Nu
LT	LT-SE4	LITGRID AB	Klaipėda	Svenska kraftnat	Nybro	±300	c.c.	NordBalt	Nu
LT	LT-PL	LITGRID AB	Alytus	Polskie Sieci Elektroener	Etk	±70 kV	c.c.	LitPol Link	Nu
LV	EE-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Valmiera	Elering OÜ	Tartu	330	c.a.	LN 301	Nu
LV	LT-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Jelgava	Lietuvos energija AB	Siauliai	330	c.a.	LN 305	Nu
LV	LT-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	PļaviņuheS	Lietuvos energija AB	Panėvezys	330	c.a.	LN 316	Nu
LV	LT-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Grobina	Lietuvos energija AB	Klaipėda	330	c.a.	LN 324	Nu
LV	EE-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Valmiera	Elering OÜ	Tsīrgulīna	330	c.a.	LN 354	Nu
LV	LT-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Līksna	Lietuvos energija AB	Ignalinos AE	330	c.a.	LN 451	Nu
LV	LT-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Nereta	Lietuvos energija AB	Paroveja	110	c.a.	LN 622	Nu

LV	LT-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Daugavpils	Lietuvos energija AB	Zarasai	110	c.a.	LN 631	Nu
LV	LT-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Daugavpils	Lietuvos energija AB	Ignalinos AE	110	c.a.	LN 632	Nu
LV	EE-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Valka	Elering OÜ	Tsirguliina	110	c.a.	LN 677	Nu
LV	EE-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Alūksne	Elering OÜ	Rusmae	110	c.a.	LN 683	Nu
LV	LV- RU	AS Augstsprieguma Tīkls	Rēzekne	FSK OES Rosii	Velikoreckaja	330	c.a.	LN 309	Nu
LV	BY-LV	AS Augstsprieguma Tīkls	Skrudaliena	Bel Energo	Braslavu	110	c.a.	LN 630	Nu

## Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Peninsula Iberică” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare

### 1.1 Descrierea status-quo

O prezentare geografică a delimitărilor zonei de ofertare este prezentată în următoarea figură:



Tabelul următor reprezintă un tabel rezumativ, ce descrie status-quo

Denumirea configurației	Status Quo
ES	1 [EB]
PT	1 [EB]

Elementele de rețea ce vor constitui granițele zonei de ofertare a acestei configurații, este dat în următorul tabel.

<b>Configurația 1 „Status Quo“</b>								
Cty-CBk	Granița zonei de ofertare	OTS1	Stația 1	OTS2	Stația 2	Nivel de tensiun	Tipul	Denumirea elementului de rețea
ES	ES-PT	REE	Cartelle	REN	Lindoso	400	c.a.	Cartelle-Lindoso 1
ES	ES-PT	REE	Cartelle	REN	Lindoso	400	c.a.	Cartelle-Lindoso 2
ES	ES-PT	REE	Cedillo	REN	Falaguerira	400	c.a.	
ES	ES-PT	REE	Brovales	REN	Alqueva	400	c.a.	
ES	ES-PT	REE	Aldeadavila	REN	Lagoaça	400	c.a.	

ES	ES-PT	REE	Puebla de Guzman	REN	Tavira	400	c.a.	
ES	ES-PT	REE	Aldeadavila	REN	Pocinho	220	c.a.	Aldeadavila-Pocinho 1
ES	ES-PT	REE	Aldeadavila	REN	Pocinho	220	c.a.	Aldeadavila-Pocinho 2
ES	ES-PT	REE	Saucelle	REN	Pocinho	220	c.a.	
ES	ES-PT	REE	Conchas	REN	Lindoso	132	c.a.	
ES	ES-PT	REE	Badajoz	REN	Elvas	66	c.a.	
ES	ES-PT	REE	Rosal de la	REN	Vila verde de	15	c.a.	
ES	ES-PT	REE	Encinasola	REN	Barrancos	15	c.a.	
ES	ES-FR	REE	Vic	RTE	Baixais	400	c.a.	
ES	ES-FR	REE	Benos	RTE	Lac Doo	150	c.a.	
ES	ES-FR	REE	Irun	RTE	Errondenia	150	c.a.	
ES	ES-FR	REE	Hernani	RTE	Argia	400	c.a.	
ES	ES-FR	REE	Arkale	RTE	Argia	220	c.a.	
ES	ES-FR	REE	Biescas	RTE	Pragneres	220	c.a.	
ES	ES-FR	REE	Santa	RTE	Baixais	320	c.c.	Santa Llogaia - Baixas
ES	ES-FR	REE	Santa	RTE	Baixais	320	c.c.	Santa Llogaia - Baixas
PT	ES-PT	REE	Cartelle	REN	Lindoso	400	c.a.	Cartelle-Lindoso 1
PT	ES-PT	REE	Cartelle	REN	Lindoso	400	c.a.	Cartelle-Lindoso 2
PT	ES-PT	REE	Cedillo	REN	Falaguerira	400	c.a.	
PT	ES-PT	REE	Brovaes	REN	Alqueva	400	c.a.	
PT	ES-PT	REE	Aldeadávila	REN	Lagoa^a	400	c.a.	
PT	ES-PT	REE	Puebla de	REN	Tavira	400	c.a.	
PT	ES-PT	REE	Aldeadávila	REN	Pocinho	220	c.a.	Aldeadávila-Pocinho 1
PT	ES-PT	REE	Aldeadávila	REN	Pocinho	220	c.a.	Aldeadávila-Pocinho 2
PT	ES-PT	REE	Saucelle	REN	Pocinho	220	c.a.	
PT	ES-PT	REE	Conchas	REN	Lindoso	132	c.a.	
PT	ES-PT	REE	Badajoz	REN	Elvas	66	c.a.	
PT	ES-PT	REE	Rosal de la	REN	Vila verde de	15	c.a.	
PT	ES-PT	REE	Encinasola	REN	Barrancos	15	c.a.	

## Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Piața unică de energie electrică Irlanda” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare

### 1.1. Descrierea status-quo

O prezentare generală geografică a delimitărilor zonei de ofertare este dată în următoarea figură:



Fig. 7: Zonele de Ofertare SEM și GB

Harta sistemului de transport pentru zona de ofertare SEM, ce cuprinde sistemele de transport Irlanda și Irlanda de Nord, sunt date în următoarele figuri.

**EIRGRID GROUP**  
**TRANSMISSION SYSTEM**  
**400, 275, 220 AND 110kV**  
**SEPTEMBER 2016**

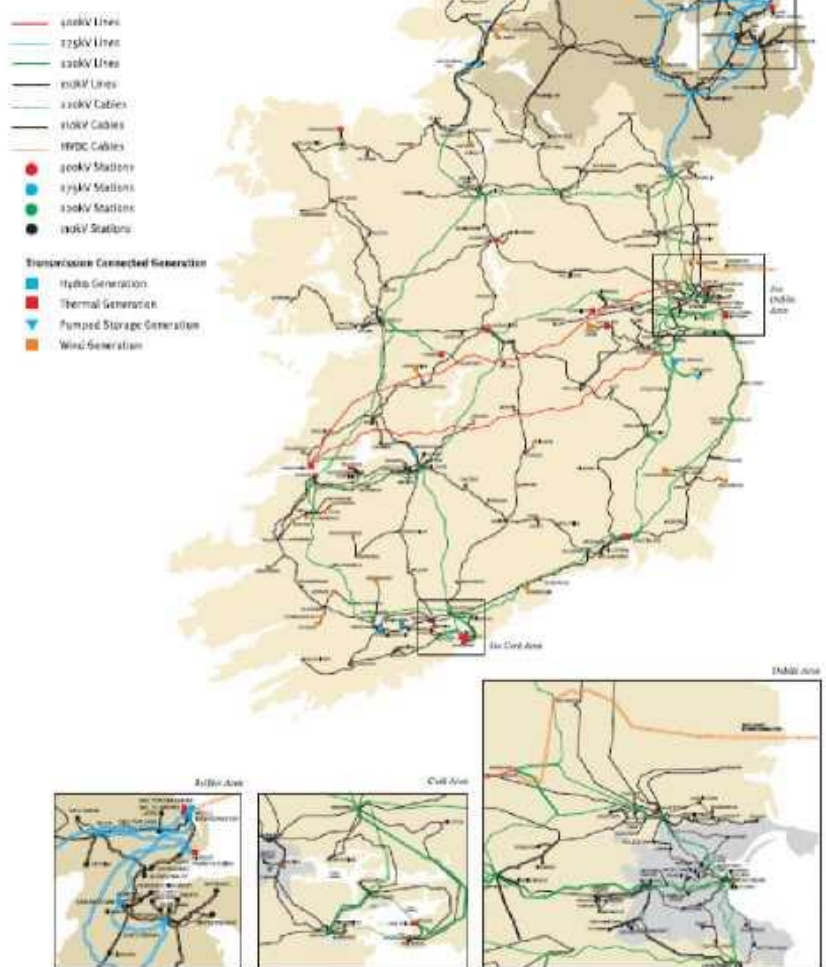


Figura 8: Harta sistemelor de transport Irlanda și Irlanda de Nord  
 Un tabel rezumativ ce descrie status-quo este dat în tabelul următor:

Denumirea configurației	Status Quo
<b>SEM</b>	<b>1 [EB]</b>
<b>GB</b>	<b>1 [EB]</b>

Elementele de rețea ce vor constitui granițele zonei de ofertare aferente acestei configurații, sunt date în următorul tabel:

Configurația [No] [Nume]									
Cty-CBk	Granița zonei de ofertare	OTS1	Stația 1	OTS2	Stația 2	Nivel tensiune [kV]	Tipul	Denumire element rețea	Nou/diferit față de status quo?
SEM	SEM-GB	NGESO	Auchencr osh	NGESO	Mark Hill	275	c.c.	Auchencr osh-Mark Hill	Nu
SEM	SEM-GB	NGESO	Mark Hill	NGESO	Coylton	275	c.a.	Mark Hill-Coylton	Nu
SEM	SEM-GB	SONI	Ballycrona n More	SONI	Ballylumf ord	275	c.a.	Ballyycro nan More-Ballylumf	Nu
SEM	SEM-GB	SONI	Ballylumf ord	SONI	Hannahst own	275	c.a.	Ballylumf ord-Hannahst	Nu
SEM	SEM-GB	SONI	Ballycrona n More	SONI	Hannahst own	275	c.a.	Ballycron an More-Hannahst	Nu
SEM	SEM-GB	SONI	Ballylumf ord	SONI	Hannahst own	275	c.a.	Ballylumf ord-Hannahst	Nu
SEM	SEM-GB	SONI	Ballylumf ord	SONI	Kells	275	c.a.	Ballylumf ord-Kells	Nu
SEM	SEM-GB	SONI	Ballylumf ord	SONI	Magheraf elt	275	c.a.	Ballylumf ord-Magheraf	Nu
SEM	SEM-GB	EirGrid	EWIC	EirGrid	Portan	380	c.c.	EWIC-Portan	Nu
SEM	SEM-GB	EirGrid	Woodland	EirGrid	Portan	380	c.c.	Woodlan d-Portan	Nu
SEM	SEM-GB	EirGrid	Woodland	EirGrid	Maynooth	220	c.a.	Woodlan d-Maynoot	Nu
SEM	SEM-GB	EirGrid	Woodland	EirGrid	Oldstreet	380	c.a.	Woodlan d-Oldstreet	Nu
SEM	SEM-GB	EirGrid	Woodland	EirGrid	Corduff	220	c.a.	Woodlan d-Corduff	Nu
SEM	SEM-GB	EirGrid	Woodland	EirGrid	Louth	220	c.a.	Woodlan d-Louth	Nu

## **Configurațiile Regiunii de revizuire a zonei de ofertare “Marea Britanie” ce vor fi considerate în procesul de revizuire a zonei de ofertare**

Prezenta anexă descrie detaliat configurațiile zonei de ofertare pentru revizia zonei de ofertare UK ce vor fi considerate în procesul de revizie a zonei de ofertare în conformitate cu prevederile art. 14 alin. (5) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare).

### 2. Prezentarea generală a configurațiilor Regiunii de revizuire a zonei de ofertare UK

1. BZRR analizează configurațiile zonei de ofertare din regiunea UK. Aceasta include configurația zonei de ofertare așa cum este la 1/1/2020 drept configurația status quo.

2. Pentru a elimina orice dubiu, regiunea UK include doar Marea Britanie. Irlanda de Nord (parte a Regatului Unit) face parte din regiunea Irlandei și din zona de ofertare IE, fiind deci abordată în Anexa 7.

3. În prezent și conform estimării pentru 1/1/2020, Marea Britanie formează o zonă de ofertare. Această configurație a unei singure piețe în GB a existat de la introducerea BETTA\*\* (Acordurile britanice de tranzacționare și transport al energiei electrice) care a intrat în vigoare la 1 aprilie 2005. Obiectivul principal al reformelor BETTA a fost acela de a crea o piață unică, competitivă angro de energie electrică în Marea Britanie. A unit piețele anterior separate dar sincronizate electric din Scoția și Anglia & Țara Galilor.

4. Sistemul de energie electrică din GB este interconectat cu alte sisteme prin interconexiuni de înaltă tensiune în current continuu. Sistemul din GB formează o singură zonă sincronă, gestionată de operatorul de sistem National Grid Electricity.

5. Granițele zonei actuale de ofertare sunt interconexiunile de înaltă tensiune în current continuu ce conectează GB cu alte regiuni sincrone. Acestea sunt interconexiunea Moyle și interconexiunea est-vest cu zona de ofertare irlandeză (IE), precum și IFA, NEMO și BritNed care conectează regiunea Core și zonele de ofertare din Franța (FR), Belgia (BE) și Olanda (NL). Pe măsură ce se pune în funcțiune altă interconexiune către alte zone de ofertare sau către aceeași, noua interconexiune va face parte din granița zonei de ofertare.

6. Prezentarea geografică a delimitărilor zonei de ofertare se găsește în Figura 1.

---

\*\* <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2005/02/9549-2605.pdf>

7. Fiecare configurație este descrisă mai detaliat în secțiunea a 3-a din prezenta anexă.

Tabelul nr.1: Prezentarea generală a Configurațiilor zonei de ofertare și numărul zonelor de ofertare pentru fiecare stat membru, pentru fiecare configurație în parte

<b>Configurația nr</b>	<b>1</b>
<b>Denumirea configurației</b>	<b>status quo</b>
<b>Regatul Unit</b>	Marea Britanie (Anglia, Scoția și Țara Galilor)

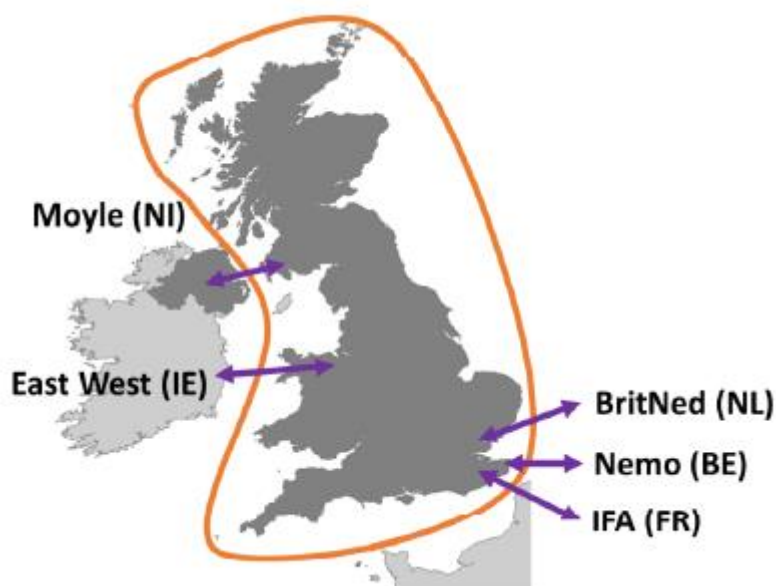


Figura 1. Zona de ofertare GB din prezent, marcată în portocaliu, cu interconexiuni de înaltă tensiune în curent continuu către alte zone sincrone, marcate cu mov

3. Informații detaliate pentru fiecare configurație în parte.

Prezenta secțiune prezintă informații detaliate pentru fiecare configurație în parte.

3.1. Configurația status-quo

1. Prezentarea generală a configurației status-quo este inclusă spre informare.

2. O prezentare generală geografică a delimitărilor zonei de ofertare este dată în figura 2.

3. Elementele de rețea care vor constitui granițele zonei de ofertare a prezentei configurații, este dată în tabelul 2.

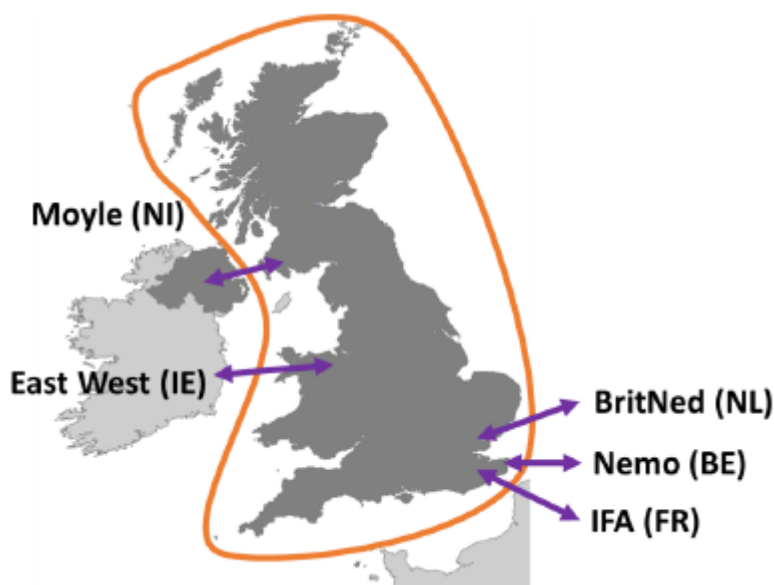


Figura nr. 2: Zona de ofertare GB din prezent, marcată cu portocaliu, cu interconexiuni de înaltă tensiune în curent continuu cu alte zone sincrone, marcate cu mov

Tabelul nr. 2: Granițele zonei de ofertare aferente configurației 1 „Status quo”

Cty-CBk	Granița zonei de ofertare	TSO1 <sup>††</sup>	Stația 1	OTS2	Stația 2	Nivel tensiune [kV]	Tipul	Denumirea elementului de rețea	Nou/diferit față de status quo?
GB	UK-BE	NGESO	Richborough	ELIA	Gezelle	400	c.c.	Nemo Link	Status Quo
GB	UK-NI	NGESO	Auchencrosh	SONI	Moyle	250	c.c.	Moyle	Status Quo
GB	FR-UK	RTE	Mandarins	NGESO	Sellindge	270	c.c.	IFA	Status Quo
GB	UK-NL	NGESO	Isle of Grain	TenneT	Maasvlakte	450	c.c.	BritNed	Status Quo
GB	UK-IE	NGESO	Deeside	Eirgrid	Woodland	260	c.ce	EWIS	Status Quo

<sup>††</sup> TSO GB este National Grid Electricity System Operator Ltd (NGESCO), operatorul de system pentru întreaga GB. Stațiile prezentate sunt deținute de diferiți operatori de transport (TSOs) – SP Transmission Plc own Auchencrosh, și altele (Richborough, Sellindge, Isle of Grain și Deeside) sunt deținute de National Grid Electricity Transmission Plc.