

Nr. 46225/08.11.2019

Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
Domnului Dumitru CHIRIȚĂ, Președinte

Referitor: cererea CNTEE Transelectrica SA pentru derogarea de la nivelul minim al capacității disponibile pentru comerțul interzonal în conformitate cu Articolul 16(9) din Regulamentul (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare)

Stimate domnule Președinte,

Articolul 16(8) al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (denumit în continuare „Regulamentul (UE) 2019/943”) prevede că OTS nu limitează volumul capacității de interconectare care urmează a fi pusă la dispoziția participanților la piață pentru a rezolva o congestie în interiorul propriei lor zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare. De asemenea, același articol definește că această cerință este îndeplinită dacă un nivel minim al capacității disponibile este atins pentru comerțul interzonal. Acest nivel este setat la 70% din capacitatea de transport respectând limitele de siguranță în funcționare după scăderea contingențelor.

Această adresă reprezintă o cerere de derogare pentru o durată de un an în conformitate cu Articolul 16(9) al Regulamentului (UE) 2019/943 și abordează motivele previzibile legate de siguranța în funcționare a SEN, justificând cererea de derogare. Motivele acestei cereri de derogare sunt următoarele:

1. Lipsa calculului de capacitate coordonat la nivelul regiunilor de calcul de capacitate (RCC) Core și SEE

Conform Articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 aplicarea unui nivel minim al capacității disponibile pentru comerțul interzonal este obligatoriu pentru granițele care folosesc o abordare bazată pe capacitatea netă de transport coordonată (CNTC) sau o metodă bazată pe flux. De asemenea, Articolului 16(8) precizează că nivelul minim al capacității disponibile pentru comerțul interzonal se determină în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare „Regulamentul (UE) 2015/1222”). Așadar, calculul și monitorizarea nivelului minim al capacității disponibile pentru comerțul interzonal se face pentru intervalele de timp al pieței pentru ziua următoare



și pieței intrazilnice, conform cu Articolul 14 al Regulamentului (UE) 2015/1222, Recomandarea ACER nr. 1/ 2019 privind implementarea capacității minime disponibile pentru comerțul interzonal conform Regulamentului (UE) 2019/943 (denumită în continuare „Recomandarea ACER nr. 1/ 2019”) precizează că, în general, nivelul minim al capacității disponibile pentru comerțul interzonal trebuie monitorizat în intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare.

Metodologiile de calcul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare din RCC Core (pentru granița RO – HU) și RCC SEE (pentru granița RO – BG), dezvoltate în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222, sunt aprobate de ACER, respectiv autoritățile de reglementare din RCC SEE, și au termen de implementare sfârșitul anului 2020.

Metodologia curentă de calcul de capacitate aplicată de Transelectrica utilizează o metodă de calcul bazată pe NTC care nu este conformă cu cerințele Regulamentului (UE) 2015/1222. În prezent, calculul NTC se face la nivel lunar cu rezoluție zilnică pe baza scenariilor proprii de calcul în interfața RO. Coordonarea la nivel regional se realizează doar în ceea ce privește modelul comun de rețea dezvoltat la nivel lunar și agrearea valorilor minime propuse de cei doi OTS pentru fiecare graniță. Valorile capacității interzonale disponibile pentru intervalele de timp al pieței pentru ziua următoare și intrazilnice se deduc din cele calculate la nivel lunar. Rezultatele de calcul de capacitate bazate pe metodologia individuală Transelectrica au în mod sigur incertitudini majore din cauza faptului că datele de intrare sunt estimate cu mult timp înainte de ziua de livrare a energiei electrice cu un grad ridicat de incertitudine. Aplicarea unei capacității minime disponibile pentru comerțul interzonal într-un calcul de capacitate necoordonat conduce la creșterea riscului privind încălcarea limitelor de siguranță în funcționare a SEN în timp real.

2. Circulațiile de puteri din schimburile transfrontaliere cu țările din afara UE

Recomandarea ACER nr. 1/ 2019 prevede că luarea în considerare a circulațiilor de putere pe granițele din afara UE în calculul de capacitate, respectiv în calculul marginii disponibile pentru comerțul interzonal este posibilă cu condiția încheierii unui acord cu țara sau țările din afara UE. Mai mult, Recomandarea ACER nr. 1/ 2019 prevede ca acordul cu țările non-EU să includă și modul împărțire costurilor cu acțiunile de remediere.

Schimburile transfrontaliere pe granițele RO din afara UE au un impact semnificativ asupra capacității de transport disponibile pe granițele RO din UE. Granița RO-HU din cadrul RCC Core este influențată de schimburile transfrontaliere de pe granițele RO-RS și RO-UA. Acest aspect se explică prin faptul că atât RO, cât și HU au granițe comune cu RS și UA, Granița RO-BG din cadrul RCC SEE este influențată de schimburile transfrontaliere de pe granițele RO-RS, respectiv BG-RS.

Îndeplinirea cerințelor Articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 fără considerarea circulațiilor de puteri din schimburile transfrontaliere cu țările din afara UE, conduce la creșterea artificială a capacităților disponibile pe granițele RO-HU și RO-BG, respectiv la riscuri mărite privind menținerea siguranței în funcționare a SEN.

3. Procesul de redistribuție și comercializare în contrapartidă

Conform Articolului 16(4) din Regulamentul (UE) 2019/943 redistribuția și comercializarea în contrapartidă se utilizează pentru a maximiza capacitatea disponibilă în vederea atingerii capacității minime prevăzută la Articolul 16(8). Acestea se aplică în mod coordonat și în urma punerii în aplicare a metodologiei de partajare a costurilor. Metodologiile privind redistribuția, comercializarea în contrapartidă și împărțirea

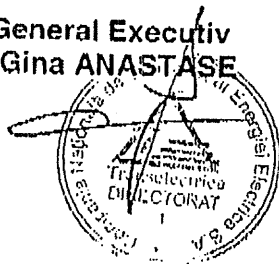
costurilor dezvoltate conform Regulamentului (UE) 2015/1222 urmează a fi implementate după ce calculul de capacitate coordonat la nivel de RCC este operațional.

Aplicarea de către CNTEE Translectrica SA în anul 2020 a unui proces individual de redistribuție în vederea atingerii capacității minime prevăzută la Articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 este nerealizabilă. Pe de o parte nu există experiență operațională privind procesul de redistribuție pentru creșterea capacității transfrontaliere și, pe de altă parte, nu sunt disponibile programe de calcul necesare pentru a evalua impactul acestor acțiuni de remediere care au costuri.

Cu deosebită considerație,

Directorat,

**Director General Executiv
Claudia – Gina ANASTASE**



**Membru Directorat
Virgiliu IVAN**

**Membru Directorat
Luca – Nicolae IACOBICI**

Ref: Request for derogation from the minimum level of cross-zonal capacity as per Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943 on the internal market for electricity (recast)

Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943 on the internal market for electricity (hereinafter referred to as Regulation (EU) 2019/943) provides that TSOs shall not limit the volume of interconnection capacity to be made available to market participants as a means of solving congestion inside their own bidding zone or as a means of managing flows resulting from transactions internal to bidding zones. Furthermore the said Article provides that such requirement shall be considered to be complied with where a minimum level of available capacity for cross-zonal trade is reached. This level is defined as 70% of the transmission capacity respecting operational security limits after deduction of contingencies.

This letter is a request for a one-year derogation in accordance with Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943 and addresses the foreseeable grounds related to the operational security within the Romanian Power System, justifying the request for derogation. The considerations supporting the request for derogation are as follows:

1. Absence of the coordinated capacity calculation in the Core and SEE CCRs

According to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943 a minimum level of cross-zonal capacity shall apply to borders where either a coordinated net transmission capacity or a flow-based approach is used. Furthermore Article 16(8) provides that the minimum level of cross-zonal capacity shall be determined in accordance with Regulation (EU) 2015/2022 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (hereinafter referred to as Regulation (EU) 2015/1222). Calculation and monitoring of the required minimum level of cross-zonal capacity are to be performed for day-ahead and intra-day time frames as per Article 14 of Regulation (EU) 2015/1222. ACER recommendation no. 1/2019 on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943 (hereinafter referred to as ACER recommendation no. 1/2019) provides, as a general rule, that the minimum level of cross-zonal capacity shall be monitored for the day-ahead time frame.

Capacity calculation methodologies for the day-ahead time frame in both CCR Core (RO-HU border) and CCR SEE (RO-BG border), developed in accordance with Regulation (EU) 2015/1222, were approved by ACER, respectively by the relevant national regulatory authorities and shall be implemented by the end of 2020.

The cross-border capacity calculation methodology currently applied by Transelectrica is based on a NTC calculation method that is not compliant with the requirements of Regulation (EU) 2015/1222. The current NTC calculation method is performed on a monthly basis with daily time resolution based on Transelectrica's own scenarios in RO interface. Only limited regional coordination is achieved i.e. a common grid model being updated on a monthly basis and bilateral agreement on the minimum values derived individually by the two neighboring TSOs at each border. Cross-zonal capacity values for day-ahead and intra-day time frames are derived from the monthly calculation. A significant level of uncertainty is associated with the results of the calculation method currently applied by Transelectrica as calculation inputs are set long before real time. Applying a minimum cross-zonal capacity requirement to a calculation method that doesn't incorporate sufficient cross-zonal coordination is likely to increase the risk of real-time violation of the operational security constraints.

2. *Physical power flows generated by cross-border trades with non-EU countries*

ACER recommendation no. 1/2019 provides that consideration of third (i.e. non EU member) country flows in capacity calculation and in the calculation of the margin available for cross-zonal trade should be possible on the condition that an agreement has been concluded by all TSOs of a CCR with the TSO of the third country. Moreover, ACER recommendation no. 1/2019 provides that such agreement should also cover cost-sharing of remedial actions.

Cross-border exchanges on RO's non-EU borders have a significant impact on cross-border capacity available on RO's EU borders. Capacity on RO-HU border (Core CCR) is impacted by cross-border flows on RO-RS and RO-UA borders. This dependency is due to RO and HU sharing borders with both RS and UA. Capacity on RO-BG border (SEE CCR) is impacted by cross-border flows on RO-RS and BG-RS borders.

Application of Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943 without paying due consideration to the cross-border flows on RO's non-EU borders would lead to artificial oversized cross-zonal capacity on RO-HU and RO-BG borders generating significant security risks.

3. *Redispatching and countertrading*

According to Article 16(4) of Regulation (EU) 2019/943 redispatching and countertrading shall be used to maximise available capacities to reach the minimum capacity provided for in Article 16(8). A coordinated process for redispatching and countertrading shall be applied to enable such maximisation, following the implementation of a redispatching and counter-trading cost-sharing methodology. Redispatching, countertrading and cost-sharing methodologies developed in accordance with Regulation (EU) 2015/1222 shall be implemented once the CCR coordinated capacity calculation becomes operational.

Application by CNTEE Transelectrica SA in the year 2020 of an individual redispatching process aimed at achieving the minimum level of cross-zonal capacity as per Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943 is not feasible. On one hand there is no operational experience of running a redispatching process for the purpose of increasing cross-zonal capacity, on the other hand there are not enough software tools available in order to assess the impact of such costly remedial actions.