

**REQUEST FOR AMENDMENT BY REGULATORY  
AUTHORITIES**

**ON**

**ALL CONTINENTAL EUROPE AND NORDIC TSOS'  
PROPOSAL FOR A COST BENEFIT ANALYSIS  
METHODOLOGY IN ACCORDANCE WITH ARTICLE  
156(11) OF THE COMMISSION REGULATION (EU)  
2017/1485 OF 2 AUGUST 2017 ESTABLISHING A  
GUIDELINE ON ELECTRICITY TRANSMISSION SYSTEM  
OPERATION**

**30 July 2018**

## I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of the Regulatory Authorities of Nordic and Continental Europe synchronous areas (hereinafter: Regulatory Authorities), agreed on 30 July 2018 on the Nordic and Continental Europe TSOs' proposal for a Cost Benefit Analysis Methodology (hereinafter: CBA) in accordance with Article 156(11) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on Electricity Transmission System Operation (hereinafter: SO GL).

This agreement of the Regulatory Authorities shall provide evidence that a decision on the CBA does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 6(8) of SO GL. It is intended to constitute the basis on which the Regulatory Authorities will each subsequently request an amendment to the CBA pursuant to Article 7 of SO GL.

The legal provisions that lie at the basis of the CBA, and this Regulatory Authorities agreement on the above mentioned methodology, can be found in Articles 4 and 156 of SO GL. They are set out here for reference.

### Article 4 – Objectives and regulatory aspects

- 1 *This Regulation aims at:*
  - (a) *determining common operational security requirements and principles;*
  - (b) *determining common interconnected system operational planning principles;*
  - (c) *determining common load-frequency control processes and control structures;*
  - (d) *ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union;*
  - (e) *ensuring the conditions for maintaining a frequency quality level of all synchronous areas throughout the Union;*
  - (f) *promoting the coordination of system operation and operational planning;*
  - (g) *ensuring and enhancing the transparency and reliability of information on transmission system operation;*
  - (h) *contributing to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union.*
- 2 *When applying this Regulation, Member States, competent authorities, and system operators shall:*
  - (a) *(...)*
  - (b) *(...);*
  - (c) *apply the principle of optimisation between the highest overall efficiency and lowest total costs for all parties involved*

[...]

### Article 156 – FCR provision

[...]

7. *An FCR providing unit or FCR providing group with an energy reservoir that does not limit its capability to provide FCR shall activate its FCR for as long as the frequency deviation persists.)(...).*
8. *A FCR providing unit or FCR providing group with an energy reservoir that limits its capability to provide FCR shall activate its FCR for as long as the frequency deviation persists, unless its energy reservoir is exhausted in either the positive or negative direction. (...)*
9. *For the CE and Nordic synchronous areas, each FCR provider shall ensure that the FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are continuously available during normal state. For the CE and Nordic synchronous areas, as of triggering the alert state and during the alert state, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or*

*groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for a time period to be defined pursuant to paragraphs 10 and 11. Where no period has been determined pursuant to paragraphs 10 and 11, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for at least 15 minutes or, in case of frequency deviations that are smaller than a frequency deviation requiring full FCR activation, for an equivalent length of time, or for a period defined by each TSO, which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes.*

10. *For the CE and Nordic synchronous areas, all TSOs shall develop a proposal concerning the minimum activation period to be ensured by FCR providers. The period determined shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes. The proposal shall take full account of the results of the cost-benefit analysis conducted pursuant to paragraph 11.*
11. *By 6 months after entry into force of this regulation, the TSOs of the CE and Nordic synchronous areas shall propose assumptions and methodology for a cost-benefit analysis to be conducted, in order to assess the time period required for FCR providing units or groups with limited energy reservoirs to remain available during alert state. By 12 months after approval of the assumptions and methodology by all regulatory authorities of the concerned region, the TSOs of the CE and Nordic synchronous areas shall submit the results of their cost-benefit analysis to the concerned regulatory authorities, suggesting a time period which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes. The cost-benefit analysis shall take into account at least:*
  - (a) experiences gathered with different timeframes and shares of emerging technologies in different LFC blocks;*
  - (b) the impact of a defined time period on the total cost of FCR reserves in the synchronous area;*
  - (c) the impact of a defined time period on system stability risks, in particular through prolonged or repeated frequency events;*
  - (d) the impact on system stability risks and total cost of FCR in case of increasing total volume of FCR;*
  - (e) the impact of technological developments on costs of availability periods for FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs.*
12. *The FCR provider shall specify the limitations of the energy reservoir of its FCR providing units or FCR providing groups in the prequalification process in accordance with Article 155.*
13. *A FCR provider using FCR providing units or FCR providing group with an energy reservoir that limits their capability to provide FCR shall ensure the recovery of the energy reservoirs in the positive or negative directions in accordance with the following criteria:*
  - (a) (...)*
  - (b) for the CE and Nordic synchronous areas, the FCR provider shall ensure the recovery of the energy reservoirs as soon as possible, within 2 hours after the end of the alert state.*

## **II. The Nordic and Continental Europe TSOs' proposal**

The CBA was consulted by the Nordic and Continental Europe TSOs through ENTSO-E for one month from 10 January 2018 to 18 February 2018, in line with Article 11 of SO GL<sup>1</sup>. The final CBA was received by the last Regulatory Authority of the Nordic and Continental Europe synchronous

---

<sup>1</sup> The public consultation is available on the ENTSO-e website: <https://consultations.entsoe.eu/system-operations/cbam/>

areas on 18 April 2018. The proposal includes proposed timescales for its implementation and a description of its expected impact on the objectives of SO GL, in line with Article 6(6) of SO GL.

Article 6(7) of SO GL requires the Regulatory Authorities to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement, and make decisions within six months following receipt of submissions of the last Regulatory Authority concerned. A decision is therefore required by each Regulatory Authority by 18 October 2018.

The CBA aims to set the minimum delivery period in the alert state for the FCR production units with low energy reservoirs (hereinafter: LER).

Different combinations of LER share (from 10% to 100% with a 10% step) and delivery period (15 min, 20 min, 25 min and 30 min) are explored and the best solution is selected by estimating the overall FCR cost and the acceptability of each combination against the most relevant real historical frequency events.

FCR cost is assessed by the mean of a probabilistic simulation model, based on a Monte Carlo approach, with three different input data:

- a) deterministic frequency deviations
- b) long lasting frequency deviations
- c) outages.

All the available information related to the dependence amongst the three input data listed above are taken into account in order to avoid the double counting phenomena.

FCR cost is computed based on the market experience for non LER FCR units, looking at energy price and marginal production cost; for existing LER OPEX and opportunity costs are considered, while for new LER (new investments) also the investment cost is taken into account where sustained explicitly to qualify for FCR provision.

The acceptability against the most relevant frequency events is evaluated with a dedicated process, by testing the system with LER with the same frequency trend occurred in the considered events: the goal is to evaluate whether the presence of LER would have been sustainable or whether it would have caused worse conditions. In particular for Continental Europe Italian blackout on 28 September 2003 and European blackout on 4 November 2006 are considered.

The delivery period will be proposed by 12 months after the approval of the CBA: the selected period will contain the FCR cost, without jeopardizing system security.

### **III. The Regulatory Authorities' position**

#### **General comments**

Regulatory Authorities appreciate the effort by the TSOs to clarify most of the issues posed by the Regulatory Authorities in their shadow opinion.

From general point of view Regulatory Authorities are fine with the proposal: all the provisions listed in Article 156(11) of SO GL are matched and the TSOs in particular clarify the interdependencies between the different input data and the different costs taken into account to build the LER cost curve.

As far the implementation is concerned, Article 9 of the CBA states that: "*In any case following any significant change of the assumptions for the cost benefit analysis after entering into force of the Time Period, all TSOs of the CE and Nordic synchronous areas shall submit the results of an updated cost-benefit analysis to the concerned regulatory authorities, suggesting an updated time period which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes*". Regulatory Authorities clarify that the CBA may need to be rerun either because input parameters (e.g LER share, outages) change or because new assumptions are made to take into account the new scenario.

In the first case (new input parameters), the TSO may relaunch the original CBA with the new parameters, in order to define the new delivery time period for alert state. This new period should be subject to regulatory approval.

On the contrary, any change of the assumptions shall lead to an amended CBA proposal according to Article 7(4) of SO GL. Once this new CBA is approved, Nordic and Continental Europe TSOs will be allowed to propose a new time period pursuant to the new proposal.

Nordic and Continental Europe TSOs are asked to amend Article 9 accordingly, to take into account the above mentioned remarks.

There is also another concern already posed in the shadow opinion that has not been fully addressed. The CBA will be run separately for Nordic and Continental Europe synchronous areas: theoretically two different delivery periods may be set; Nordic and Continental Europe TSOs are asked to evaluate the impact of different delivery periods on European market integration.

### **Deterministic frequency deviations**

The TSOs proposed to base the CBA on all the deterministic frequency deviations, independent on the implementation of proper mitigation measures pursuant to Article 138 of SO GL.

The Regulatory Authorities are aware that proper mitigation measures have been discussed for years and that no agreement has been achieved yet at TSO's level; nevertheless the Regulatory Authorities intend to stimulate the TSOs to implement such measures in due time, avoiding to continue postponing the relevant decision on that.

For this reason they intend to ask the TSOs to run the CBA taking into account two different scenarios:

- a) scenario A including all the deterministic frequency deviations, as originally proposed by the TSOs;
- b) scenario B with deterministic frequency deviations partially filtered to take into account the application of the mitigation measures.

The goal of the two simulations is to understand the impact (in term of estimated cost for FCR and in term of delivery time period in alert state) of the delay in the implementation of the mitigation measures.

The TSOs are thus asked to amend the proposal accordingly, by including a proper filtering for deterministic frequency deviations for Scenario B and by clarifying that a double simulation shall be provided.

### **Interaction with synchronous area agreement**

Some assumptions adopted for the CBA are based on specific requirements included in the synchronous area agreement that will be submitted to the Regulatory Authorities in September 2018. The TSOs are asked to include in the CBA a proper reference to such agreement: in this way any change to the requirements included in this agreement will be automatically taken into account on the CBA. This is an example of change in input parameters: in this case, thus, the TSOs may rerun the CBA to take into account the new requirements, without submitting the amended proposal to the Regulatory Authorities.

### **Specific remarks**

A list of the TSOs submitting the proposal shall be added, since this is not an all TSOs proposal at European level, but it regards only Continental Europe and Nordic synchronous area.

Article 1 of the CBA shall include a proper reference to Article 4(2)(c) of SO GL that refers to the principle of optimisation between the highest overall efficiency and lowest total costs for all parties involved: this principle, in fact, rules the entire CBA.

The definition of LER in Article 2 of the CBA is not exhaustive: some clarifications about the different technologies shall be given, in the methodology or, at least, in the explanatory document, along with some examples; this aspect was also addressed by some stakeholders during the public consultation.

The length of the long system operation period in Article 4(5) shall be defined.

Article 5(2) states that "The FCR cost for non-LER FCR providers shall be calculated at least by comparing the marginal cost of the FCR provider with the energy marginal price of the bidding zone". The TSOs are asked to clarify which is the timeframe (day-ahead, intraday, balancing) relevant to identify such energy marginal price.

Article 5(2) refers also to the cost of future installed LER. The TSOs are asked to clarify the relevant timeframe for future installed LER. For Regulatory Authorities taking into account installations in too far timeframes may be out of scope.

More clarifications about the impact of the annual review of the K-factor pursuant to Article 156(2) of SO GL on the CBA results and why all cross borders LFC processes are neglected would be much welcomed.

There are some typos that should be corrected:

- in Article 2(1) definitions in Article 3 of Regulation 714/2009 and Directive 2009/72 are mentioned: indeed these definitions are included in Article 2 of such documents;
- Article 7 is followed by Article 9;

Finally Article 11 shall be deleted: it refers to the explanatory note document that is not subject to approval.

#### **IV. Conclusions**

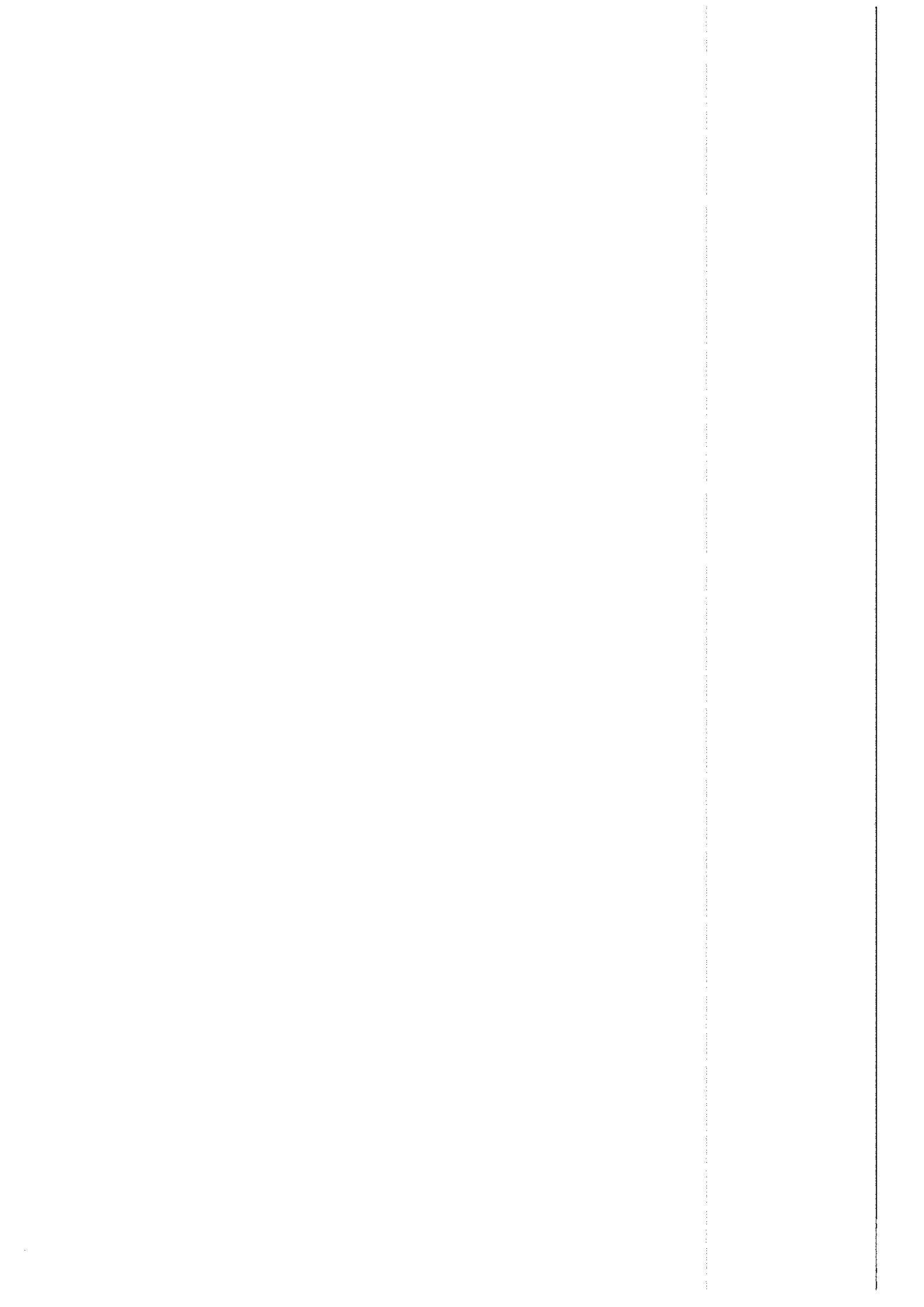
The Regulatory Authorities have consulted and closely cooperated and coordinated to reach agreement that **they request an amendment to the CBA submitted by Nordic and Continental Europe TSOs pursuant to Article 156(11) of SO GL**. The amended proposal should take into account the Regulatory Authorities position stated above, and should be submitted by TSOs no later than 2 months after the last national decision to request an amendment has been made, in accordance with Article 7(1) of SO GL.

The Regulatory Authorities must make their national decisions to request an amendment to the capacity calculation methodology, on the basis of this agreement, by 15 August 2018.

#### **List of action points**

- Amend Article 9 to take into account that a new CBA shall be submitted following any change in the assumptions;
- Elaborate on the description of current experiences with LER;
- Evaluate the impact on European market integration in case different delivery periods are set in Nordic and Continental Europe synchronous areas pursuant to the CBA results;
- Include the list of the TSOs submitting the proposal
- Amend article 1, by adding a reference to Article 4(2)(c) of SO GL;
- Amend LER definition in Article 2 giving more details on different technologies; as an alternative the details may be given in the explanatory document;
- Define the length of the long system operation period in Article 4(5);
- Define the timeframe relevant for the energy marginal price in Article 5(2);

- Define what it is intended with future installed LER in Article 5(2);
- Clarify the impact of the annual review of the K-factor on the CBA and why all cross borders LFC processes are neglected;
- Correct the typos;
- Delete article 11.



**SOLICITAREA TUTUROR AUTORITĂȚILOR DE  
REGLEMENTARE DIN ZONA SINCRONĂ EUROPA  
CONTINENTALĂ ȘI EUROPA DE NORD  
DE MODIFICARE A PROPUNERII  
TUTUROR OTS DIN ZONA EUROPA CONTINENTALĂ ȘI  
EUROPA DE NORD PRIVIND IPOTEZELE ȘI  
METODOLOGIA PENTRU ANALIZA COST-BENEFICIU ÎN  
CONFORMITATE CU ARTICOLUL 156(11) DIN  
REGULAMENTUL (UE) 2017/1485 AL COMISIEI DIN 2  
AUGUST 2017 DE STABILIRE A UNEI LINII  
DIRECTOARE PRIVIND OPERAREA SISTEMULUI DE  
TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE**

**30 IULIE 2018**

## I. Introducere și cadrul legal

Prezentul document reprezintă un acord al tuturor autorităților de reglementare din zona sincronă Europa Continentală și Europa de Nord ( denumite autorități de reglementare), convenit în data de 30 iulie 2018, referitor la propunerea tuturor OTS din zona Europa Continentală și Europa de Nord privind **ipotezele și metodologia pentru analiza cost-beneficiu** (denumită în continuare ACB) în conformitate cu articolul 156(11) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 **de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice** (denumit în continuare SO GL).

Prezentul acord al tuturor autorităților de reglementare reprezintă dovada că, la acest stadiu, nu este necesară a fi adoptată de către ACER o decizie privind propunerea referitoare la ACB în conformitate cu prevederile art. 6 (8) din SO GL. Prezentul acord constituie temeiul în care fiecare autoritate de reglementare va solicita modificarea propunerii de ACB în conformitate cu prevederile art. 7 din SOGL.

Prevederile legale privind transmiterea și aprobarea metodologiei pentru ACB și a prezentului acord întrunit între toate autoritățile de reglementare din zona sincronă Europa Continentală în ceea ce privește metodologia precizată, se pot regăsi la art. 4 și art. 156 din SO GL. Acestea sunt prezentate în continuare pentru referință.

### Articolul 4 Obiective și aspecte de reglementare

(1) *Prezentul regulament vizează:*

- (a) *stabilirea cerințelor și a principiilor comune de siguranță în funcționare;*
- (b) *stabilirea principiilor comune de planificare operațională în sistemul interconectat;*
- (c) *stabilirea proceselor comune de reglaj frecvență-putere și a structurilor de reglaj;*
- (d) *asigurarea condițiilor pentru menținerea siguranței în funcționare în întreaga Uniune;*
- (e) *asigurarea condițiilor pentru menținerea unui nivel de calitate a frecvenței comun tuturor zonelor sincrone din Uniune;*
- (f) *promovarea coordonării operării rețelei și a planificării operaționale;*
- (g) *asigurarea și creșterea transparenței și a fiabilității informațiilor privind operarea sistemului de transport;*
- (h) *contribuția la funcționarea eficientă și la dezvoltarea sistemului de transport al energiei electrice și al sectorului energiei electrice din Uniune.*

(2) *Atunci când aplică prezentul regulament, statele membre, autoritățile competente și operatorii de sistem au următoarele obligații:*

- (a) *să aplice principiile proporționalității și nediscriminării;*
- (b) *să asigure transparența;*
- (c) *să aplice principiul optimizării între eficiența generală maximă și cele mai scăzute costuri totale pentru toate părțile implicate;*
- (d) *să se asigure că OTS folosesc mecanismele de piață cât mai mult cu putință, pentru a asigura siguranța și stabilitatea rețelei;*
- (e) *să respecte responsabilitatea atribuită OTS relevant, în scopul asigurării siguranței în funcționare a sistemului, inclusiv în conformitate cu legislația națională;*
- (f) *să se consulte cu OD relevanți și să țină cont de impactul potențial asupra sistemului lor; și*
- (g) *să țină seama de standardele și de specificațiile tehnice convenite la nivel european.*

[...]

### Articolul 156 - Furnizarea de RSF

[...]

(7) O unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care nu își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF atât timp cât persistă abaterea de frecvență. Pentru zonele sincrone GB și IE/IN, o unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care nu își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF până își activează RRF sau pe durata specificată în acordul operațional de zonă sincronă.

(8) O unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care nu își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF atât timp cât persistă abaterea de frecvență, cu excepția cazului în care rezervorul său de energie este epuizat pe direcția negativă sau pe direcția pozitivă. Pentru zonele sincrone GB și IE/IN, o unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF până își activează RRF sau pe durata specificată în acordul operațional de zonă sincronă.

(9) Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, fiecare furnizor de RSF se asigură că RSF de la unitățile sale furnizoare de RSF sau de la grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt accesibile în permanență în stare normală de funcționare. Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, de la declanșarea stării de alertă și pe toată durata acesteia, fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze FCR în permanență și pe o durată ce urmează a fi definită potrivit alineatelor (10) și (11). În cazul în care nu se definește o durată potrivit alineatelor (10) și (11), fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze FCR în permanență timp de cel puțin 15 minute sau, în cazul abaterilor de frecvență care sunt mai mici decât o abatere de frecvență care necesită activarea integrală a RSF, pe o durată echivalentă sau pe o durată prevăzută de fiecare OTS, care nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute.

(10) Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, toți OTS trebuie să elaboreze o propunere cu privire la perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF. Perioada stabilită nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute. Propunerea ține cont pe deplin de rezultatele analizei cost-beneficiu efectuate în temeiul alineatului (11).

(11) În termen de 6 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toți OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord propun ipoteze și o metodologie pentru efectuarea unei analize cost-beneficiu în vederea evaluării duratei necesare pentru ca unitățile furnizoare de RSF sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată să rămână disponibile în starea de alertă. În termen de 12 luni de la aprobarea ipotezelor și a metodologiei de către toate autoritățile de reglementare din zona respectivă, OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord transmit rezultatele analizei cost-beneficiu pe care au efectuat-o către autoritățile de reglementare în cauză, sugerând un interval de 15-30 de minute. Analiza cost-beneficiu ține cont cel puțin de:

(a) experiențele acumulate cu diverse intervale de timp și cote de tehnologii emergente din diversele blocuri RFP;

(b) impactul unei perioade de timp definite asupra costului total al rezervelor RSF în zona sincronă;

(c) impactul unei perioade de timp definite asupra riscurilor referitoare la stabilitatea sistemului, în special prin evenimente repetate implicând frecvența;

(d) impactul asupra riscurilor referitoare la stabilitatea sistemului și asupra costului total al RSF în cazul creșterii volumului total al RSF;

(e) impactul evoluțiilor tehnologice asupra costurilor perioadelor de disponibilitate pentru RSF de la unitățile furnizoare de RSF sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată.

(12) Furnizorul de RSF specifică limitările rezervorului de energie aparținând unităților sale furnizoare de RSF sau grupurilor sale furnizoare de RSF în procesul de calificare prealabilă, în conformitate cu articolul 155.

(13) Un furnizor de RSF care utilizează unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF cu un rezervor de energie care limitează capacitatea acestora de a furniza RSF asigură recuperarea rezervoarelor de energie în direcția pozitivă sau în direcția negativă, în conformitate cu următoarele criterii:

(a) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, un furnizor de RSF trebuie să utilizeze metodele specificate în acordul operațional de zonă sincronă;

(b) pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, furnizorul de RSF asigură recuperarea rezervoarelor de energie cât mai curând posibil, în termen de 2 ore de la încheierea stării de alertă.

## **II. Propunerea OTS din zonele sincrone Europa de Nord și Europa Continentală**

Propunerea privind ACB a fost supusă consultării publice de către OTS din zonele sincrone Europa Continentală și Europa de Nord prin ENTSO-E pentru o lună, de la 10 ianuarie 2018 până la 18 februarie 2018, în conformitate cu art. 11 din SO GL<sup>1</sup>. Propunerea finală a ACB a fost primită de către ultima autoritate de reglementare din zona sincronă Europa Continentală și Europa de Nord în data de 18 aprilie 2018. Propunerea include planificarea în timp pentru implementare și o descriere a impactului așteptat asupra obiectivelor SO GL, conform art. 6(6) al SO GL.

Art. 6(7) al SO GL solicită tuturor autorităților de reglementare din zona sincronă Europa Continentală și Europa de Nord să se consulte, să se coordoneze și să coopereze strâns una cu cealaltă în scopul de a se ajunge la un acord și de a se lua decizii în termen de 6 luni de la transmiterea propunerii către ultima autoritate de reglementare vizată. În consecință, o decizie este solicitată de la fiecare autoritate de reglementare din zona sincronă Europa Continentală până la data de 18 octombrie 2018.

ACB ajută să se stabilească durata de activare minimă în starea de alertă pentru unitățile furnizoare de RSF sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată (aici numite REL).

Sunt analizate și sunt explorate diferite combinații a procentului REL (de la 10% la 100% cu pași de 10%) și perioada de activare (15 min, 20 min, 25 min și 30 min) și cea mai bună soluție este selectată prin estimarea costurilor totale ale RSF și validarea fiecărei combinații pentru cele mai importante evenimente reale istorice privind frecvența.

Costurile asociate RSF sunt evaluate cu ajutorul unui model de simulare probabilistic, bazat pe abordarea MONTE CARLO, cu trei tipuri de date diferite de intrare:

- a) Abateri de frecvență deterministe;
- b) Abateri de frecvență de lungă durată;
- c) Retrageri din exploatare.

Toate informațiile valabile legate de dependența dintre cele trei tipuri de date de intrare enunțate anterior sunt luate în considerare pentru a evita fenomenul de dublă numărătoare.

---

<sup>1</sup> Consultarea publică organizată în perioada 10 ianuarie 2018- 18 februarie 2018 este disponibilă pe pagina de internet a ENTSO-E <https://consultations.entsoe.eu/system-operations/cbam/>

Costurile asociate RSF sunt calculate pe baza experienței de piață pentru RSF non REL (convenționale), pe baza prețului energiei și costurilor marginale de producere; pentru RSF REL existente, sunt luate în considerare OPEX-ul (cheltuielile operaționale) și costurile de oportunitate, în timp ce pentru noile REL (noile investiții) sunt luate în considerare costurile cu investițiile, dacă sunt susținute explicit de asemenea, pentru calificarea furnizării de RSF.

Validarea pentru cele mai relevante evenimente de frecvență este evaluată printr-un proces dedicat, prin testarea sistemului cu REL cu aceeași evoluție a frecvenței apărută în evenimentele considerate: scopul este de a evalua dacă prezența REL ar putea fi justificată sau dacă ar putea provoca condiții mai dificile (din punct de vedere al siguranței în funcționare al SEN interconectate). În particular sunt considerate, pentru Europa Continentală, evenimentele de blackout din 28 septembrie 2003 și blackoutul la nivel european din 4 noiembrie 2006.

Durata de activare va fi propusă în termen de 12 luni de la aprobarea ACB: perioada aleasă va include costurile RSF, fara sa pună în pericol siguranța în funcționare a sistemului.

### **III. Poziția tuturor autorităților de reglementare**

#### **Comentarii generale**

Autoritățile de reglementare apreciază efortul depus de OTS pentru a clarifica majoritatea problemelor ridicate de autorități în documentul de poziție preliminar.

Autoritățile de reglementare sunt de acord în general cu propunerea: toate specificațiile prevăzute în art. 156 (11) al SO GL sunt îndeplinite și OTS clarifică interdependențele între datele de intrare diferite și costurile diferite luate în considerare pentru a construi curba costurilor REL.

Atâta timp cât este vizată implementarea, art. 9 al ACB prevede că : " *În orice caz, în urma oricărei modificări semnificative a ipotezelor privind analiza cost-beneficiu după intrarea în vigoare a duratei de activare, toate OTS-urile din zonele sincrone Europa Continentală și Europa de Nord transmit rezultatele unei analize cost-beneficiu actualizate pe care au efectuat-o către autoritățile de reglementare în cauză, sugerând o durată de activare actualizată de 15-30 de minute.* " Autoritățile de reglementare clarifică dacă ACB va trebui să fie refăcută atât datorită variației datelor de intrare ( ex. Cota LER, retrageri din exploatare) sau datorită noilor ipoteze care sunt efectuate luând în considerare noile scenarii.

În primul caz (date noi de intrare), OTS poate reface CBA inițial (neschimbat) cu date noi, în scopul de a determina o durată nouă de activare în starea de alertă. Această durată nouă trebuie să fie subiectul aprobării autorităților de reglementare.

Pe de altă parte, orice modificare a ipotezelor trebuie să determine modificarea ACB conform art.7(4) al SO GL. Îndată ce această ACB modificată este aprobată, se va permite OTS din zona Europa Continentală și Europa Nordică să propună o durată nouă de activare conform ACB modificate.

În consecință, se solicită OTS din zonele sincrone Europa Continentală și Europa de Nord să modifice art. 9, pentru a lua în considerare remarcile enunțate anterior.

Există de asemenea o altă preocupare a autorităților de reglementare care a fost deja exprimată în documentul de poziție preliminar și care nu a fost soluționată în totalitate. ACB va fi utilizată separat pentru cele două zone sincrone Europa Continentală și Europa de Nord: teoretic pot fi determinate două durate diferite de activare; se solicită la OTS din zonele sincrone Europa Continentală și Europa de Nord să evalueze impactul duratelor de activare diferite asupra pieții de energie integrate la nivel european.

## **Abateri de frecvență deterministe**

OTS au propus ca ACB să se bazeze pe evaluarea tuturor abaterilor de frecvență deterministe, independent de implementarea măsurilor de remediere corespunzătoare art. 138 din SO GL.

Autoritățile de reglementare sunt preocupate de faptul că măsurile de remediere au fost discutate de mai mulți ani și nu s-a ajuns încă la nici un acord la nivelul OTS; autoritățile de reglementare fără îndoială intenționează să stimuleze OTS să implementeze acest gen de măsuri în timp adecvat, evitând continuarea procesului de implementare în lipsa deciziilor de remediere referitoare la acest aspect.

Din această cauză autoritățile de reglementare intenționează să solicite la OTS folosirea ACB luând în considerare două scenarii diferite :

- a) Scenariul A care include toate abaterile de frecvență deterministe, conform propunerii inițiale a OTS;
- b) Scenariul B cu abateri de frecvență deterministe parțial filtrate pentru a lua în considerare aplicarea măsurilor de remediere.

Scopul celor două simulări este de a înțelege impactul (în termenii costurilor estimate pentru RSF și în termenii perioadei de activare în starea de alarmă) întârzierilor implementării măsurilor de remediere.

Se solicită la OTS modificarea propunerii în mod corespunzător, prin includerea unui filtraj adecvat pentru abaterile de frecvență deterministe în cazul scenariului B și prin clarificarea faptului că va fi transmisă o a doua simulare.

## **Interacțiunea cu acordul operațional pe zona sincronă**

Câteva ipoteze luate în considerare de ACB se bazează pe solicitări specifice incluse în acordul operațional pe zonă sincronă al OTS care va fi înaintat către autoritățile de reglementare în luna septembrie 2018. Se solicită la OTS să includă în ACB o referire adecvată la acest acord : în acest mod orice schimbare a a solicitărilor incluse în acest acord va fi automat luat în considerare de către ACB. Acesta este un exemplu de modificare a datelor de intrare: astfel, în această situație OTS vor putea reutiliza ACB luând în considerare noi solicitări, fără a transmite în vederea aprobării propunerea modificată către autoritățile de reglementare.

## **Remarci specifice**

Trebuie introdusă o listă cu OTS care înaintează propunerea în vederea aprobării, deoarece aceasta nu este o propunere a tuturor OTS la nivel UE, ci privește numai zonele sincrone Europa Continentală și Europa Nordică.

Art.1 al ACB trebuie să includă o referință adecvată la art. 4(2)(c) al SO GL care se referă la principiul optimizării dintre eficiență general maximă și costurile totale scăzute pentru toate părțile implicate: acest principiu, de fapt, guvernează întreaga ACB.

Definiția REL din art. 2 al ACB nu este exhaustivă: trebuie să fie precizate câteva clarificări despre tehnologii diferite în metodologie sau, cel puțin, în documentul explicativ, împreună cu câteva exemple; acest aspect a fost adresat de mai multe părți interesate, în timpul consultării publice.

Trebuie să fie definită durata perioadei de lungi de operare a sistemului la art. 4(5).

Art. 5(2) precizează: "*Costul RSF pentru furnizorii de RSF non-REL este calculat cel puțin prin compararea costului marginal al furnizorului RSF cu prețul marginal al energiei din zona de ofertare*". Se solicită la OTS să clarifice care este perioada de timp a pieței care este luată în considerare pentru identificarea prețului marginal al energiei (piața zilei următoare, intraday, de echilibrare).

Autoritățile de reglementare consideră că sunt necesare mai multe precizări referitoare la impactul dimensionării anuale a factorului K asociat procesului de reglaj frecvență-putere conform articolului 156(2) al SO GL în determinarea duratei de activare și justificarea neglijării proceselor transfrontaliere de reglaj frecvență-putere.

Redactarea documentului trebuie să fie corectată după cum urmează:

- La art. 2(1) de definiții și interpretări ale ACB trebuie specificat că termenii au semnificația conform art. 2 din cadrul Regulamentului (CE) 714/2009 și Regulamentului (UE) 543/2013 și nu conform art.3;
- Art. 7 să nu fie urmat de art. 9.

În final, art. 11 trebuie să fie eliminat: se referă la documentul explicativ care nu trebuie să fie aprobat.

#### **IV. Concluzii**

Autoritățile de reglementare s-au consultat, au cooperat și s-au coordonat strâns pentru a ajunge la acordul de a **solicita modificarea ACB transmisă în vederea aprobării de către OTS din zonele sincrone Europa Nordică și Europa Continentală conform articolului 156(11) al SO GL**. Propunerea modificată trebuie să ia în considerare poziția autorităților de reglementare precizată mai sus, și trebuie să fie transmisă de OTS în termen de 2 luni de la data de când decizia națională care solicită modificarea a fost transmisă de către ultima autoritatea de reglementare.

În baza acestui acord, autoritățile de reglementare trebuie să emită până la data de 15 august 2018 deciziile naționale corespunzătoare pentru solicitarea modificării propunerii tuturor OTS din zona Europa Continentală și Europa de Nord privind ACB.

#### **Acțiuni**

- Art. 9 trebuie să ia în considerare faptul că, după orice modificare a ipotezelor, noua metodologie ACB trebuie să fie transmisă autorităților de reglementare în vederea aprobării;
- Să fie elaborată descrierea experienței curente în ceea ce privește REL din diverse țări,;
- Conform rezultatelor ACB să fie analizat impactul duratelor de activare diferite în zonele sincrone Europa Continentală și Europa Nordică asupra integrării pieței de energie la nivel european;
- Să fie inclusă în propunere lista OTS care transmit ACB în vederea aprobării
- Să fie modificat art. 1 prin introducerea referinței la art. 4(2)(c) din SO GL;
- Să fie modificată definiția REL în articolul 2 prin precizarea mai multor detalii asupra diferitelor tehnologii; alternativ aceste detalii pot fi specificate în documentul explicativ;
- Să fie definit în cadrul art. 4(5) durata perioadei lungi de operare a sistemului;
- Să fie prevăzut în cadrul art. 5(2) momentul de timp relevant al pieței de energie (intraday, piața zilei următoare, etc.) pentru considerarea prețului marginal;
- Să fie prevăzut la art. 5(2) ce se intenționează cu REL care vor fi instalate în viitor;
- Să fie evaluat impactul dimensionării anuale a factorului K asociat procesului de reglaj frecvență-putere în determinarea perioadei de activare și să se justifice neglijarea proceselor transfrontaliere de reglaj frecvență-putere;
- Să se corecteze greșelile de redactare;
- Să fie șters art. 11.

