

ACTE ALE AUTORITĂȚII NAȚIONALE DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

ORDIN

privind aprobarea Metodologiei de analiză cost-beneficiu pentru extinderea aplicării și acordarea derogărilor privind cerințele prevăzute în normele tehnice de racordare

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (7) lit. i) și n) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, ale art. 4, art. 5 alin. (5), art. 7 alin. (1), art. 38, 39 și 60 din Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare, ale art. 4, art. 6 alin. (1), art. 48, 49 și 50 din Regulamentul (UE) 2016/1.388 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor, ale art. 4, art. 5 alin. (1), art. 65, 66 și 77 din Regulamentul (UE) 2016/1.447 al Comisiei din 26 august 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu,

în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. c) și d) și ale art. 9 alin. (1) lit. h) 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 Metodologia de analiză cost-beneficiu pentru extinderea aplicării și acordarea derogărilor privind cerințele prevăzute în normele tehnice de racordare, prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 2. — Operatorii economici din sectorul energiei electrice duc la îndeplinire prevederile prezentului ordin, iar entitățile

organizatorice din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor prezentului ordin.

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

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,

Dumitru Chirita

București, 24 iunie 2019.
Nr. 157.

ANEXĂ

METOLOGIE de analiză cost-beneficiu pentru extinderea aplicării și acordarea derogărilor privind cerințele prevăzute în normele tehnice de racordare

CAPITOLUL I

Scop și domeniu de aplicare

Art. 1. — Prezenta metodologie are scopul de a stabili etapele principale, principiile și criteriile ce trebuie avute în vedere la elaborarea analizelor cost-beneficiu privind:

a) extinderea aplicării uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare la instalațiile existente de producere a energiei electrice, locurile de consum existente racordate la sistemul de transport, instalațiile de distribuție existente racordate la sistemul de transport, sistemele de distribuție existente, inclusiv sistemele de distribuție închise existente, unitățile consumatoare utilizate de un loc de consum existent sau de un sistem de distribuție închis existent pentru a furniza servicii de consum comandabil, astfel cum sunt definite în normele tehnice de racordare aplicabile, aprobate prin ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

b) extinderea aplicării cerințelor prevăzute în normele tehnice de racordare unităților generatoare și centralelor electrice clasificate diferit de categoriile stabilite prin ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei pentru aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice, ca urmare a modificării pragurilor de putere și încadrării acestora într-o altă categorie;

c) acordarea de derogări de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare pentru instalațiile de producere a energiei electrice, locurile de consum racordate la sistemul de transport, instalațiile de distribuție racordate la sistemul de transport, sistemele de distribuție, inclusiv sistemele de distribuție închise, unitățile consumatoare utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil, sistemele de înaltă tensiune în curent continuu și modulele generatoare din centralele electrice racordate la rețelele electrice de interes public prin sisteme de înaltă tensiune în curent continuu, definite conform prevederilor normelor tehnice de racordare aplicabile, aprobate prin ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

Art. 2. — Prevederile prezentei metodologii se aplică de către operatorul de transport și de sistem, operatorii de rețea relevanți, operatorii sistemelor de distribuție și ai sistemelor de distribuție închise, gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice și ai locurilor de consum în cazul propunerilor de extindere a aplicării uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare la instalațiile existente sau în cazul solicitării de derogări de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare, după caz.

CAPITOLUL II

Terminologie și abrevieri

Art. 3. — (1) Termenii utilizati în prezenta metodologie au semnificația prevăzută în următoarele acte normative:

a) Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;

b) Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare, denumit în continuare *Regulamentul (UE) nr. 631/2016*;

c) Regulamentul (UE) 2016/1.388 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor, denumit în continuare *Regulamentul (UE) nr. 1.388/2016*;

d) Regulamentul (UE) 2016/1.447 al Comisiei din 26 august 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu, denumit în continuare *Regulamentul (UE) nr. 1.447/2016*;

e) regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electriche de interes public, aprobat prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

f) codul tehnic al rețelei electrice de transport aprobat prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

g) criteriile de acordare a derogărilor unităților generatoare și centralelor compuse din module generatoare de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică de racordare, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

h) criteriile de acordare a derogărilor locurilor/nodurilor de consum racordate la rețelele electriche de transport și de distribuție de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică pentru racordare, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

i) criteriile de acordare a derogărilor pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu care se racordează la rețeaua electrică de transport sau de distribuție și pentru modulele generatoare dintr-o centrală electrică care se racordează printr-un sistem de înaltă tensiune în curent continuu la rețeaua electrică de transport sau de distribuție de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din normele tehnice pentru racordare, aplicabile acestora, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

j) norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electriche de interes public pentru grupurile generatoare sincrone, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

k) norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electriche de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg), aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

l) norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electriche de interes public pentru locurile/nodurile de consum, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

m) norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electriche de interes public a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a centralelor electrice formate din module generatoare, care se racordează la rețelele electriche de interes public prin intermediul sistemelor de înaltă tensiune în curent

continuu, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

n) procedura privind acordarea derogărilor instalațiilor de producere a energiei electrice de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în norma tehnică de racordare, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

o) procedura privind acordarea derogărilor locurilor/nodurilor de consum racordate la rețelele de interes public de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică de racordare, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

p) procedura privind acordarea derogărilor sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a centralelor electrice formate din module generatoare, care se racordează la rețelele electriche de interes public prin intermediul sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu, de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

(2) În înțelesul prezentei metodologii, următorii termeni au semnificații:

a) analiza calitativă a costurilor și a beneficiilor — o comparație preliminară între situația existentă (scenariul de referință) și situația în care s-ar aplica o anumită cerință prevăzută în normele tehnice de racordare, la instalațiile existente (scenariul alternativ), din punctul de vedere al beneficiilor potențiali a fi obținute prin aplicarea respectivei cerințe în raport cu costurile estimative aferente investițiilor necesare în respectivele instalații pentru a le aduce în conformitate cu cerința considerată;

b) analize de sensibilitate — analize elaborate cu scopul de a îmbunătăți fiabilitatea rezultatelor analizelor cost-beneficiu și de a constata impactul modificării anumitor valori ale datelor de intrare asupra rezultatelor. Analizele de sensibilitate au un rol important în tratarea incertitudinilor și a inconsistentelor în ceea ce privește datele utilizate și ipotezele avute în vedere;

c) analiza multicriterială — este utilizată în situațiile în care impacturile sunt dificil de cuantificat și descrie orice abordare structurată utilizată pentru a determina preferințele generale dintre mai multe opțiuni alternative, opțiuni ce conduc la îndeplinirea unui anumit număr de obiective. Permite luarea în considerare a mai multor indicatori, inclusiv cei nemonetari;

d) beneficiul socioeconomic — indicator general privind bunăstarea socioeconomică dobândită de întreaga societate, inclusiv de gestionarul/operatorul instalației afectate;

e) date generice — date standard valabile pentru toate cazurile dintr-o anumită categorie, utilizate când nu se cunosc particularitățile și detaliile cazului analizat;

f) durata de recuperare actualizată (DRA) — reprezintă perioada de timp necesară pentru recuperarea costurilor actualizate cu investiția, din beneficiile anuale actualizate, și se calculează cu formula:

$$\sum_{t=1}^{DRA} \frac{V_t - (I_t + C_t)}{(1+a)^t} = 0,$$

unde:

V_t — venitul incremental obținut în anul t în urma realizării investiției [u.m./an];

I_t — investiția realizată în anul t [u.m./an];

C_t — costul incremental din anul t obținut în urma realizării investiției [u.m./an];

a — rata de actualizare [%/an].

Condiția pentru acceptarea investiției este ca DRA să fie mai mică decât o durată de recuperare maximă admisă.

Alternativ, poate fi utilizată formula termenului de recuperare (T), care exprimă perioada de timp în care investiția se recuperă din profitul anual.

$$T = It/P_t,$$

în care T = termenul de recuperare al investiției;

I_t = investiția totală;

P_t = profitul mediu anual.

Condiția pentru acceptarea investiției este ca T să fie mai mic decât un termen maxim admis;

g) *eficiența economică globală* — capacitatea unei investiții de a aduce beneficii socioeconomice mai mari decât costurile aferente. Se măsoară prin indicatori de fezabilitate generali, ce reprezintă criterii de decizie furnizate de analiza cost-beneficiu, precum venitul net actualizat, raportul beneficiu/cost, rata internă de rentabilitate sau durata de recuperare actualizată a investiției;

h) *instalație nouă/existentă* — termen generic utilizat pentru instalațiile de producere a energiei electrice, locurile de consum raccordate la sistemul de transport, instalațiile de distribuție raccordate la sistemul de transport, sistemele de distribuție, inclusiv sistemele de distribuție închise, unitățile consumatoare utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil, sistemele de înaltă tensiune în curent continuu și modulele generatoare din centralele electrice raccordate la rețelele electrice de interes public prin sisteme de înaltă tensiune în curent continuu, prevăzute în normele tehnice de raccordare în vigoare;

i) *îmbunătățirea siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național* — este performanța sistemului electroenergetic național măsurată prin intermediul următorilor indicatori, dar fără a se limita la:

- (i) energia preconizată a nu fi livrată utilizatorilor/neprodusă în centrale (EENS — Expected Energy Not Served), în decursul etapei de analiză:

$$EENS = \sum_j (p_j \cdot P_j \cdot t_j \cdot N_{ave}),$$

unde:

j — indice aferent palierelor caracteristice curbei de sarcină;

p_j — probabilitatea de a avea consum nealimentat/putere neprodusă (probabilitatea de apariție a evenimentului care conduce la nealimentarea consumului/neproducerea puterii);

t_j — ponderea duratelor de nealimentare a consumului/neproducere a puterii în durata totală a perioadei analizate (raportul dintre numărul de ore cu consum nealimentat/putere neprodusă și numărul total de ore ale perioadei de analiză);

N_{ave} — numărul de ore ale perioadei de analiză (un an, zece ani etc.);

P_j — consumul nealimentat sau puterea neprodusă, după caz [MW].

- (ii) *durata preconizată pentru pierderea consumului/producției (LOLE — Loss of Load Expectation)* reprezentând numărul de ore în care, pe termen lung, este probabil să nu fie alimentat consumul/evacuată puterea respectivă:

$$LOLE = LOLP \cdot N_{ave},$$

unde:

N_{ave} — numărul de ore ale perioadei de analiză (un an, zece ani etc.);

$LOLP$ (Loss of Load Probability) — probabilitatea de pierdere a furnizării sau de întrerupere în alimentarea cu energie electrică este definită de frecvența cazurilor în care un anumit consum rămâne nealimentat.

$$LOLP = \sum_j (p_j \cdot t_j),$$

unde:

j — indicele aferent palierelor caracteristice curbei de sarcină;

p_j — probabilitatea de a avea consum nealimentat (probabilitatea de apariție a evenimentului care conduce la nealimentarea consumului);

t_j — ponderea duratelor de nealimentare a consumului în durata totală a perioadei (raportul dintre numărul de ore cu consum nealimentat și numărul total de ore ale perioadei de analiză);

j) *lista proceselor aferente sistemului electroenergetic național* — include următoarele procese, dar fără a se limita la: reglajul de stabilizare a frecvenței, reglajul de restabilire a frecvenței asigurat automat, respectiv manual, reglajul tensiunii, reglajul puterii active și reactive a centralelor electrice, circulațiile de putere activă și reactivă;

k) *lista proceselor aferente pieței de energie electrică* — include, fără a se limita la: dispecerizarea unităților generatoare, managementul congestiilor;

l) *norme tehnice de raccordare* — termen generic utilizat pentru normele tehnice de raccordare la rețelele electrice de interes public, elaborate în temeiul prevederilor Regulamentului (UE) nr. 631/2010, ale Regulamentului (UE) nr. 1.380/2016 și ale Regulamentului (UE) nr. 1.447/2016, aprobat prin ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

m) *părere caracteristică ale curbei de sarcină* — intervale orare dintr-un an care au anumite caracteristici legate de consumul sau producția de energie electrică (de exemplu, vârf de sarcină iarnă, vârf de sarcină vară, gol de noapte iarnă, gol de noapte vară, producție mare în CHE, producție mare în CEE etc.);

n) *proceduri privind acordarea derogărilor* — termen generic utilizat pentru procedura privind acordarea derogărilor instalațiilor de producere a energiei electrice de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în norma tehnică de raccordare, procedura privind acordarea derogărilor locurilor/hodunilor de consum raccordate la rețelele electrice de interes public de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică de raccordare și procedura privind acordarea derogărilor sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și centralelor electrice formate din module generatoare, care se recordează la rețelele electrice de interes public prin intermediul sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu, de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de raccordare, aprobată prin ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;

o) *rata de actualizare* — rata rentabilității folosită pentru a converti o sumă de bani, care trebuie plătită sau primită în viitor, în valoarea ei actualizată. Trebuie să reflecte costul de oportunitate al capitalului, precum rata rentabilității ce poate fi obținută de un capital, dacă acesta este destinat altor utilizări cu același risc;

p) *rata internă de rentabilitate (RIR)* — rata de actualizare pentru care, pe durata de studiu luată în considerare, venitul net actualizat este nul ($VNA = 0$)

$$\sum_{t=1}^D \frac{V_t - (I_t + C_t)}{(1 + RIR)^t} = 0,$$

unde V_t , I_t și C_t au semnificații prevăzute la lit. f).

D — perioada de analiză care include durata de execuție și durata de viață economică [ani]

RIR se măsoară în [%/an] și indică în ce măsură investiția este profitabilă față de rate mai mari de actualizare decât rata aleasă în calcul.

Condiția necesară pentru acceptarea investiției este $RIR > a$, unde a are semnificația prevăzută la lit. f);

q) *raportul beneficiu/cost (B/C)* — raportul dintre suma tuturor beneficiilor și suma tuturor cheltuielilor actualizate pe durata de studiu

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^D \frac{V_t}{(1+a)^t}}{\sum_{t=1}^D \frac{(I_t + C_t)}{(1+a)^t}},$$

unde: V_t , I_t , C_t și a au semnificațiile prevăzute la lit. f).

Condiția necesară pentru acceptarea investiției este ca $B/C > 1$;

r) *venitul net actualizat (VNA)* — eficiența economică a investiției analizate pentru o perioadă de studiu considerată și o rată de actualizare aleasă

VNA se măsoară în unități monetare [u.m.] și se calculează utilizând formula:

$$VNA = \sum_{t=1}^D \frac{V_t - (I_t + C_t)}{(1+a)^t},$$

unde: V_t , I_t , C_t și a au semnificațiile prevăzute la lit. f).

Condiția necesară pentru acceptarea investiției este ca $VNA > 0$.

(3) În cuprinsul prezentei metodologii se utilizează următoarele acronime și abrevieri:

— ANRE — Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

— ACB — analiză cost-beneficiu;

— OD — operator de distribuție; poate fi operatorul de distribuție concesionar sau un alt operator care deține o rețea electrică de distribuție;

— ORR — operator de rețea relevant;

— OTS — operatorul de transport și de sistem;

— RES — surse regenerabile de energie electrică;

— SEN — Sistemul electroenergetic național;

— Sistem HVDC — sistem de înaltă tensiune în curent continuu.

CAPITOLUL III

Etapele principale ale realizării ACB

SECTIUNEA 1

Consultarea publică

Art. 4. — (1) Pentru o perioadă de cel puțin o lună, ORR și/sau OTS, după caz, supune consultării publice următoarele:

a) raportul prevăzut la art. 6 alin. (3) în situația propunerii de extindere a aplicării unei anumite cerințe din normele tehnice de raccordare la instalațiile existente;

b) ACB elaborată în vederea solicitării de derogări de categorie sau de clasă, după caz, de la obligația de îndeplinire a unei cerințe prevăzute în normele tehnice de raccordare aplicabile, pentru instalațiile noi/existente, depusă ca anexă la cererile de derogări de categorie sau de clasă, după caz, formulate de ORR și/sau OTS, după caz.

(2) ORR sau OTS, după caz, transmite documentele prevăzute la alin. (1) spre știință ANRE și informează ANRE și părțile interesate cu privire la începerea perioadei de consultare publică.

(3) Perioada de timp prevăzută pentru consultarea publică a raportului prevăzut la art. 6 alin. (3) depinde de categoria cerinței considerate, maturitatea cazului prezentat și nivelul anterior de implicare a părților interesate.

SECTIUNEA a 2-a

Etapele principale ale realizării ACB pentru propunerile de extindere a aplicării unei anumite cerințe prevăzute în normele tehnice de raccordare la instalațiile existente

Art. 5. — (1) OTS informează părțile interesate și ANRE cu privire la începerea procesului privind analiza extinderii aplicării unei anumite cerințe prevăzute în normele tehnice la instalațiile existente.

(2) OTS elaborează o analiză calitativă a costurilor și a beneficiilor pentru fiecare cerință prevăzută în normele tehnice de raccordare și propusă spre a fi aplicată instalațiilor existente.

(3) Analiza calitativă a costurilor și a beneficiilor trebuie să ia în considerare măsurile alternative disponibile în rețeaua electrică sau pe piața de energie electrică.

(4) OTS solicită părților interesate datele și informațiile necesare elaborării analizei calitative a costurilor și a beneficiilor, referitoare la vechimea instalației existente, posibilitatea tehnică de a fi modificată pentru conformarea cu noile cerințe prevăzute în normele tehnice de raccordare aplicabile, costurile estimative aferente investițiilor pentru a se conforma noilor cerințe, precum și orice alte date și informații considerate a fi relevante pentru elaborarea acestei analize.

(5) În situația în care rezultatele analizei calitative a costurilor și a beneficiilor indică faptul că potențialele beneficii sunt mai mici decât costurile estimate, OTS oprește procesul aferent propunerii de extindere a aplicării cerinței respective instalațiilor existente și informează părțile interesate.

(6) În situația în care rezultatele analizei calitative prevăzute la alin. (2) indică faptul că potențialele beneficii sunt mai mari decât costurile estimate, OTS solicită ANRE aprobarea respectivei analize calitative.

(7) ANRE poate solicita informații și analize suplimentare din partea OTS sau a celorlalte părți interesate, după caz, pentru a-i permite să își îndeplinească obligațiile privind luarea deciziei asupra analizei calitative.

(8) În termen de maximum 6 luni de la data primirii analizei calitative complete, inclusiv a informațiilor și analizelor suplimentare solicitate conform prevederilor alin. (7), ANRE decide aprobarea sau respingerea analizei calitative, după caz, comunică decizia OTS și o publică pe pagina proprie de internet.

Art. 6. — (1) În cazul emiterii de către ANRE a unei decizii de aprobare a analizei calitative a costurilor și a beneficiilor, OTS elaborează o analiză cantitativă cost-beneficiu pentru respectiva cerință prevăzută în normele tehnice de raccordare și avută în vedere pentru aplicarea la instalațiile existente.

(2) Analiza cantitativă cost-beneficiu trebuie să indice:

a) evaluarea costurilor suportate de gestionari/operatorii instalațiilor existente cu investițiile necesare pentru punerea respectivelor instalații în conformitate cu cerința avută în vedere;

b) beneficiile socioeconomice care rezultă din aplicarea respectivei cerințe;

c) măsurile alternative prin care se poate atinge performanța solicitată prin cerința avută în vedere, rezultatele estimate privind implementarea acestora, precum și costurile aferente.

(3) În termen de 3 luni de la finalizarea analizei cantitative cost-beneficiu, OTS rezumă constatărilor într-un raport cost-beneficiu care trebuie să includă:

a) prezentarea cerinței care se propune a fi aplicată instalațiilor existente;

b) analiza cantitativă cost-beneficiu;

c) recomandarea pentru modalitatea de abordare privind extinderea aplicării respectivei cerințe instalațiilor existente;

d) o propunere de perioadă de tranzitie privind implementarea respectivei cerințe instalațiilor existente; această perioadă de tranzitie nu trebuie să fie mai mare de 2 ani,

calculată de la data emiterii deciziei ANRE cu privire la aplicabilitatea cerinței respective.

(4) În termen de maximum 6 luni de la încheierea perioadei de consultare publică cu privire la raportul cost-beneficiu, OTS elaborează un raport al consultării publice, actualizează analiza cantitativă cost-beneficiu potrivit raportului consultării publice și elaborează o propunere privind extinderea aplicării cerinței avute în vedere la instalațiile existente. Raportul consultării publice trebuie să includă toate observațiile și propunerile primite, precum și justificările privind acceptarea sau respingerea acestora, după caz.

(5) OTS transmite ANRE raportul consultării publice și propunerea prevăzută la alin. (4) și informează gestionarii/operatorii instalațiilor existente afectate cu privire la cuprinsul acestora.

(6) Propunerea transmisă de OTS la ANRE, prevăzută la alin. (4), trebuie să includă următoarele elemente:

a) o procedură de notificare a OTS pentru a demonstra implementarea respectivelor cerințe de către gestionarii/operatori;

b) o perioadă de tranzitie pentru implementarea respectivelor cerințe, care să țină seama de categoria instalațiilor existente, precum și de orice obstacole ce pot apărea în cadrul implementării eficiente a modificării/retehnologizării echipamentelor.

(7) Prevederile privind emiterea deciziilor ANRE asupra propunerilor de extindere a aplicării uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare la instalațiile existente sunt stabilite prin normele tehnice de racordare a acestora, aprobată prin ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

SECȚIUNEA a 3-a

Etapele principale ale realizării ACB pentru acordarea de derogări de la obligația de indeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare

Art. 7. — (1) Orice cerere individuală de derogare, formulată de către gestionarul/operatorul unei instalații, se depune la ORR sau OTS și trebuie să includă o ACB, în conformitate cu prevederile procedurilor privind acordarea derogărilor.

(2) ACB prevăzută la alin. (1) nu se supune consultării publice.

(3) ORR, în colaborare cu OTS și/sau orice OD adiacent afectat, evaluează cererea de derogare individuală și analiza cost-beneficiu aferentă, depuse de gestionarul/operatorul instalației, urmărind respectarea criteriilor de derogare aprobată prin ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

Art. 8. — (1) Cererile de derogare de categorie/clasă sunt depuse de ORR sau OTS, după caz, la ANRE și trebuie să conțină informațiile și documentele prevăzute în procedurile privind acordarea derogărilor, inclusiv ACB.

(2) ACB prevăzută la alin. (1) trebuie să includă și un raport al consultării publice care să includă toate observațiile și propunerile primite, precum și justificările privind acceptarea sau respingerea acestora, după caz.

Art. 9. — Responsabilitățile și modul de lucru privind evaluarea cererilor de derogare individuale, respectiv a cererilor de categorie/clasă, precum și prevederile referitoare la emitera deciziilor privind cererile de derogare sunt prevăzute în procedurile privind acordarea derogărilor.

CAPITOLUL IV Modul de realizare a ACB

SECȚIUNEA 1

Principii generale

Art. 10. — (1) Gestionarii/Operatorii instalațiilor contribuie la elaborarea ACB și furnizează datele solicitate de către ORR și/sau OTS în termen de cel mult 3 luni de la primirea solicitării, cu excepția cazului în care se convine altfel de către ORR sau OTS.

(2) Pentru elaborarea ACB de către gestionarul/operatorul unei instalații, care evaluează posibilitatea acordării unei derogări în baza unei cereri de derogare individuale în conformitate cu prevederile procedurilor privind acordarea derogărilor, OTS și ORR sprijină și contribuie la elaborarea ACB prin furnizarea de date relevante, în termen de maximum 3 luni de la primirea solicitării, cu excepția cazului în care se convine altfel de gestionarul/operatorul instalației.

Art. 11. — (1) La elaborarea ACB se au în vedere următoarele principii:

a) ACB se realizează pe baza una sau mai multora dintre următorii indicatori de fezabilitate generali:

- (i) venit net actualizat;
- (ii) raportul beneficiu/cost;
- (iii) rata internă de rentabilitate;
- (iv) durata de recuperare actualizată a investiției;

b) elaboratorul ACB trebuie să ia în considerare următoarele categorii de beneficii socioeconomice:

- (i) îmbunătățirea siguranței în funcționare a SEN;
- (ii) beneficii pentru piața de energie electrică și pentru integrarea RES;
- (iii) reducerea pierderilor de energie electrică în rețea;

c) în funcție de obiectul ACB, beneficiile socioeconomice în ceea ce privește îmbunătățirea siguranței în funcționare a SEN includ, fără a se limita la:

(i) reducerea probabilității de pierdere a producției sau de întrerupere în alimentarea cu energie electrică, după caz, pe parcursul duratei de viață a modificării (reducere LOLP);

(ii) reducerea mărimii și a duratei probabile a unor astfel de pierderi de producție sau de întreruperi în alimentarea cu energie electrică, după caz (reducere EENS, reducere LOLE);

(iii) reducerea valorii energiei nelivrante utilizatorilor/neproduse în centrale și cuantificarea finanțieră a acesteia. Îmbunătățirea siguranței în alimentarea cu energie electrică se poate cuantifica finanțier prin intermediul valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică VOLL (Value of Loss Load), reprezentând estimarea în EUR/MWh a prețului maxim al energiei electrice pe care clientii sunt dispuși să îl plătească pentru evitarea unei întreruperi a alimentării cu energie electrică. Îmbunătățirea sau nu a siguranței privind evacuarea puterii, după caz, se poate cuantifica finanțier prin intermediul valorii energiei neproduse, reprezentând valoarea monetară unitară a unui MWh neprodus;

(iv) îmbunătățirea stabilității statice și tranzitorii a sistemului electroenergetic;

(v) îmbunătățirea răspunsului puterii active la abaterile de frecvență;

(vi) asigurarea cerințelor din planul de apărare și de restaurare SEN;

d) în funcție de obiectul ACB, beneficiile socioeconomice pe piața de energie electrică, pentru comerțul transfrontalier și pentru integrarea RES includ, fără a se limita la:

- (i) creșterea capacitaților de interconexiune;

- (ii) creșterea capacitatei de transport printr-o secțiune de rețea;
- (iii) scăderea costului total al energiei produse datorită reducerii congestiilor;
- (iv) scăderea costului total al energiei produse datorită integrării RES;
- (v) scăderea emisiilor de CO₂;
- (vi) creșterea rezervelor de echilibrare;
- (vii) furnizarea de putere reactivă;

e) ACB trebuie să cuantifice costurile privind extinderea aplicării unei anumite cerințe la instalațiile existente sau acordarea de derogări, inclusiv, fără a se limita la:

- (i) costurile directe ocasonate de investițiile necesare în instalațiile în cauză;
- (ii) costurile asociate atribuite pierderii oportunității;
- (iii) costurile aferente modificărilor în operare și mențenanță.

(2) În cazul în care anumite beneficii nu se pot cuantifica financiar, este necesară elaborarea unei analize multicriteriale, care să ofere posibilitatea obținerii a cât mai multor informații necesare referitoare la impactul extinderii aplicării sau acordării unei derogări privind o anumită cerință.

Art. 12. — (1) Modul de lucru privind elaborarea ACB se referă la:

a) stabilirea cadrului de elaborare a ACB prin consultarea părților interesate, inclusiv definirea perimetru funcțional, a granițelor geografice, a orizontului de timp, a ipotezelor tehnice și economice globale, precum și a ipotezelor specifice;

b) definirea scenariului de referință și a scenariilor alternative prin consultarea părților interesate;

c) evaluarea beneficiilor socioeconomice rezultante în scenariile alternative, prin comparație cu scenariul de referință;

d) evaluarea costurilor rezultante în scenariile alternative, prin comparație cu scenariul de referință;

e) evaluarea eficienței economice globale pentru fiecare scenariu alternativ, prin comparație cu scenariul de referință, după cum urmează:

- (i) calcularea indicatorului de fezabilitate general pentru fiecare scenariu alternativ;

- (ii) elaborarea analizelor de sensibilitate.

(2) În cazul extinderii aplicării unei anumite cerințe la instalațiile existente, OTS trebuie să aibă în vedere natura sau tipul instalațiilor existente ce ar putea fi afectate precum, dar fără a se limita la durata de viață rămasă a instalației, vechimea instalației existente, tipul tehnologiei, posibilitatea de modificare/retehnologizare a instalației pentru a intra în conformitate cu noua cerință, iar în acest scop OTS trebuie să colaboreze cu părțile interesate.

Art. 13. — (1) ACB trebuie să identifice gestionarii instalațiilor pentru care extinderea aplicării unei anumite cerințe la instalațiile existente sau acordarea de derogări de la obligația de îndeplinire a unei anumite cerințe, după caz, generează costuri și/sau beneficii.

(2) ACB trebuie să indice modalitatea prin care au fost alocate costurile și beneficiile prevăzute la alin. (1), precum și criteriile avute în vedere la alocarea acestora.

Art. 14. — (1) ACB trebuie să identifice impactul scenariilor alternativi asupra activelor și asupra proceselor aferente SEN și pieței de energie electrică care sunt afectate direct de propunerile de extindere a aplicării unei anumite cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare la instalațiile existente sau de acordare de derogări.

(2) Părțile interesate convin asupra selectării scenariilor alternativi ce urmează să fie evaluate, precum și asupra listei relevante a proceselor aferente SEN și a proceselor aferente pieței de energie electrică asupra cărora trebuie analizat impactul extinderii aplicării unei anumite cerințe la instalațiile existente sau al acordării derogărilor de categorie/de clasă, după caz.

(3) Pentru cererile individuale de derogare, inițiatorul acestora se consultă cu ORR și/sau OTS cu privire la proceșele aferente SEN/pieței de energie electrică asupra cărora se analizează impactul.

(4) Decizia privind numărul de scenarii alternative care se analizează în ACB aparține inițiatorului cererii individuale de derogare, după consultarea acestuia cu ORR și/sau OTS.

(5) Pentru identificarea clară a impactului asociat diferitelor părți, trebuie evitată luarea în considerare de două ori a unui costuri și/sau beneficii.

(6) Înainte de finalizarea ACB, rezultatele preliminare se transmit părților interesate.

Art. 15. — Gradul de detaliere a ACB se stabilește în funcție de obiectul ACB, respectiv în funcție de cerință avută în vedere pentru a fi aplicată la instalațiile existente, în funcție de tipul solicitării de derogare sau în funcție de cerință de la care se solicită derogarea, după caz.

SECTIUNEA a 2-a

Stabilirea cadrului de elaborare a ACB

Art. 16. — În scopul stabilirii cadrului de elaborare a ACB se definesc următoarele elemente:

a) perimetru funcțional se referă la cerința prevăzută în normele tehnice de racordare pentru care se propune extinderea aplicării la instalațiile existente sau pentru care se depune cererea de derogare a instalației/instalațiilor noi de la obligația de îndeplinire a acesteia; perimetru funcțional acoperă caracteristicile tehnice ale instalației și echipamentelor proprii afectate;

b) granițele geografice aferente ACB sunt definite în funcție de impactul preconizat al acordării derogăril de la obligația de îndeplinire a unei anumite cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare sau al extinderii aplicării unei anumite cerințe la instalațiile existente. Granițele geografice pot fi stabilite la nivel european, dacă se preconizează un impact transfrontalier, la nivelul SEN, dacă impactul preconizat este asupra întregului SEN, sau la nivelul unei zone de rețea, dacă impactul este doar la nivel local;

c) orizontul de timp al ACB este stabilit în funcție de tipul solicitării și trebuie să permită evaluarea tuturor costurilor și beneficiilor relevante pentru întreaga durată a scenariului. În cazul extinderii aplicării unei anumite cerințe la instalațiile existente, orizontul de timp este determinat având în vedere durata de viață ridicată a activelor în domeniul electroenergetic. Pentru solicitările de derogare, orizontul de timp al ACB este egal cu durata de timp pentru care a fost solicitată derogarea respectivă;

d) ipotezele tehnice și economice globale și datele de intrare se stabilesc prin colaborarea părților interesate încă din etapele incipiente ale ACB și pot include, după caz:

- (i) rata de actualizare;
- (ii) performanța și costurile generale ale activului;
- (iii) estimări privind costurile cu energia electrică;
- (iv) necesarul de rezerve de stabilizare a frecvenței;
- (v) costurile cu echilibrarea și serviciile de sistem;
- (vi) VOLU;

e) ipoteze și date de intrare specifice ACB ce privesc condițiile locale aferente rețelei electrice la care este racordată instalația nouă sau existentă, după caz, și condițiile de funcționare a SEN. Se stabilesc prin colaborarea părților interesate încă din fazele incipiente ale ACB și pot include, după caz:

- (i) datele tehnice aferente instalației noi sau existente;
- (ii) profilul de funcționare preconizat al instalației noi sau existente. Profilul de funcționare definește inclusiv disponibilitatea capabilităților instalației respective, necesare pentru SEN;
- (iii) profilul preconizat al tensiunii rețelei electrice locale sau regionale;

- (iv) caracteristicile economice și tehnice ale măsurilor alternative propuse pentru obținerea performanței urmărite prin aplicarea cerinței avute în vedere;
- (v) activele și procesele aferente SEN/pietei de energie electrică afectate de acordarea derogării pentru instalațiile noi sau de extinderea aplicării unei anumite cerințe la instalațiile existente;
- (vi) modelele de rețea pe baza cărora se fac analizele de sistem (regimuri permanente, verificarea stabilității statice și tranzitorii etc.).

SECTIUNEA a 3-a

Definirea scenariului de referință și a scenariilor alternative

Art. 17. — (1) Scenariul de referință reflectă situația existentă, la momentul elaborării ACB, ceea ce în care nu a fost acordată derogarea și/sau în care nu a fost aplicată cerința avută în vedere pentru instalațiile existente, după caz.

(2) Scenariul alternativ caracterizează cazul specific derogării solicitate pentru o instalație nouă sau al extinderii aplicării unei anumite cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare la instalațiile existente, după caz; pot fi analizate mai multe scenarii alternative, în funcție de complexitatea cazului analizat.

Art. 18. — Pentru extinderea aplicării unei anumite cerințe la instalațiile existente, se iau în considerare scenariile prevăzute în Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport aprobat prin decizie a președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, în vigoare, adaptate cerinței tehnice pentru care se solicită aplicarea la instalațiile existente.

Art. 19. — (1) În cazul derogărilor individuale sau de categorie/clasă, scenariile alternative pentru derogări derivă din scenariul cel mai bine estimat, prevăzut în Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport în vigoare, cu adaptarea orizontului de timp la perioada solicitată pentru derogarea respectivă.

(2) În cazul unei cereri de derogare de categorie/clasă se au în vedere și scenarii alternative care să țină seama de alte active de rețea/instalații care nu fac obiectul respectivei cereri de derogare, dar care ar putea fi afectate de aceasta.

(3) În situația prevăzută la alin. (2), evaluarea beneficiilor se realizează și cu luarea în considerare a faptului că alte active/instalații, ce nu fac obiectul solicitării de derogare, pot compensa în mod permanent cerința tehnică avută în vedere.

SECTIUNEA a 4-a

Evaluarea beneficiilor și a costurilor

Art. 20. — (1) În funcție de cazul analizat, impactul asupra proceselor aferente SEN/pietei de energie electrică poate fi evaluat prin intermediul:

- a) metodelor simplificate, care necesită date mai puțin detaliate și costuri mai mici pentru elaborarea ACB, dar care conduc la rezultate mai puțin precise; sau al
- b) metodelor avansate, care necesită inclusiv date detaliate ce nu pot fi disponibile publicului și pot conduce la costuri semnificative pentru elaborarea ACB, dar care furnizează rezultate precise și robuste.

(2) Optiunea finală asupra metodei pentru evaluarea impactului asupra proceselor aferente SEN trebuie să reprezinte un echilibru între scopul ACB, costurile de realizare și calitatea ACB și se agreează între părțile interesate.

(3) Datele necesare pentru cuantificarea financiară a beneficiilor, precum și părțile care trebuie să furnizeze aceste date trebuie identificate încă din etapele incipiente ale ACB.

Art. 21. — În cazul extinderii aplicării uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare la instalațiile

existente sau în cazul cererilor de derogare, se evaluatează categoriile de costuri prevăzute la art. 11 alin. (1) lit. e).

Art. 22. — Acordarea derogării de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe prevăzute în normele tehnice de racordare, pentru instalațiile noi, poate conduce la reducerea costurilor directe, de operare și de menenanță și a altor costuri aferente activelor afectate astfel că, prin comparație cu scenariul de referință, variația costurilor poate fi negativă.

Art. 23. — Identificarea datelor necesare pentru cuantificarea costurilor, precum și a părților care trebuie să furnizeze aceste date se realizează încă din etapele incipiente ale ACB.

SECTIUNEA a 5-a

Elaborarea analizelor de sensibilitate

Art. 24. — (1) Analizele de sensibilitate constau în schimbarea valorii unui singur parametru la un moment dat, pentru a determina efectele pe care această variație le produce asupra rezultatului.

(2) Parametrii pentru analizele de sensibilitate prevăzute în ACB sunt selectați în funcție de condițiile locale ale ACB și rezultă dintr-o analiză preliminară a elementelor care au un impact semnificativ asupra costurilor și/sau beneficiilor.

(3) Printre parametrii utilizati pentru analizele de sensibilitate se enumera, dar fără a se limita la:

- a) rata de actualizare;
- b) performanțele instalației în cauză, datele tehnice specifice;
- c) costurile aferente instalației în cauză;
- d) gradul de integrare a RES.

(4) După identificarea parametrilor se stabilește marja de variație a acestora și se aleg valorile pentru care urmează să se calculeze indicatorii de fezabilitate generale.

CAPITOLUL V

Schimbul de date și informații

Art. 25. — Fiecare gestionar/operator/ORR/OTS are creșterea să obțină datele necesare pentru elaborarea ACB de la ORR, OTS, gestionarii/operatorii instalațiilor în cauză sau de la părți terțe, după caz, cu îndeplinirea tuturor condițiilor de mai jos:

- a) datele sunt solicitate în scopul elaborării ACB;
- b) gestionarul/operatorul/ORR/OTS nu dispune deja de aceste date, fie conform legislației naționale sau cadrului de reglementare național, fie conform legislației europene, fie pe bază contractuală sau a unui alt mecanism juridic angajant.

Art. 26. — Pentru verificarea corectitudinii datelor și a informațiilor primite se iau în considerare, fără a se limita la:

- a) accesibilitatea surselor de proveniență a datelor furnizate;
- b) cunoștințele și experiențele curente (și, acolo unde sunt agreate, domeniile de valori, valori stabilite etc.);
- c) compararea cu alte cazuri similare, acolo unde este posibil;
- d) validarea prin evaluare independentă a datelor și a informațiilor primite, acolo unde s-a convenit între părți;
- e) analiza comparativă cu date istorice, de referință, standard, de catalog (benchmarking).

Art. 27. — (1) În cazul unei cereri de derogare pentru instalațiile noi, pot apărea următoarele situații referitoare la colectarea datelor necesare pentru ACB:

- a) schimbul de date confidențiale între gestionari/operatorsi diferiți ai instalațiilor implicate în procesul aferent solicitărilor de derogare poate fi problematică având în vedere existența unei potențiale concurențe între aceștia;
- b) colectarea și armonizarea datelor individuale de la un număr mare de gestionari/operatorsi de instalații necesită un timp îndelungat.

(2) Pentru situațiile prevăzute la alin. (1) se utilizează date generice, sub rezerva unui acord între toate părțile interesate.

Art. 28. — (1) Fiecare gestionar/operator este responsabil pentru calitatea datelor și a informațiilor furnizate în scopul elaborării ACB, cu excepția situației în care acestea provin de la o terță parte.

(2) În cazul excepției prevăzute la alin. (1), la momentul transmiterii datelor și informațiilor se comunică și identitatea părții terțe, pentru a fi permisă verificarea corectitudinii datelor și informațiilor transmise, iar terța parte este considerată responsabilă pentru validitatea acestora.

(3) Problemele privind calitatea datelor furnizate sau privind durata transmiterii datelor se rezolvă între părțile interesate.

Art. 29. — (1) Datele și informațiile confidențiale primite, schimbate sau transmise în scopul elaborării ACB fac obiectul condițiilor privind confidențialitatea, stabilite la art. 12 din Regulamentul (UE) nr. 631/2016, art. 11 din Regulamentul (UE) nr. 1.388/2016 și la art. 10 din Regulamentul (UE) nr. 1.447/2016.

(2) Anterior transmiterii datelor și a informațiilor necesare pentru elaborarea ACB se încheie acorduri de confidențialitate între deținătorul de date, furnizorul de date, gestionar/operator și elaboratorul ACB, privind nedivulgarea datelor și a informațiilor primite.

Art. 30. — (1) În cazul în care gestionarul/operatorul nu primește toate datele și informațiile solicitate în scopul elaborării ACB se utilizează datele generice și informațiile disponibile, precum și ipotezele aplicabile privind costurile rezultate din ACB elaborate anterior.

(2) În situațiile în care datele considerate a fi confidențiale sunt dificil de obținut de la părții terțe, acolo unde este posibil, în scopul elaborării ACB se utilizează date generice.

(3) ACB trebuie să preciseze clar orice solicitări de date care au rămas fără răspuns, motivele neîntreprinderii acestora, precum și datele generice utilizate.

CAPITOLUL VI

Dispoziții tranzitorii și finale

Art. 31. — Pentru instalațiile de producere a energiei electrice care intră sub incidența Regulamentului (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare, prezenta metodologie se aplică începând cu data publicării în Monitorul Oficial al României, Partea I.

Art. 32. — Pentru locurile/nodurile de consum care intră sub incidența Regulamentului (UE) 2016/1.388 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor, prezenta metodologie se aplică începând cu data de 18 august 2019.

Art. 33. — Pentru sistemele HVDC și centralele electrice compuse din module generatoare, racordate la rețelele electrice de interes public prin sisteme HVDC, care intră sub incidența Regulamentului (UE) 2016/1.447 al Comisiei din 26 august 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu, prezenta metodologie se aplică începând cu data de 8 septembrie 2019.

0022761203072019

EDITOR: PARLAMENTUL ROMÂNIEI — CÂMERA DEPUTAȚILOR



„Monitorul Oficial” R.A., Str. Parcului nr. 65, sectorul 1, București; C.I.F. RO427282,
IBAN: RO55RNCB0082006711100001 Banca Comercială Română — S.A. — Sucursala „Unirea” București
și IBAN: RO12TREZ7005069XXX000531 Direcția de Trezorerie și Contabilitate Publică a Municipiului București
(alocat numai persoanelor juridice bugetare)

Tel. 021.318.51.29/150, fax 021.318.51.15, e-mail: marketing@ramo.ro, internet: www.monitoruloficial.ro
Adresa pentru publicitate: Centrul pentru relații cu publicul, București, șos. Panduri nr. 1,
bloc P33, parter, sectorul 5, tel. 021.401.00.73, fax 021.401.00.71 și 021.401.00.72
Tiparul: „Monitorul Oficial” R.A.



5948493 224242