



Core CCR TSOs' proposal for the regional design of the day-ahead common capacity calculation methodology in accordance with Article 20ff. of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015

15 September 2017

Table of Content

Whereas	3
General Provision	4
Article 1 Subject matter and scope	4
Article 2 Definitions and interpretation	4
Article 3 Application of this proposal	7
Article 4 Cross-zonal capacities for the day-ahead market.....	7
Methodologies for calculation of the inputs	8
Article 5 Methodology for critical network elements and contingencies selection	8
Article 6 Methodology for operational security limits	9
Article 7 Final Adjustment Value	10
Article 8 Methodology for allocation constraints.....	10
Article 9 Reliability margin methodology	11
Article 10 Generation shift keys methodology.....	13
Article 11 Methodology for remedial actions in capacity calculation	13
Article 12 Provision of the inputs.....	14
Detailed description of the capacity calculation approach	14
Article 13 Mathematical description of the capacity calculation approach	14
Article 14 Long term allocated capacities (LTA) inclusion.....	16
Article 15 Rules on adjustment of power flows on critical network elements due to remedial actions ..	17
Article 16 Integration of cross border HVDC interconnectors located within the Core CCR	17
Article 17 Consideration of non-Core CCR borders.....	18
Article 18 Calculation of the final flow-based domain.....	19
Article 19 Precoupling backup and default processes	19
Article 20 ATCs for shadow auctions	20
Article 21 Capacity validation methodology	21
Updates and data provision.....	22
Article 22 Reviews and updates.....	22
Article 23 Publication of data	22
Article 24 Monitoring and information to regulatory authorities	24
Implementation	25
Article 25 Timescale for implementation of the Core flow-based day-ahead capacity calculation methodology.....	25
Language.....	25
Article 26 Language.....	25
Appendix 1: Use of external constraints.....	26

WHEREAS

1. This document is the proposal developed by the transmission system operators of the Core CCR (hereafter referred to as "Core TSOs") regarding the development of the common capacity calculation methodology in accordance with Article 20ff. of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (hereafter referred to as the "CACM Regulation"). This proposal is hereafter referred to as "day-ahead common capacity calculation methodology Proposal".
2. The day-ahead common capacity calculation methodology Proposal takes into account the general principles and goals set in the CACM Regulation as well as Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (hereafter referred to as "Regulation (EC) No 714/2009"). The goal of the CACM Regulation is the coordination and harmonisation of capacity calculation and allocation in the day-ahead cross-border markets. It sets for this purpose requirements to develop a proposal for a day-ahead common capacity calculation methodology to ensure efficient, transparent and non-discriminatory capacity allocation.
3. Article 20(2) of the CACM Regulation stipulates "all TSOs in each capacity calculation region shall submit a proposal for a common coordinated capacity calculation methodology within the respective region."
4. According to Article 9(9) of the CACM Regulation, the expected impact of the day-ahead common capacity calculation methodology Proposal on the objectives of the CACM Regulation has to be described and is presented below. The proposed day-ahead common capacity calculation methodology generally contributes to the achievement of the objectives of Article 3 of the CACM Regulation.
5. The day-ahead common capacity calculation methodology Proposal serves the objective of promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity (Article 3(a) of the CACM Regulation) since the same day-ahead common capacity calculation methodology will apply to all market participants on all respective bidding zone borders in the Core CCR, thereby ensuring a level playing field amongst respective market participants. Market participants will have access to the same reliable information on cross-zonal capacities and allocation constraints for day-ahead allocation, at the same time and in a transparent way.
6. The day-ahead common capacity calculation methodology Proposal contributes to the optimal use of transmission infrastructure and operational security (Article 3(b) and (c) of the CACM Regulation) since the flow-based mechanism aims at providing the maximum available capacity to market participants on day-ahead timeframe within the operational security limits.
7. The day-ahead common capacity calculation methodology Proposal serves the objective of optimising the allocation of cross-zonal capacity in accordance with Article 3(d) of the CACM Regulation since the common capacity calculation methodology is using the flow-based approach which provides optimal cross-zonal capacities to market participants.
8. The day-ahead common capacity calculation methodology Proposal is designed to ensure a fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants (Article 3(e) of the CACM Regulation) since the day-ahead common capacity calculation methodology is performed with transparent rules that are approved by the relevant national regulatory authorities after the consultation period where applicable.

-
9. Regarding the objective of transparency and reliability of information (Article 3(f) of the CACM Regulation), the day-ahead common capacity calculation methodology Proposal determines the main principles and main processes for the day-ahead timeframe. The day-ahead common capacity calculation methodology Proposal enables Core TSOs to provide market participants with the same reliable information on cross-zonal capacities and allocation constraints for day-ahead allocation in a transparent way and at the same time.
 10. The day-ahead common capacity calculation methodology Proposal also contributes to the objective of respecting the need for a fair and orderly market and price formation (Article 3(h) of the CACM Regulation) by making available in due time the cross-zonal capacity to be released in the market.
 11. When preparing the day-ahead common capacity calculation methodology Proposal, Core TSOs took careful consideration of the objective of creating a level playing field for NEMOs (Article 3(i) of the CACM Regulation) since all NEMOs and all their market participants will have the same rules and non-discriminatory treatment (including timings, data exchanges, results formats etc.) within the Core CCR.
 12. Finally, the day-ahead common capacity calculation methodology Proposal contributes to the objective of providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity (Article 3(j) of the CACM Regulation) by ensuring a transparent and non-discriminatory approach towards facilitating cross-zonal capacity allocation.
 13. In conclusion, the day-ahead common capacity calculation methodology Proposal contributes to the general objectives of the CACM Regulation to the benefit of all market participants and electricity end consumers.
 14. The foreseen timeframe of 10 months in the CACM Regulation to come up with a day-ahead and intraday common capacity calculation methodology Proposal covering 16 TSOs from 13 countries is highly challenging. The Core TSOs need more time to further develop and perform experimentations on the day-ahead and intraday common capacity calculation methodologies. This day-ahead common capacity calculation methodology Proposal is submitted as an initial deliverable since further work is required in accordance with Article 20 of the CACM Regulation. The Core TSOs also would like to highlight that experimentation results from the parallel run with market participants are required to ensure both the well-functioning and acceptability of the day-ahead common capacity calculation methodology. After finalizing the methodology and analyzing the experimentation results, the Core TSOs will submit an improved day-ahead common capacity calculation methodology Proposal to the Core regulatory authorities after having consulted market participants.

SUBMIT THE FOLLOWING DAY-AHEAD COMMON CAPACITY CALCULATION METHODOLOGY PROPOSAL TO REGULATORY AUTHORITIES OF THE CORE CCR:

GENERAL PROVISION

Article 1 Subject matter and scope

The day-ahead common capacity calculation methodology Proposal shall be considered as a proposal of Core TSOs in accordance with Article 20(2) of the CACM Regulation and shall cover the day-ahead common capacity calculation methodology for the Core CCR bidding zone borders.

Article 2 Definitions and interpretation

1. For the purposes of the day-ahead common capacity calculation methodology Proposal, terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of the CACM

Regulation, of Regulation (EC) 714/2009, Directive 2009/72/EC, Commission Regulation (EU) 2016/1719 and Commission Regulation (EU) 543/2013. In addition, the following definitions, abbreviations and notations shall apply:

- a. 'advanced hybrid coupling' (hereinafter 'AHC') means a solution to fully take into account the influences of the adjacent capacity calculation regions during the capacity allocation;
- b. 'available transmission capacity' (hereinafter 'ATC') means the transmission capacity that remains available after allocation procedure and which respects the physical conditions of the transmission system;
- c. 'balance responsible party' (hereinafter 'BRP') means a market participant or its chosen representative responsible for its imbalances;
- d. 'CCC' is coordinated capacity calculator, as defined in Article 2(11) of the CACM Regulation;
- e. 'CCR' is the capacity calculation region as defined in Article 2(3) of the CACM Regulation;
- f. 'central dispatch model' means a scheduling and dispatching model where the generation schedules and consumption schedules as well as dispatching of power generating facilities and demand facilities, in reference to dispatchable facilities, are determined by a TSO within the integrated scheduling process;
- g. 'CGM' is the common grid model as defined in Article 2(2) of the CACM Regulation;
- h. 'CGMM' is the common grid model methodology as submitted to all regulatory authorities by all TSOs on 27 May 2016 as amended;
- i. 'CNE' is a critical network element;
- j. 'CNEC' is a critical network element with a contingency;
- k. 'Core CCR' is the Core capacity calculation region as given by the Agency for the cooperation of energy regulators No 06/2016 on 17 November 2016;
- l. Core TSOs are 50Hertz Transmission GmbH ("50Hertz"), Amprion GmbH ("Amprion"), Austrian Power Grid AG ("APG"), CREOS Luxembourg S.A. ("CREOS"), ČEPS, a.s. ("ČEPS"), Eles, d.o.o., sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja ("ELES"), Elia System Operator S.A. ("ELIA"), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS d.o.o.) ("HOPS"), MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. ("MAVIR"), Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. ("PSE"), RTE Réseau de transport d'électricité ("RTE"), Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. ("SEPS"), TenneT TSO GmbH ("TenneT GmbH"), TenneT TSO B.V. ("TenneT B.V."), National Power Grid Company Tranelectrica S.A. ("Tranelectrica"), TransnetBW GmbH ("TransnetBW")
- m. 'cross-zonal network element' means in general only those transmission lines which cross a bidding zone border. However, the term 'cross-zonal network elements' is enhanced to also include the network elements between the interconnector and the first substation to which at least two internal transmission lines are connected;
- n. 'default flow-based parameters' means the precoupling backup values computed in situations when inputs for flow-based parameters are missing for more than two consecutive hours. This computation is done based on existing long term bilateral capacities;
- o. 'external constraint' (hereinafter 'EC') means the maximum import and/or export constraints of given bidding zone;
- p. 'evolved flow-based' (hereinafter 'EFB') means a solution that takes into account exchanges over all cross border HVDC interconnectors within a single CCR applying the flow-based method of that CCR;

- q. 'D-1' means day-ahead;
- r. 'D-2' means two-days ahead;
- s. 'FAV' is the final adjustment value;
- t. 'flow-based domain' means the set of constraints that limits the cross-zonal capacity calculated with a flow-based approach;
- u. ' F_{max} ' is the maximum admissible power flow;
- v. ' F_i ' is the expected flow in commercial situation i;
- w. ' F_{ref} ' is the reference flow;
- x. ' F_{LTN} ' is the expected flow after long term nominations;
- y. 'flow reliability margin' (hereinafter '*FRM*') means the reliability margin as defined in Article 2(14) of the CACM Regulation applied to a critical network element in a flow-based approach;
- z. '*GSK*' is the generation shift key as defined in Article 2(12) of the CACM Regulation;
- aa. 'HVDC' is a high voltage direct current transmission system;
- bb. 'IGM' is the individual grid model as described in Article 2(1) of the CACM Regulation;
- cc. ' I_{max} ' is the maximum admissible current;
- dd. 'LTA' are the long term allocated capacities;
- ee. 'LTN' are the long term nominations submitted by market participants based on LTA ;
- ff. 'merging agent' as defined in Article 20 of the CGMM;
- gg. 'neighbouring bidding zone pairs' means the bidding zones which have a common commercial border;
- hh. 'MTU' is the market time unit;
- ii. 'MP' is the market party;
- jj. 'NP' is the net position;
- kk. 'presolved domain' means the final set of binding constraints for capacity allocation after pre-solving process ;
- ll. 'presolving process' means that the redundant constraints are identified and removed from flow-based domain by CCC;
- mm. 'previously allocated capacities' means the long term capacities which have already been allocated in previous (yearly and/or monthly) time frames;
- nn. 'PST' is a phase shifting transformer;
- oo. '*PTDF*' is the power transfer distribution factor;
- pp. 'PTR' is the physical transmission right;
- qq. 'RA' means a remedial action as defined in Article 2(13) of the CACM Regulation;
- rr. '*RAM*' is the remaining available margin;
- ss. 'RAO' is the remedial action optimization;
- tt. 'SA' is a shadow auction as defined in the Core CCR TSOs' fallback procedures proposal in accordance with Article 44 of the CACM Regulation;
- uu. 'slack node' means the reference node used for determination of the *PTDF* matrix, i.e. shifting the power infeed of generators up results in absorption of the power shift in the slack node;
- vv. 'spanning' means the precoupling backup solution in situation when inputs for flow-based parameters are missing for less than three consecutive hours. This computation is based on the intersection of previous and sub-sequent available Flow-Based domains;
- ww. 'SO GL' is the System Operation Guideline (Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation);

- xx. 'standard hybrid coupling' means a solution to capture the influence of exchanges with non-Core bidding zones on CNECs that is not explicitly taken into account during the capacity allocation phase;
 - yy. 'static grid model' is a list of relevant grid elements of the transmission system, including their electrical parameters;
 - zz. ' U ' is the reference voltage;
 - aaa. 'vertical load' means the total amount of electricity which exits the national transmission system to connected distributions systems, end consumers connected to transmission system and to electricity producers for consumption in the generation of electricity;
 - bbb. 'zone-to-slack *PTDF*' means the power transfer distribution factor of a commercial exchange between a bidding zone and slack node;
 - ccc. 'zone-to-zone *PTDF*' means the power transfer distribution factor of a commercial exchange between two bidding zones;
 - ddd. 'preventive' remedial action means a remedial action which is applied before a contingency occurs;
 - eee. 'PX' is the power exchange for spot markets;
 - fff. 'curative' remedial action means a remedial action which is applied after a contingency occurs;
 - ggg. the notation x denotes a scalar;
 - hhh. the notation \vec{x} denotes a vector;
 - iii. the notation \mathbf{x} denotes a matrix.
2. In this day-ahead common capacity calculation methodology Proposal, unless the context requires otherwise:
- a. the singular indicates the plural and vice versa;
 - b. the table of contents and headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of this day-ahead common capacity calculation methodology Proposal; and
 - c. any reference to legislation, regulations, directive, order, instrument, code or any other enactment shall include any modification, extension or re-enactment of it then in force.

Article 3 Application of this proposal

This day-ahead common capacity calculation methodology Proposal solely applies to the day-ahead capacity calculation within the Core CCR. Common capacity calculation methodologies within other capacity calculation regions or other time frames are not in scope of this proposal.

Article 4 Cross-zonal capacities for the day-ahead market

1. For the day-ahead market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each day-ahead market time unit shall be calculated using the flow-based approach as defined in the day-ahead common capacity calculation methodology, as set forth in Article 20(3) of the CACM Regulation.
2. For the day-ahead common capacity calculation in the Core CCR, the high level process flow includes four steps until the final flow-based domain for the single day-ahead coupling process is set:
 - a. first of all, the input as defined in Article 12 is delivered for the initial flow-based computation leading to preliminary results of capacity calculation;
 - b. after the initial flow-based computation, the second process step selects remedial actions (RAs) resulting from the remedial action optimization as defined in Article 15;

- c. the third process step takes additionally the previously allocated capacities from long term auctions (LTA) and nominations (LTN) including remedial actions (RAs) into account which are the inputs for the final flow-based computation;
- d. the fourth and last step is the validation of the final cross-zonal capacities.

METHODOLOGIES FOR CALCULATION OF THE INPUTS

Article 5 Methodology for critical network elements and contingencies selection

1. Each Core TSO shall provide a list of critical network elements (CNEs) of its own control area based on operational experience.
A CNE can be:
 - a cross-zonal network element;
 - an internal line; or
 - a transformer.
2. In accordance with Article 23(1) of CACM Regulation, Core TSOs shall provide a list of contingencies used in operational security analysis in line with Article 33 of the SO GL, limited to their relevance for the set of CNEs as defined in Article 5(1) and pursuant to Article 23(2) of the CACM Regulation.
A contingency can be a trip of:
 - a line, a cable or a transformer;
 - a busbar;
 - a generating unit;
 - a load; or
 - a set of the aforementioned contingencies.
3. The association of contingencies to critical network elements shall be done from the list of CNEs defined in Article 5(1) and from the list of contingencies as defined in Article 5(2). Besides, it shall follow the rules established in Article 75 of SO GL, which means that the contingencies of one TSO can be associated to another TSO. The outcome of this association is the initial pool of CNECs.
4. Core TSOs shall distinguish between:
 - a. the CNECs of the initial pool that are significantly influenced by the changes in bidding zone net positions. A cross-zonal network element is always considered as significantly influenced. The other CNECs shall have a maximum zone-to-zone *PTDF* as described in Article 13 higher than a common threshold to be considered as significantly influenced by the changes in bidding zone net positions, in accordance with Article 29(3) of the CACM Regulation. The CNECs of this category will be taken into account in all the steps of the common capacity calculation and will determine the cross-zonal capacity;
 - b. the CNECs of the initial pool that are significantly influenced by the RAs defined in Article 11, but are not significantly influenced by the changes in bidding zone net positions. The CNECs of this category may only be monitored during the RAO and will not limit the cross-zonal capacity;
 - c. the CNECs of the initial pool that are neither described in Article 5(4)(a) nor Article 5(4)(b). The CNECs of this category will not be taken into account in the day-ahead common capacity calculation.
5. In case a TSO decides to keep a CNEC within the list described in Article 5(4)(a) which is not significantly influenced by the changes in bidding zone net positions, the respective TSO shall

-
- provide Core regulatory authorities with a clear description of the specific situation that led to this decision in the monitoring report defined in Article 24.
6. In case a TSO decides to exclude a CNEC within the list described in Article 5(4)(a) which is significantly influenced by the changes in bidding zone net positions, the respective TSO shall provide to Core regulatory authorities with a clear description of the specific situation that led to this decision in the monitoring report defined in Article 24.
 7. In response to Article 21(1)(b)(ii) of the CACM Regulation, Core TSOs shall ensure a minimum *RAM* for the CNECs determining the cross-zonal capacity before allocating commercial exchanges, in addition to applying the common threshold set in Article 5(4)(a).
 8. Core TSOs shall further detail the open issues related to the methodology for CNEC selection (such as maximum zone-to-zone *PTDF* and the minimum *RAM* values, etc.) as follows:
 - a. Core TSOs shall submit a 'Core TSOs' deliverable report' to regulatory authorities in Q1 2018 describing a detailed approach for finalization of the open issues related to CNEC selection (such as the common maximum zone-to-zone *PTDF* and the minimum *RAM* values, etc.);
 - b. the following steps shall be included and specified in the Core TSOs' deliverable report:
 - i. assessment and definition of options, safeguarding the capacities provided to the market and reflecting TSOs obligations related to security of supply;
 - ii. time line and method(s) for conducting experimentation and studies resulting in a feasibility report;
 1. the feasibility report shall be discussed with and concluded upon between Core TSOs and Core regulatory authorities and shall be shared afterwards with the market participants in the respective stakeholder meetings.
 - c. Core TSOs shall conclude on finalization of the methodology, consult it with market participants and propose the updated *Methodology for critical network elements and contingencies selection* to regulatory authorities;
 - d. regulatory authorities shall approve the proposed update of this Article.

Article 6 Methodology for operational security limits

1. In accordance with Article 23 of the CACM Regulation, Core TSOs shall determine the operational security limits at the level used in operational security analysis carried out in line with Article 72 of the SO GL which also means that operational security limits used in the common capacity calculation are the same as those used in operational security analysis therefore any additional descriptions pursuant to Article 23(2) of the CACM Regulation are not needed. In particular:
 - a. Core TSOs shall respect the maximum admissible current (I_{max}) which is the physical limit of a CNE according to the operational security policy in line with Article 25 of the SO GL. The maximum admissible current can be defined with:
 - i. fixed limits for all market time units;
 - ii. fixed limits for all market time units of a specific season;
 - iii. a value per market time unit depending on the weather forecast.
 - b. when applicable, I_{max} shall be defined as a temporary current limit of the CNE in accordance with Article 25 of the SO GL. A temporary current limit means that an overload is only allowed for a certain finite duration.
 - c. I_{max} is not reduced by any security margin, as all uncertainties in the common capacity calculation are covered on each CNEC by the flow reliability margin (*FRM*) in accordance with Article 9 and final adjustment value (*FAV*) in accordance with Article 7.

-
- d. the value F_{max} describes the maximum admissible power flow on a CNE. F_{max} is calculated from I_{max} by the given formula:

$$F_{max} = \sqrt{3} \times I_{max} \times U$$

Equation 1

where I_{max} is the maximum admissible current in kA of a critical network element (CNE). The values for the reference voltage U (in kV) are fixed values for each CNE.

Article 7 Final Adjustment Value

1. The maximum admissible power flow on a CNE may be increased or decreased by the final adjustment value (FAV), where
 - a. positive values of FAV (given in MW) reduce the available margin on a CNE while negative values increase it;
 - b. FAV can be set by the responsible TSO during the validation process in accordance with Article 21;
 - c. in case a TSO decides to use FAV during the day-ahead common capacity calculation, the respective TSO shall provide to Core regulatory authorities with a clear description of the specific situation that led to this decision in the monitoring report defined in Article 24.

Article 8 Methodology for allocation constraints

1. In accordance with Article 23(3)(a) of the CACM Regulation, besides active power flow limits on CNEs, other specific limitations may be necessary to maintain the secure grid operation. Since such specific limitations cannot be efficiently transformed into operational security limits of individual CNEs, they are expressed as maximum import and export constraints of bidding zones. These allocation constraints are called external constraints.
 - a. external constraints are determined by Core TSOs and taken into account during the single day-ahead coupling in addition to the power flow limits on CNECs.
 - b. this external constraint can be modelled either
 - i. within the Core cross-zonal capacity, thus limiting the Core net position of the respective bidding zone, or
 - ii. as a constraint on the global net position, thus limiting the net position of the respective bidding zone with regards to all CCRs which are part of the single day-ahead coupling.
2. A TSO may use external constraints in order to avoid situations which lead to stability problems in the network, detected by at least yearly reviewed system dynamics studies. This is applicable for ELIA and TenneT B.V.
3. A TSO may use external constraints in order to avoid situations which are too far away from the reference flows going through the network in the D-2 CGM, and which, in exceptional cases, would induce extreme additional flows on grid elements resulting from the use of a linearized GSK, leading to a situation which could not be validated as safe by the concerned TSO. This is applicable for TenneT B.V.
4. A TSO may use external constraints in case of a central dispatch model that needs a minimum level of operational reserve for balancing. In central dispatch systems, BRPs do not need to submit balanced schedules. Instead, the TSO acts as the BRP responsible for the power system balance. In order to execute this task, the TSO in a central dispatch system needs to ensure the availability of sufficient upward or downward regulation reserves for maintaining secure power system operation.

The external constraint introduced varies depending on the foreseen balancing situation. This is applicable for PSE.

5. The details for the use of external constraints as described in Article 8(2), 8(3) and 8(4) are set forth in Appendix 1.
6. A TSO may discontinue the usage of an external constraint as described in Article 8(2), 8(3) and 8(4). The concerned TSO shall communicate this change to the Core regulatory authorities and to the market participants at least one month before its implementation.

Article 9 Reliability margin methodology

1. The day-ahead common capacity calculation methodology Proposal is based on forecast models of the transmission system. The inputs are created two days before the delivery date of electricity with available knowledge. Therefore, the outcomes are subject to inaccuracies and uncertainties. The aim of the reliability margin is to cover a level of risk induced by these forecast errors.
2. In accordance with Article 22(1) of the CACM Regulation, the reliability margins for critical elements (hereafter referred to as "*FRM*") are calculated in a two-step approach:
 - a. in a first step, for each market time unit of the observatory period, the D-2 common grid model (CGM) are updated in order to take into account the real-time situation of at least the remedial actions that are considered in the common capacity calculation and defined in Article 11. These remedial actions are controlled by Core TSOs and thus not considered as an uncertainty. This step is undertaken by copying the real-time configuration of these remedial actions and applying them into the historical D-2 CGM. The power flows of the latter modified D-2 CGM are computed (F_{ref}) and then adjusted to realised commercial exchanges inside the Core CCR with the *PTDF*s calculated during the day-ahead common capacity calculation as described in Article 13. Consequently, the same commercial exchanges in the Core CCR are taken into account when comparing the power flows based on the day-ahead common capacity calculation with flows in the real-time situation. These flows are called expected flows (F_{exp}), see Equation 2.

$$\vec{F}_{exp} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF} \times (\overline{NP}_{real} - \overline{NP}_{ref})$$

Equation 2

with

\vec{F}_{exp}	expected flow per CNEC in the realised commercial situation
\vec{F}_{ref}	flow per CNEC in the CGM (reference flow)
\mathbf{PTDF}	power transfer distribution factor matrix
\overline{NP}_{real}	Core net position per bidding zone in the realised commercial situation
\overline{NP}_{ref}	Core net position per bidding zone in the CGM

The power flows on each CNEC of the Core CCR, as expected with the day-ahead common capacity calculation methodology are then compared with the real time flows observed on the same CNEC. All differences for all market time units of a one-year observation period are statistically assessed and a probability distribution is obtained;

-
- b. in a second step and in accordance with Article 22(3) of the CACM Regulation, the 90th percentiles of the probability distributions of all CNECs are calculated. This means that the Core TSOs apply a common risk level of 10% i.e. the *FRM* values cover 90% of the historical errors. Core TSOs can then either:
 - i. directly take the 90th percentile of the probability distributions to determine the *FRM* of each CNEC. This means that a CNE can have different *FRM* values depending on the associated contingency;
 - ii. only take the 90th percentile of the probability distributions calculated on CNEs without contingency. This means that a CNE will have the same *FRM* for all associated contingencies;
 - iii. or undertake an operational adjustment on the values derived from Article 9(2)(b)(i) or 9(2)(b)(ii), which can set the *FRM* values between 5% and 20% of the F_{max} calculated under normal weather conditions.
 3. The *FRM* values will be updated every year based upon an observatory period of one year so that seasonality effects can be reflected in the values. The *FRM* values are then fixed until the next update.
 4. Before the first operational calculation of the *FRM* values, Core TSOs will either use the *FRM* values already in operation in existing flow-based market coupling initiatives or determine the *FRM* values as 10% of the F_{max} calculated under normal weather conditions.
 5. In accordance with Article 22(2) and (4) of the CACM Regulation, the *FRMs* cover the following forecast uncertainties:
 - a. Core external transactions (out of Core CCR control: both between Core CCR and other CCRs as well as among TSOs outside the Core CCR);
 - b. generation pattern including specific wind and solar generation forecast;
 - c. generation shift key;
 - d. load forecast;
 - e. topology forecast;
 - f. unintentional flow deviation due to the operation of load frequency controls; and
 - g. flow-based capacity calculation assumptions including linearity and modelling of external (non-Core) TSOs' areas.
 6. Core TSOs shall assess the possible improvements of the inputs of the day-ahead common capacity calculation in the annual review as defined in Article 22.
 7. Core TSOs shall further detail and justify the reliability margin methodology considering the justification of the common risk level applying the following procedure:
 - a. Core TSOs shall submit a 'Core TSOs deliverable report' to regulatory authorities in Q1 2018 describing amongst others the justification of the common risk level;
 - b. the following steps shall be included and specified in the deliverable report:
 - i. assessment and definition of options, safeguarding the capacities provided to the market and reflecting TSOs obligations related to security of supply;
 - ii. time line and method(s) for conducting experimentation and studies resulting in a feasibility report;
 1. the feasibility report shall be discussed with and concluded upon between Core TSOs and Core regulatory authorities and shall be shared afterwards with the market participants in the respective stakeholder meetings.

-
- c. Core TSOs shall conclude on finalization of the methodology, consult it with market participants and propose the updated *Reliability margin methodology* to regulatory authorities;
 - d. regulatory authorities shall approve the proposed update of this Article.

Article 10 Generation shift keys methodology

1. In accordance with Article 24 of the CACM Regulation, Core TSOs developed the following methodology to determine the common generation shift key:
 - a. Core TSOs shall take into account the available information on generation or load available in the common grid model for each scenario developed in accordance with Article 18 of the CACM Regulation in order to select the nodes that will contribute to the generation shift key;
 - b. each Core TSO shall aim to find a GSK that minimizes the error of dispatch forecast;
 - c. Core TSOs shall define a constant generation shift key per market time unit;
 - d. Core TSOs belonging to the same bidding zone shall determine a common methodology that translates a change in the net position to a specific change of generation or load in the common grid model.
2. For the application of the methodology, Core TSOs may define:
 - a. generation shift keys proportional to the actual generation and potentially consumption in the D-2 CGM for each market time unit;
 - b. generation shift keys for each market time unit with fixed values based on the D-2 CGM and based on the maximum and minimum net positions of their respective bidding zones; or
 - c. generation shift keys with fixed values based on the D-2 CGM for each market time unit.
3. During the different implementation phases the application of the current GSK methodology shall be continuously tested and improved with the future target of harmonization as far as possible.
4. Core TSOs shall further detail the harmonized approach for the generation shift keys methodology applying the following procedure:
 - a. Core TSOs shall submit a 'Core TSOs deliverable report' to regulatory authorities in Q1 2018 describing amongst others a detailed TSO-specific overview of each GSK;
 - b. the following steps shall be included and specified in the deliverable report:
 - i. assessment and definition of options, safeguarding the capacities provided to the market and reflecting TSOs obligations related to security of supply;
 - ii. time line and method(s) for conducting experimentation and studies resulting in a feasibility report;
 - 1. the feasibility report shall be discussed with and concluded upon between Core TSOs and Core regulatory authorities and shall be shared afterwards with the market participants in the respective stakeholder meetings.
 - c. Core TSOs shall conclude on finalization of the methodology, consult it with market participants and propose the updated *Generation shift keys methodology* to regulatory authorities;
 - d. regulatory authorities shall approve the proposed update of this Article.

Article 11 Methodology for remedial actions in capacity calculation

1. In accordance with Article 25(1) of the CACM Regulation, Core TSOs shall individually define Remedial Actions (RAs) to be taken into account in the day-ahead common capacity calculation.
2. In accordance with Article 25(2) and (3) of the CACM Regulation, these RAs will be used for coordinated optimization of cross-zonal capacities while ensuring secure power system operation in real time.

3. In accordance with Article 25(4) of the CACM Regulation, a TSO may refrain from considering a particular remedial action in capacity calculation in order to ensure that the remaining remedial actions are sufficient to ensure operational security;
4. In accordance with Article 25(5) of the CACM Regulation, the day-ahead common capacity calculation takes non-costly RAs into account. These RAs can be:
 - a. changing the tap position of a phase shifting transformer (PST);
 - b. topological measure: opening or closing of one or more line(s), cable(s), transformer(s), bus bar coupler(s), or switching of one or more network element(s) from one bus bar to another.
5. In accordance with Article 25(6) the RAs taken into account are the same for day-ahead and intra-day common capacity calculation, depending on their technical availability.
6. The RAs can be preventive or curative, i.e. affecting all CNECs or only pre-defined contingency cases, respectively.
7. The optimized application of RAs is performed in accordance with Article 15.

Article 12 Provision of the inputs

1. The TSOs of the Core CCR shall provide the coordinated capacity calculator before a certain deadline commonly agreed between the TSOs and the coordinated capacity calculator the following inputs:
 - a. D-2 IGMs respecting the methodology developed in accordance with Article 19 of the CACM Regulation;
 - b. critical network elements (CNEs) and contingencies in accordance with Article 5;
 - c. operational security limits in accordance with Article 6;
 - d. allocation constraints in accordance with Article 8;
 - e. flow reliability margin (*FRM*) in accordance with Article 9;
 - f. generation shift key (*GSK*) in accordance with Article 10; and
 - g. remedial actions in accordance with Article 11.
2. When providing the inputs, the TSOs of the Core CCR shall respect the formats commonly agreed between the TSOs and the coordinated capacity calculators of the Core CCR, while respecting the requirements and guidance defined in the CGMM.
3. When applicable, the merging agent shall merge the D-2 IGMs to create the D-2 CGMs respecting the methodology developed in accordance with Article 17 of the CACM Regulation.
4. Core TSOs shall send for each time unit of the day the long term allocated capacities (LTA) and nominated capacities (LTN) to the CCC.

DETAILED DESCRIPTION OF THE CAPACITY CALCULATION APPROACH

Article 13 Mathematical description of the capacity calculation approach

1. In accordance with Article 21(b)(i) of the CACM Regulation, for each CNEC defined in Article 5(3), Core TSOs shall calculate the influence of the bidding zone net position changes on its power flow. This influence is called zone-to-slack power transfer distribution factor (*PTDF*). This calculation is performed from the D-2 CGM and the *GSK* defined in accordance with Article 10.
2. The nodal *PTDFs* can be first calculated by subsequently varying the injection of each node defined in the *GSK* in D-2 CGM. For every single nodal variation, the effect on every CNE's or CNEC's loading is monitored and calculated as a percentage. The *GSK* shall translate these node-to-slack

$PTDF$ s into zone-to-slack $PTDF$ s as it converts the bidding zone net position variation into an increase of generation in specific nodes as follows:

$$PTDF_{zone-to-slack} = PTDF_{node-to-slack} \cdot GSK_{node-to-zone}$$

Equation 3

with

$PTDF_{zone-to-slack}$	matrix of zone-to-slack $PTDF$ s (columns: bidding zones, rows: CNECs)
$PTDF_{node-to-slack}$	matrix of node-to-slack $PTDF$ s (columns: nodes, rows: CNECs)
$GSK_{node-to-zone}$	matrix containing the GSK s of all bidding zones (columns: bidding zones, rows: nodes, sum of each column equal to one)

3. $PTDF$ s may be defined as zone-to-slack $PTDF$ s or zone-to-zone $PTDF$ s. A zone-to-slack $PTDF_{A,l}$ represents the influence of a variation of a net position of bidding zone A on a CNE or CNEC l . A zone-to-zone $PTDF_{A \rightarrow B,l}$ represents the influence of a variation of a commercial exchange from A to B on a CNE or CNEC l . The zone-to-zone $PTDF_{A \rightarrow B,l}$ can be linked to zone-to-slack $PTDF$ s as follows:

$$PTDF_{A \rightarrow B,l} = PTDF_{A,l} - PTDF_{B,l}$$

Equation 4

4. The maximum zone-to-zone $PTDF$ of a CNE or a CNEC is the maximum influence that a Core exchange can have on the respective CNE or CNEC:

$$\text{maximum zone-to-zone } PTDF = \max_{A \in BZ}(PTDF_{A,l}) - \min_{A \in BZ}(PTDF_{A,l})$$

Equation 5

with

$PTDF_{A,l}$	zone-to-slack $PTDF$ of bidding zone A on a CNE or CNEC l
BZ	list of Core bidding zones

5. The reference flow (F_{ref}) is the active power flow on a CNE or a CNEC based on the CGM. In case of a CNE, F_{ref} is directly simulated from the CGM whereas in case of a CNEC, F_{ref} is simulated with the specified contingency.
6. The expected flow F_i in the commercial situation i is the active power flow of a CNE or CNEC based on the flow F_{ref} and the deviation of commercial exchanges between the CGM (reference commercial situation) and the commercial situation i :

$$\vec{F}_i = \vec{F}_{ref} + PTDF \times (\vec{NP}_i - \vec{NP}_{ref})$$

Equation 6

with

\vec{F}_i	expected flow per CNEC in the commercial situation i
-------------	--

\vec{F}_{ref}	flow per CNEC in the CGM (reference flow)
PTDF	power transfer distribution factor matrix
\overrightarrow{NP}_i	Core net position per bidding zone in the commercial situation i
$\overrightarrow{NP}_{ref}$	Core net position per bidding zone in the CGM

7. The remaining available margin (RAM) of a CNE or a CNEC in a commercial situation i is the remaining capacity that can be given to the market taking into account the already allocated capacity in the situation i . This RAM_i is then calculated from the maximum admissible power flow (F_{max}), the reliability margin (FRM), the final adjustment value (FAV) and the expected flow (F_i) with the following equation:

$$RAM_i = F_{max} - FRM - FAV - F_i$$

Equation 7

Article 14 Long term allocated capacities (LTA) inclusion

- In accordance with Article 21(b)(iii) of the CACM Regulation, Core TSOs developed the following rules for taking into account the previously allocated cross-zonal capacity:
 - The objective of the rule is to verify that the RAM of each CNE or CNEC remains positive in all combinations of previously allocated commercial net positions.
 - "Previously allocated capacities" on all commercial borders of the Core CCR are the long term allocated capacities (LTA). LTA shall be calculated under the framework of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation in accordance with the therein foreseen respective timelines.
- The following equation is applied to all possible combinations of net positions resulting from full utilization of previously allocated capacities on all commercial borders:

$$\vec{F}_i = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF} \cdot (\overrightarrow{NP}_i - \overrightarrow{NP}_{ref})$$

Equation 8

with

\vec{F}_i	flow per CNEC in LTA capacity utilization combination i
\vec{F}_{ref}	flow per CNEC in the CGM
PTDF	power transfer distribution factor matrix
\overrightarrow{NP}_i	Core net position per bidding zone in LTA capacity utilization combination i
$\overrightarrow{NP}_{ref}$	Core net position per bidding zone in the CGM

Then the following equation is checked:

$$RAM_i = F_{max} - FRM - FAV - F_i$$

Equation 9

3. If at least one of the remaining available margins RAM_i is smaller than zero, this means the previously allocated capacities are not fully covered by the flow-based domain. In this case one of the two following methods can be applied during final flow-based computation: a TSO can either decide to increase the RAM of limiting CNEs using the FAV concept to compensate the negative RAM_i , or create virtual constraints which replace CNEs or CNECs for which the RAM_i is negative.
4. In exceptional circumstances each Core TSO may, for reasons of security of supply and pursuant to Article 76 of the SO GL, request a minimum import capacity for one or more MTUs. In this case \overline{NP}_i in Equation 8 will be adjusted accordingly. The acceptance of the minimum import capacity is subject to positive validation in accordance with Article 21. Costs stemming from accommodating the request shall be covered by the methodology to be developed according to Article 74(1) of the CACM Regulation.

Article 15 Rules on adjustment of power flows on critical network elements due to remedial actions

1. In accordance with Article 21(1)(b)(iv) of the CACM Regulation, this day-ahead common capacity calculation methodology Proposal shall describe the rules on the adjustment of power flows on critical network elements due to remedial actions:
 - a. the coordinated application of RAs shall aim at optimizing cross-zonal capacity in the Core CCR. The remedial action optimization (RAO) itself consists of a coordinated optimization of cross-zonal capacity within the Core CCR by means of enlarging the flow-based domain ;
 - b. the optimization shall be an automated, coordinated and reproducible process that applies RAs defined in accordance with Article 11; and
 - c. the applied RAs should be transparent to all TSOs, also of adjacent CCRs.
2. Core TSOs shall further detail and justify the remedial action optimization methodology applying the following procedure:
 - a. Core TSOs shall submit a 'Core TSOs deliverable report' to regulatory authorities in Q1 2018 describing amongst others the remedial action optimization methodology and the objective function;
 - b. the following steps shall be included and specified in the deliverable report:
 - i. assessment and definition of options, safeguarding the capacities provided to the market and reflecting TSOs obligations related to security of supply;
 - ii. time line and method(s) for conducting experimentation and studies resulting in a feasibility report;
 1. the feasibility report shall be discussed with and concluded upon between Core TSOs and Core regulatory authorities and shall be shared afterwards with the market participants in the respective stakeholder meetings.
 - c. Core TSOs shall conclude on finalization of the methodology, consult it with market participants and propose the updated *Rules on adjustment of power flows on critical network elements due to remedial actions* to regulatory authorities;
 - d. regulatory authorities shall approve the proposed update of this Article.

Article 16 Integration of cross border HVDC interconnectors located within the Core CCR

1. Core TSOs shall apply the evolved flow-based (EFB) methodology when including cross border HVDC interconnectors within the flow-based Core CCR.

2. Core TSOs shall take into account the impact of an exchange over an cross border HVDC interconnector on all CNEs within the process of capacity allocation. The flow-based properties and constraints of the Core CCR (in contrast to an NTC approach) and at the same time optimal allocation of capacity on the interconnector in terms of market welfare shall be taken into account.
3. Core TSOs shall distinguish between AHC and EFB. AHC considers the impact of exchanges between two capacity calculation regions (as the case may be belonging to two different synchronous areas) e.g. an ATC area and a flow-based area, implying that the influence of exchanges in one CCR (ATC or flow-based area) is taken into account in the flow-based calculation of another CCR. EFB takes into account commercial exchanges over the cross border HVDC interconnector within a single CCR applying the flow-based method of that CCR.
4. The main adaptations to the day-ahead common capacity calculation process introduced by the concept of EFB are twofold:
 - a. the impact of an exchange over the cross border HVDC interconnector is considered for all relevant CNECs;
 - b. the outage of the HVDC interconnector is considered as a contingency for all relevant CNEs in order to simulate no flow over the interconnector, since this is becoming the N-1 state.
5. In order to achieve the integration of the cross border HVDC interconnector into the flow-based process, two virtual hubs at the converter stations of the cross border HVDC will be added. These hubs represent the impact of an exchange over the cross border HVDC interconnector on the relevant CNECs. By placing a GSK value of 1 at the location of each converter station, the impact of a commercial exchange can be translated into a *PTDF* value. This action adds two columns to the existing *PTDF* matrix, one for each virtual hub.
6. The list of contingencies considered in the capacity calculation will be extended to include the cross border HVDC interconnector. Therefore, the outage of the interconnector has to be modelled as a N-1 state and the consideration of the outage of the HVDC interconnector creates additional CNEC combinations for all relevant CNEs during the process of capacity calculation and allocation.

Article 17 Consideration of non-Core CCR borders

1. In accordance with Article 21(1)(b)(vii) of the CACM Regulation, Core TSOs will take into account the influences of other CCRs by making assumptions on what will be the future non-Core exchanges in accordance with Article 18(3) of the CACM Regulation and Article 19 of the Common Grid Model Methodology.
2. The assumptions of non-Core exchanges are captured in the D-2 CGM and underlying schedules, which are used as a starting point for common capacity calculation. In Core CCR, this constitutes the rule for sharing power flow capabilities of Core CNECs among different CCRs. The expected exchanges are thus captured implicitly in the *RAM* via the reference flow F_{ref} over all CNECs (see also Equations 6 and 7). As such, these assumptions will impact (increase or decrease) the *RAMs* of Core CNECs. Resulting uncertainties linked to the aforementioned assumptions are implicitly integrated within each CNEC's *FRM*. This concept is usually referred to as standard hybrid coupling.
3. In contrast, advanced hybrid coupling (AHC) would enable Core TSOs to explicitly model the exchange situations of adjacent CCRs within the flow-based domain and thus in the single day-ahead coupling. This would reduce uncertainties in the D-2 CGM regarding forecast of non-Core exchanges and increase the degree of freedom for the single day-ahead coupling in terms of allocation of capacities. The feasibility of AHC will be studied in accordance with Article 24(5).

4. In accordance with Article 20(5) of the CACM Regulation, future merging of adjacent CCRs that apply a flow-based capacity calculation will, in addition to advanced hybrid coupling, facilitate a more efficient sharing of power flow capabilities among different borders.

Article 18 Calculation of the final flow-based domain

1. After the determination of the optimal preventive and curative RAs, the RAs are explicitly associated to the respective Core CNECs (thus altering their reference flow F_{ref} and $PTDF$ values) and the final flow-based parameters are computed in the following sequential steps:
 - a. execution of the rules for previously allocated capacity in Article 14;
 - b. only the constraints that are most limiting the net positions need to be respected in the single day-ahead coupling: the non-redundant constraints (or the "presolved" domain). As a matter of fact, by respecting this "presolved" domain, the commercial exchanges also respect all the other constraints. The redundant constraints are identified and removed by the CCC by means of the so-called "presolve" process;
 - c. as the reference flow (F_{ref}) is the physical flow computed from the D-2 CGM, it reflects the loading of the CNEs and CNECs given the forecast commercial exchanges of the reference day. Therefore, this reference flow has to be adjusted to take into account the effect of the LTN (Long Term Nominations) of the MTU (Market Time Unit) instead. The $PTDFs$ remain identical in this step. Consequently, the effect on the flow-based capacity domain is a shift in the solution space.

For the LTN adjustment, the power flow of each CNE and CNEC is calculated with the linear equation described in Article 14:

$$\vec{F}_{LTN} = \vec{F}_{ref} + PTDF \cdot (\overrightarrow{NP}_{LTN} - \overrightarrow{NP}_{ref})$$

Equation 10

with

\vec{F}_{LTN}	flow per CNEC after consideration of LTN
\vec{F}_{ref}	flow per CNEC in the CGM
$PTDF$	power transfer distribution factor matrix
$\overrightarrow{NP}_{LTN}$	Core net position per bidding zone resulting from LTN
$\overrightarrow{NP}_{ref}$	Core net position per bidding zone in the CGM

- d. finally the remaining available margin for the day-ahead single coupling can be calculated as follow:

$$RAM_{LTN} = F_{max} - FRM - FAV - F_{LTN}$$

Equation 11

- e. in addition, the external constraints are adjusted such that the limits provided to the single day-ahead coupling mechanism refer to the increments or decrements of the net positions with respect to the net positions resulting from LTN.

Article 19 Precoupling backup and default processes

1. In accordance with Article 21(3) of the CACM Regulation, this proposal includes a fallback procedure for the case where the initial capacity calculation does not lead to any results. Possible cases can be

linked, but are not limited, to a technical failure in the tools, an error in the communication infrastructure or corrupted or missing input data.

- a. When inputs for flow-based parameters calculation are missing for less than three consecutive hours, it is possible to compute spanned flow-based parameters with an acceptable risk level, by the so-called spanning method. The spanning method is based on an intersection of previous and sub-sequent available flow-based domains, adjusted to zero balance (to delete impact of reference program). For each TSO, the CNEs and CNECs from the previous and sub-sequent timestamps are gathered and only the most constraining ones of both timestamps are taken into consideration (intersection).
- b. In case of impossibility to span the missing parameters or in the situation as described in Article 20(1)(c), Core TSOs can deploy the computation of "Default flow-based parameters". This computation shall be based on existing Long Term bilateral capacities. These capacities can be converted easily into flow-based cross-zonal capacities, via a simple linear operation. In order to optimize the capacities provided in this case to the allocation system, involved TSOs will adjust the long term capacities during the capacity calculation process. Eventually, delivered capacities will be equal to "LTA value + n" for each border and each direction, transformed into flow-based constraints, "n" being positive or null and computed during the capacity calculation process. Involved TSOs, for reasons of security of supply, cannot commit to any value for "n" at this stage.

Article 20 ATCs for shadow auctions

1. According to Article 44 of the CACM Regulation, in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results, a fallback solution will be applied. This process requires the determination of bilateral ATCs (hereafter referred as "ATCs for shadow auctions") for each market time unit, what is in line with the "Core TSOs' Proposal for Fallback Procedures"¹.
2. The flow-based domains will serve as the basis for the determination of the ATCs for shadow auctions. As the selection of a set of ATCs from the flow-based domain leads to an infinite set of choices, an algorithm was designed that determines the ATCs for shadow auctions in a systematic way.
3. The following input data are required for each market time unit:
 - a. LTA values;
 - b. the final flow-based domain as described in Article 18.
4. The following outputs are the outcomes of the computation for each market time unit:
 - a. ATCs for shadow auctions;
 - b. constraints with zero margin after the ATCs for shadow auctions computation.
5. The computation of the ATCs for shadow auctions is part of the final flow-based computation step as described in Article 4 and thus is realised for each market time unit.
6. The computation of the ATCs for shadow auctions is an iterative procedure which aims at increasing the LTA domain while respecting the constraints of the final flow-based domain calculated for each market time unit as described in Article 18.
 - a. first, the remaining available margins (*RAM*) of the final flow-based domain (CNEs, CNECs and external constraints) have to be adjusted to take into account the starting point of the iteration which is the LTA domain:

¹ Submitted to the Core regulatory authorities on the 17th of May 2017.

- i. from the zone-to-slack $PTDFs$ ($PTDF_{z2s}$), one computes zone-to-zone $PTDFs$ ($pPTDF_{z2z}$), where only the positive numbers are stored:

$$pPTDF_{z2z,A \rightarrow B} = \max(0, PTDF_{z2s,A} - PTDF_{z2s,B})$$

Equation 12

with

$pPTDF_{z2z,A \rightarrow B}$ zone-to-zone $PTDF$ of a CNEC with respect to exchange from Core bidding zone A to B , only taking into account positive values

$PTDF_{z2s,k}$ zone-to-slack $PTDF$ of the CNEC with respect to bidding zone k

Only zone-to-zone $PTDFs$ of Core internal borders i.e. of neighbouring bidding zone pairs are needed.

- ii. the iterative procedure to determine the ATCs for shadow auctions starts from the LTA domain. As such, with the impact of the LTN already reflected in the $RAMs$, the $RAMs$ need to be adjusted in the following way:

$$\overrightarrow{Margin}(0) = \overrightarrow{RAM}_{LTN} - pPTDF_{z2z} * (\overrightarrow{LTA} - \overrightarrow{LTN})$$

Equation 13

- b. The iterative method applied to compute the ATCs for shadow auctions comes down to the following actions for each iteration step i:
 - i. for each CNE, CNEC and external constraint of the final flow-based domain, share the remaining margin between the Core internal borders that are positively influenced with equal shares;
 - ii. from those shares of margin, maximum bilateral exchanges are computed by dividing each share by the positive zone-to-zone $PTDF$;
 - iii. the bilateral exchanges are updated by adding the minimum values obtained over all CNEs, CNECs and external constraints. Update the margins on the CNEs, CNECs and external constraints using new bilateral exchanges from step 3 and go back to step 1;
 - iv. iterations continue until the maximum value over all constraints of the absolute difference between the margin of iterations $i+1$ and i is smaller than a stop criterion;
 - v. the resulting ATCs for shadow auctions get the values that have been determined for the maximum Core internal bilateral.

Article 21 Capacity validation methodology

1. Each TSO will, in accordance with Article 26(1) and 26(3) of the CACM Regulation, validate and have the right to correct cross-zonal capacity relevant to the TSO's bidding zone borders for reasons of operational security during the validation process. In exceptional situations cross-zonal capacities can be decreased by TSOs. These situations are:
 - a. an occurrence of an exceptional contingency;
 - b. an exceptional situation where sufficient redispatch or countertrade potential, that is needed to ensure the minimum RAM on all CNECs and/or to ensure the requested minimum import capacity pursuant to Article 14(4), may not be available;

-
- c. a mistake in input data, that leads to an overestimation of cross-zonal capacity from an operational security perspective.
 2. When performing the validation, Core TSOs may consider the operational security limits, but may also consider additional grid constraints, grid models, and other relevant information. Therefore Core TSOs may use, but are not limited to, the tools developed by the CCC for analysis and might also employ verification tools not available to the CCC.
 3. In case of a required reduction due to situations as defined in Article 21(1)(a) and 21(1)(b), a TSO may use a positive value for FAV for its own CNECs or adapt the external constraints to reduce the cross-zonal capacity for his market area, and may request a common decision to launch a new final flow-based computation. In case of a situation as defined in Article 21(1)(c), a TSO may also request a common decision to launch the default flow-based parameters.
 4. Any reduction of cross-zonal capacities during the validation process will be communicated to market participants and justified to regulatory authorities in accordance with Article 23 and Article 24, respectively.
 5. The regional coordinated capacity calculator shall coordinate with neighbouring coordinated capacity calculators during the validation process. Any information on decreased cross-zonal capacity from neighbouring coordinated capacity calculators shall be provided to Core TSOs. Core TSOs may then apply the appropriate reductions of cross-zonal capacities as described in Article 21(3).

UPDATES AND DATA PROVISION

Article 22 Reviews and updates

1. In accordance with Article 27(4) of the CACM Regulation all TSOs shall regularly and at least once a year review and update the key input and output parameters listed in Article 27(4)(a) to (d) of the CACM Regulation.
2. If the operational security limits, contingencies and allocation constraints used for the common capacity calculation need to be updated based on this review, Core TSOs shall publish the changes early in advance before the implementation.
3. In case the review proves the need of an update of the reliability margins, Core TSOs shall publish the changes early in advance before the implementation.
4. The review of the remedial actions taken into account in capacity calculation shall include at least an evaluation of the efficiency of specific PSTs and the topological RAs considered during RAO.
5. In case the review proves the need for updating the application of the methodologies for determining generation shift keys, critical network elements and contingencies referred to in Articles 22 to 24 of the CACM Regulation, changes have to be published before the final implementation.

Article 23 Publication of data

1. The data as set forth in Article 22(2) will be published on a dedicated online communication platform representing all Core TSOs. To enable market participants to have a clear understanding of the published data, a handbook will be prepared by Core TSOs and published on this communication platform.
2. In accordance with Article 3(f) of the CACM Regulation aiming at ensuring and enhancing the transparency and reliability of information to the regulatory authorities and market participants, at least the following data items shall be published in addition to the data items and definitions of

Commission Regulation (EU) No 543/2013 on submission and publication of data in electricity markets:

- a. initial flow-based parameters (without LTN) shall be published at D-1 before the nominations of long-term rights for each market time unit of the following day. For this set of initial flow-based parameters all long term nominations at all Core bidding zone borders are assumed as zero (LTN=0);
 - b. the LTN for each Core border where PTRs are applied shall be published at D-1 (10:30 target time)² for each market time unit of the following day;
 - c. final flow-based parameters shall be published at D-1 (10:30 target time) for each market time unit of the following day, comprising the zone-to-slack *PTDFs* and the *RAM* for each "presolved" CNEC;
 - d. additionally, at D-1 (10:30 target time), the following data items shall be published for each market time unit of the following day:
 - i. maximum and minimum net position of each bidding zone;
 - ii. maximum bilateral exchanges between all Core bidding zones;
 - iii. ATCs for shadow auctions.
 - e. in compliance with national regulations, the following information may be published at D-1 (10:30 target time):
 - i. real names of CNEC and external constraint;
 - ii. CNE EIC code and Contingency EIC code;
 - iii. detailed breakdown of *RAM* per CNEC:
 - F_{max} , including information if it is based on permanent or temporary limits;
 - F_{LTN} ;
 - I_{max} ;
 - FRM ;
 - FAV .
 - iv. detailed breakdown of *RAM* per external constraint:
 - F_{max} ;
 - F_{LTN} .
 - f. in compliance with national regulations, the following information of the D-2 CGM for each market time unit, for each Core bidding zone and each TSO may be published ex-post at D+2:
 - i. vertical load;
 - ii. production;
 - iii. best forecast of net position.
 - g. in compliance with national regulations, publication of the static grid model.
3. The final, exhaustive and binding list of all publication items, respective templates and the data-access points shall be developed in dedicated workshops with the Core Stakeholders and regulatory authorities. The refinement shall keep at least the transparency level reached in the operational CWE flow-based market coupling. An agreement between Stakeholders, Core regulatory authorities and Core TSOs shall be reached not later than three months before the go-live window as described in Article 25(2).

² This is CET during the winter period and CEST during the summer period.

Article 24 Monitoring and information to regulatory authorities

1. With reference to the Whereas and Article 26(5) of the CACM Regulation, monitoring data shall be provided towards the Core regulatory authorities as basis for supervising a non-discriminatory and efficient Core congestion management.
2. The provided monitoring data shall also be the basis for the biennial report to be provided according to Article 27(3) of the CACM Regulation.
3. Monitoring data shall be treated as confidential by the Core regulatory authorities and shall not be disclosed to the public.
4. The following monitoring items related to the Core common capacity calculation shall be provided to the Core regulatory authorities on a monthly basis:
 - a. results of the hourly LTA checks;
 - b. maximum zone-to-zone *PTDF* check;
 - c. hourly Min/Max Net Positions per bidding zone;
 - d. hourly intraday ATCs for all Core borders;
 - e. maximum bilateral exchanges for each Core bidding zone border (hourly);
 - f. usage of the final adjustment value *FAV*;
 - g. external constraints;
 - h. hourly shadow auction ATCs for all Core-borders;
 - i. overview of timestamps where spanning is applied (per month);
 - j. overview of timestamps for which default flow-based parameters were applied (per month);
 - k. hourly non-anonymized presolved CNECs, disclosing *PTDF*, F_{max} , *FRM*, *FAV*, *RAM* and F_{max} ;
 - l. key aggregated figures per country and border:
 - number of presolved CNEs;
 - number of precongested cases in D-2 CGM;
 - number of CNEs exceeded by LTA;
 - number of of presolved CBs with RAs applied;
 - number of presolved CNEs without RAs applied;
 - number of presolved CNEs, breaching the max zone-to-zone *PTDF* threshold;
 - number of hours using the *FAV*;
 - number of hours, spanning technology was applied;
 - number of hours, default flow-based parameters were applied;
 - GSK.
 - m. in case of occurrence: justification when *FAV* is applied;
 - n. in case of occurrence: justification when the max zone-to-zone *PTDF* threshold is breached of presolved CNECs;
 - o. reductions made during the validation of cross-zonal capacity in accordance with Article 26 (5) of the CACM Regulation.
5. The final, exhaustive and binding list of all monitoring items (Article 24(4)), respective templates and the data-access point shall be developed in dedicated workshops with the regulatory authorities. An agreement between the Core regulatory authorities and Core TSOs shall be reached not later than three months before the go-live window as described in Article 25(2).

IMPLEMENTATION

Article 25 Timescale for implementation of the Core flow-based day-ahead capacity calculation methodology

Below, in accordance with Article 9(9) of the CACM Regulation, a proposed timescale for implementation is presented:

1. The TSOs of the Core CCR shall publish the day-ahead common capacity calculation methodology Proposal without undue delay after all national regulatory authorities have approved the proposed methodology or a decision has been taken by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 9(10), (11) and (12) of the CACM Regulation.
2. Subject to several dependencies (e.g. progress of the internal parallel run, implementation, proposed changes to the concept, regulatory approval of the methodology), the TSOs of the Core CCR shall implement the day-ahead common capacity calculation methodology to launch the external parallel run no later than S1-2019 in accordance with Article 20(8) of CACM Regulation, except the execution of the methodology for *FRM* in line with Article 22 of the CACM Regulation, and have S1-2020 as the go-live window for the market.
3. For the day-ahead common capacity calculation, the *FRM* defined in accordance with Article 9 shall be implemented 3 months after collecting 1 year of data (including those from external parallel run) and no later than the end of 2019.
4. For this transitional period, according to Article 25(3), the *FRM* shall be determined in accordance with Article 9.
5. After the implementation of the day-ahead common capacity calculation methodology, Core TSOs are willing to work on supporting a solution, in addition to standard hybrid coupling, that fully takes into account the influences of the adjacent CCRs during the capacity allocation i.e. the so called advanced hybrid coupling (AHC) concept, in close cooperation with adjacent involved CCRs.
6. The deadlines defined in the above Article 23(2), Article 23(3), and Article 23(4) can be modified on request of all TSOs of the Core CCR to their national regulatory authorities, where testing period does not meet necessary conditions for implementation.

Core TSOs will implement the day-ahead common capacity calculation methodology on a Core bidding zone border only after the day-ahead market coupling operator function is implemented in accordance with Article 7(3) of the CACM Regulation.

LANGUAGE

Article 26 Language

The reference language for this proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 9(14) of the CACM Regulation and any version in another language the relevant TSO shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the proposal.

APPENDIX 1: USE OF EXTERNAL CONSTRAINTS

Belgium

ELIA uses an import limit constraint which is related to the dynamic stability of the network. This limitation is estimated with offline studies which are performed on a regular basis.

Netherlands

TenneT B.V. determines the maximum import and export constraints for the Netherlands based on off-line studies, which include voltage collapse analysis, stability analysis and an analysis on the increased uncertainty introduced by the (linear) GSK during different import and export situations. The study can be repeated when necessary and may result in an update of the applied values for the constraints of the Dutch network.

Poland

Capacities on PSE side may be reduced due to so called external constraints, defined in Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015, (CACM Regulation) as "constraints to be respected during capacity allocation to maintain the transmission system within operational security limits and have not been translated into cross-zonal capacity or that are needed to increase the efficiency of capacity allocation". These potential constraints reflect in general the ability of all Polish generators to increase generation (potential constraints in export direction) or decrease generation (potential constraints in import direction) subject to technical constraints of individual generating units as well as minimum reserve margins required in the whole Polish power system to ensure secure operation. This is related to the fact that under the conditions of central dispatch market model applied in Poland responsibility of Polish TSO on system balance is significantly extended comparing to such standard responsibility of TSO in self dispatch market models – see further explanations in this respect.

Thus, capacity in export direction is reduced if the export of the PSE exceeds generating capacities left available within Polish power system taking into account necessary reserve margin for upward regulation.

Similarly, capacity in import direction is reduced if the import exceeds downward regulation available within Polish power system taking into account necessary reserve margin for downward regulation.

Rationale behind implementation of allocation constraints on PSE side

Implementation of allocation constraints on PSE side is related to the fact that under the conditions of central dispatch market model applied in Poland responsibility of Polish TSO on system balance is significantly extended comparing to such standard responsibility of TSO in self dispatch market models. The latter is usually defined up to hour-ahead time frame (including real time operations), while for PSE as Polish TSO this is extended to short (intraday and day-ahead) and medium (up to year-ahead) terms. Thus, PSE bears the responsibility, which in self dispatch markets is allocated to balance responsible parties (BRPs). That is why PSE needs to take care of back up generating reserves for the whole Polish power system, which sometimes lead to implementation of allocation constraints if this is necessary to ensure operational security of Polish power system in terms of available generating capacities for upward or downward regulation. In self dispatch markets BRPs themselves are supposed to take care about their generating reserves, while TSO shall ensure them just for dealing with contingencies in the time frame of up to one hour ahead. Thus these two approaches ensure similar level of feasibility of transfer capacities

offered to the market from the generating capacities point of view. It is worthwhile to note that infeasibilities in this respect lead to counter trade actions and appear only if faults out of dimensioning criteria occur. In order to better explain the above issue the following subchapters elaborate more on the differences between central and self-dispatch market models as well as on PSE's role in system balancing.

Central vs self-dispatch market models

Market operation in Europe is carried out in several different ways. However, they can be basically grouped in two families: self-dispatch model and central-dispatch model.

In a self-dispatch market, market design produces a balance between generation and demand (including external exchanges) by requiring that market parties (balance responsible parties - BRPs) are in a balanced position to participate in the balancing market (e.g. one hour before energy delivery). Imbalance charges/penalties are levied on market parties which deviate from the balanced position. Commitment decisions, which take into account generating unit constraints, are made by the generators in conjunction with the demand elements they are balancing with. Generators alter their output to maintain the balance between generation and served demand. To be able to maintain balanced position they keep the given amount of reserves in their internal portfolios for compensation of their deviations. Before real time, generators submit bids to TSO which correspond with self-schedules of their units. Bids are used by TSO to dispatch additional generation needed to balance and secure the system in real time. Most of the electricity markets in Europe are based on the self-dispatch principle.

In a central dispatch market, in order to provide generation and demand balance, the TSO dispatches generating units taking into account their operational constraints, transmission constraints and reserve requirements. This is realized in an integrated process as an optimisation problem called security constrained unit commitment and economic dispatch (SCUC/ED). The main distinguishing feature of a central dispatch model is that balancing, congestion management and reserve procurement are performed simultaneously and they start day before and continuing until real time. This involves dispatch instructions being issued several hours ahead of real time, to start up units (SCUC), as well as real time instructions for dispatching on line units (SCED). In central dispatch model market participants do not need to be in a balanced position. The existing central-dispatch markets in Europe currently are the Greek, the Italian, the Irish and the Polish electricity markets.

PSE role in system balancing

PSE directly dispatches generating units taking into account their operational constraints and transmission constraints in order to cover the expected load having in mind adequate reserve requirements, which is also forecasted by PSE itself. To fulfil this task PSE runs the process of operational planning, which begins three years ahead with relevant overhaul (maintenance) coordination and is continued via yearly, monthly and weekly updates to day-ahead security constrained unit commitment (SCUC) and economic dispatch (SCED). The results of this day-ahead market are then updated continuously in intraday time frame up to real time operation.

In a yearly timeframe PSE tries to distribute the maintenance overhauls requested by generators along the year in such a way that on average the minimum year ahead reserve margin of 18% (over forecasted load including already allocated capacities on interconnections, if any) is kept on average in each month. The monthly and weekly updates aim to keep this reserve margin on each day at the level of 17% and

14% respectively, if possible. This process includes also network maintenance planning, so any constraints coming from the network operation are duly taken into account.

The day-ahead SCUC process aims to achieve 9% of spinning reserve (or quickly activated, in Polish reality only units in pumped storage plants) margin for each hour of the next day. This includes primary and secondary control power pre-contracted as an ancillary service. The rest of this reserve comes from usage of balancing bids, which are mandatory to be submitted by all centrally dispatched generating units (in practice all units connected to the transmission network and major ones connected to 110 kV, except CHP plants as they operate mainly according to heat demand). The other generation is taken into account as scheduled by owners, which having in mind its stable character (CHPs, small thermal and hydro) is workable solution. The only exception from this rule is wind generation, which due to its volatile character is forecasted by PSE itself (like a system demand) and relevant uncertainty margins are included (90% for yearly and monthly time horizons referring to installed generation and 20% day ahead referring to forecasted generation). Thus, PSE has the right to use any available centrally dispatched generation in normal operation to balance the system. The negative reserve requirements during low load periods (night hours) are also respected and the potential pumping operation of pumped storage plants is taken into account, if feasible.

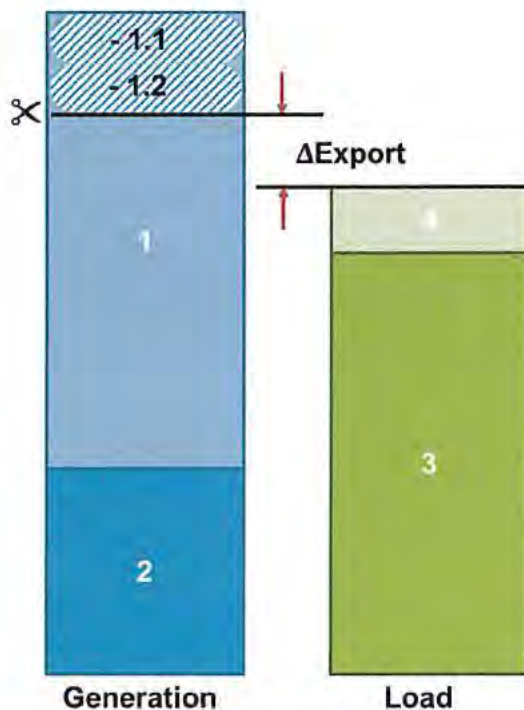
The further updates of SCUC/SCED during the operational day take into account any changes happening in the system (forced outages and any limitations of generating units and network elements, load and wind forecast updates, etc.) and aim to keep at minimum 7% of spinning reserve for each hour (as described above) in a time frame corresponding to the start-up times of the remaining thermal generating units (in practice 6 to 8 hours). Such an approach usually allows to keep one hour ahead spinning reserve at the minimum level of 1000 MW (i.e. potential loss of the largest generating unit of 850 MW and 150 MW of primary control reserve being PSE's share in RGCE).

Practical determination of allocation constraints within the Polish power system

As an example the process of practical determination of allocation constraints in the framework of day-ahead transfer capacity calculation is illustrated on the below figures 1 and 2. They illustrate how a forecast of the Polish power balance for each hour of the next day is developed by TSO day-ahead in the morning in order to find reserves in generating capacities available for potential exports and imports, respectively.

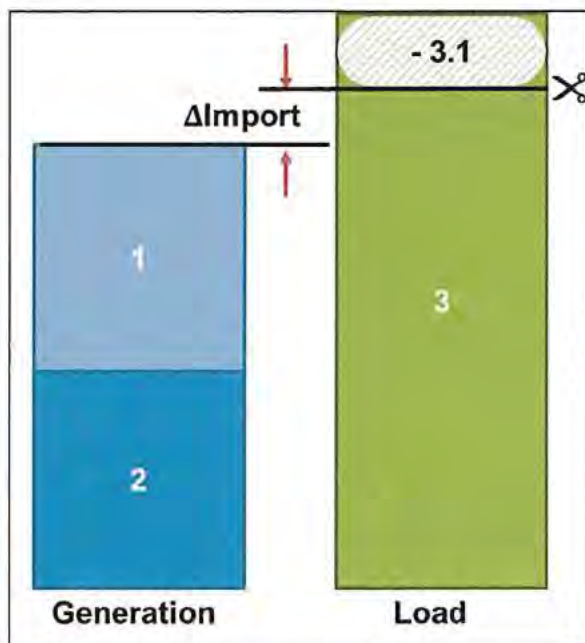
Allocation constraint in export direction occurs if generating capacities left available on centrally dispatched units within Polish power system for export are lower than the sum of export ATCs on all three interconnections (synchronous cross section, SwePol Link and LitPol Link).

Allocation constraint in import direction occurs if downward regulating capacities left available on centrally dispatched units in operation within Polish power system for imports (ΔImport) are lower than the sum of import ATCs on all three interconnections (synchronous cross section, SwePol Link and LitPol Link).



1. sum of available generating capacities of centrally dispatched units³ as declared by generators, reduced by:
 - 1.1 TSO forecast of capacity not available due to expected network constraints;
 - 1.2 TSO assessment (based on experiences of recent days) of extra reserve to cover short term unavailabilities not declared by generators day ahead (limitations coming from e.g. cooling conditions, fuel supply, etc.) and prolonged overhauls and/or forced outages.
2. sum of schedules of generating units that are not centrally dispatched as provided by generators, except wind farms for which generation is forecasted by TSO;
3. load forecasted by TSO;
4. minimum necessary reserve for up regulation (for day-ahead: 9% of forecasted load).

Figure 1: Determination of allocation constraints in export direction (reserves in generating capacities available for potential exports) in the framework of day-ahead transfer capacity calculation



- 1 TSO estimation of sum of technical minima of centrally dispatched generating units in operation;
- 2 sum of schedules of generating units that are not centrally dispatched as provided by generators, except wind farms for which TSO forecast of wind generation is taken into account;
- 3 load forecasted by TSO
 - 3.1 minimum necessary reserve for down regulation (for day-ahead: 500MW).

Figure 2: Determination of allocation constraints in import direction (reserves in generating capacities available for potential imports) in the framework of day-ahead transfer capacity calculation

³ note that generating units, which have very limited working hours left due to environmental restrictions are not taken into account in power balance for determining export allocation constraints; most of these units are still in operation only thanks to special contracts with TSO (thus being out of the market) – otherwise they would have already been decommissioned as not profitable; currently also all pumped storage units in Poland are also operated by TSO out of market (for the same reason), however these units are taken into account in power balance for determining export allocation constraints as their operation is not limited environmentally

**Návrh regionálních parametrů společné metodiky výpočtu
denní kapacity podaný provozovateli přenosových soustav
regionu Core CCR v souladu s článkem 20 a násl. nařízení
Komise (EU) 2015/1222 ze dne 24. července 2015**

15. září 2017

Obsah

s přihlédnutím k následujícímu,	3
Obecná ustanovení	4
Článek 1 Předmět a rozsah	4
Článek 2 Definice a výklad pojmů	4
Článek 3 Platnost tohoto návrhu	7
Článek 4 Kapacity mezi zónami pro denní trh	7
Metodiky pro výpočet vstupních údajů	8
Článek 5 Metodika výběru kritických prvků sítě a kontingencí	8
Článek 6 Metodika stanovení limitů provozní bezpečnosti	9
Článek 7 Konečná upravená hodnota	10
Článek 8 Metodika omezení pro přidělování	10
Článek 9 Metodika spolehlivostních rezerv	11
Článek 10 Metodika klíčů pro rozložení výroby	13
Článek 11 Metodika nápravných opatření při výpočtu kapacity	14
Článek 12 Poskytování vstupních údajů	15
Podrobný popis přístupu k výpočtu kapacity	15
Článek 13 Matematický popis přístupu k výpočtu kapacity	15
Článek 14 Zařazení dlouhodobé přidělené kapacity (LTA)	17
Článek 15 Pravidla pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření	18
Článek 16 Integrace přeshraničních vysokonapěťových stejnosměrných propojovacích vedení umístěných v regionu Core CCR	18
Článek 17 Zohlednění hranic regionů mimo regionu Core CCR	19
Článek 18 Výpočet konečné oblasti založené na fyzikálních tocích	20
Článek 19 Záložní a výchozí procesy pro pre-coupling	21
Článek 20 Dostupné přenosové kapacity (ATC) pro stínové aukce	21
Článek 21 Metodika validace kapacit	23
Aktualizace a poskytování údajů	23
Článek 22 Přezkumy a aktualizace	23
Článek 23 Zveřejňování údajů	24
Článek 24 Sledování a údaje pro regulační orgány	25
Zavedení:	26
Článek 25 Harmonogram zavedení metodiky výpočtu denní kapacity založené na fyzikálních tocích pro region Core CCR	26
Jazyk	27
Článek 26 Jazyk	27
Příloha 1: Využívání vnějších omezení	28

PROVOZOVATELÉ PŘENOSOVÝCH SOUSTAV V REGIONU CORE CCR S PŘÍHLÉDNUTÍM K NÁSLEDUJÍCÍMU,

PREAMBULE,

1. Tento dokument je návrhem vytvořeným provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR v souvislosti s vývojem společné metodiky výpočtu kapacity v souladu s článkem 20 a násl. nařízení Komise (EU) 2015/1222 ze dne 24. července 2015, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení (dále „nařízení CACM“). Tento návrh se zde dále označuje názvem „návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity“.
2. Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity zohledňuje ustanovení obecných zásad a cílů stanovených v nařízení CACM, a dále v nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) 714/2009 ze dne 13. července 2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou (dále jen „nařízení (ES) 714/2009“). Cílem nařízení CACM je koordinace a harmonizace výpočtu a přidělování kapacity na denních přeshraničních trzích. Pro tento účel nařízení stanoví požadavky na vypracování návrhu společné metodiky výpočtu denní kapacity, jež zajistí efektivní, transparentní a nediskriminační přidělování kapacity.
3. Článek 20(2) nařízení CACM stanoví, že „všichni provozovatelé přenosových soustav v každém regionu pro výpočet kapacity předloží návrh společné metodiky koordinovaného výpočtu kapacity v rámci daného regionu“.
4. Dle článku 9(9) nařízení CACM musí být předpokládán dopad návrhu společné metodiky výpočtu denní kapacity na cíle nařízení CACM popsán a je zde uveden níže. Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity obecně přispívá k plnění cílů článku 3 nařízení CACM.
5. Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity slouží cíli prosazování efektivní hospodářské soutěže v oblasti obchodování a zásobování elektřinou (článek 3(a) nařízení CACM), jelikož pro všechny účastníky trhu na všech příslušných hranicích nabídkových zón v regionu Core CCR bude platit shodná společná metodika výpočtu denní kapacity, čímž budou zajištěny rovné vzájemné příležitosti a podmínky pro příslušné účastníky trhu. Účastníci trhu budou mít zajištěn přístup ke shodným spolehlivým informacím o kapacitách mezi zónami a omezeních při přidělování pro účely denních alokací, a to ve shodný časový okamžik a transparentním způsobem.
6. Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity přispívá k zajišťování optimálního využití přenosové infrastruktury a provozní bezpečnosti (článek 3(b) a (c) nařízení CACM), jelikož přístup založený na fyzikálních tocích si klade za cíl zajišťovat pro účastníky trhu maximální dostupnou kapacitu v časovém rámci denních trhů v mezích limitů provozní bezpečnosti.
7. Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity slouží cíli optimalizace přidělování kapacity mezi zónami v souladu s článkem 3(d) nařízení CACM, jelikož společná metodika výpočtu denní kapacity uplatňuje přístup založený na fyzikálních tocích, který zabezpečuje účastníkům trhu optimalizované kapacity mezi zónami.
8. Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity je nastaven tak, aby zajišťoval spravedlivé a nediskriminační zacházení s provozovateli přenosových soustav, nominovanými organizátory trhu s elektřinou, agenturou, regulačními orgány a účastníky trhu (článek 3(e) nařízení CACM), jelikož společná metodika výpočtu denní kapacity se provádí pomocí transparentních pravidel, v odpovídajících případech schválených příslušnými národními regulačními orgány po uplynutí lhůty na konzultace.
9. Pokud jde o cíl transparentnosti a spolehlivosti informací (článek 3(f) nařízení CACM), stanoví návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity hlavní zásady a hlavní procesy pro časový rámec denních trhů. Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity umožňuje provozovatelům přenosových

soustav regionu Core CCR poskytovat účastníkům trhu shodné spolehlivé informace o kapacitách mezi zónami a o omezeních pro přidělování týkajících se denního přidělování, a to transparentním způsobem a ve shodný časový okamžik.

10. Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity rovněž přispívá k cíli respektování potřeby spravedlivého a řádného trhu a spravedlivé a řádné tvorby cen (článek 3(h) nařízení CACM), jelikož zajišťuje, aby kapacita mezi zónami byla dána k dispozici pro trh v řádnou dobu.
11. Při vypracovávání návrhu společné metodiky výpočtu denní kapacity zohlednili provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pečlivě cíl vytvoření rovných podmínek pro nominované organizátory trhu s elektřinou (článek 3(i) nařízení CACM), jelikož pro všechny nominované organizátory trhu s elektřinou a účastníky jejich trhu budou v rámci regionu Core CCR platit shodná pravidla a nediskriminační zacházení (včetně termínů, výměny údajů, formátů výsledků atd.).
12. Na závěr, návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity přispívá k cíli zajistit nediskriminační přístup ke kapacitě mezi zónami (článek 3(j) nařízení CACM) zajištěním transparentního a nediskriminačního přístupu k usnadňování přidělování kapacity mezi zónami.
13. Závěrem lze říci, že návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity přispívá k obecným cílům nařízení CACM způsobem, který je prospěšný pro všechny účastníky trhu i pro koncové spotřebitele elektrické energie.
14. Lhůta 10 měsíců předpokládaná nařízením CACM pro předložení návrhu společné metodiky výpočtu denní a vnitrodenní kapacity, která se vztahuje na 16 provozovatelů přenosových soustav ze 13 států, je vysoce náročná. Provozovatelé přenosových soustav potřebují více času na vývoj a experimentální ověření společných metodik výpočtu denní a vnitrodenní kapacity. Tento návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity se předkládá jako prvotní výstup, jelikož bude nezbytné provést ještě další práce v souladu s článkem 20 nařízení CACM. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR chtějí dále zdůraznit, že pro zajištění řádného fungování a přijatelnosti společné metodiky výpočtu denní kapacity je nezbytné získat výsledky experimentálního ověřování z paralelního běhu prováděného u účastníků trhu. Po dokončení metodiky a provedení analýzy výsledků experimentálního ověření předloží provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR – po konzultaci s účastníky trhu – dopracovaný návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity regulačním orgánům regionu CCR Core.

PŘEDKLÁDAJÍ NÁSLEDUJÍCÍ NÁVRH SPOLEČNÉ METODIKY VÝPOČTU DENNÍ KAPACITY
REGULAČNÍM ORGÁNŮM REGIONU CORE CCR:

OBEČNÁ USTANOVENÍ

Článek 1

Předmět a rozsah

Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity se považuje za návrh provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR předkládaný v souladu s článkem 20(2) nařízení CACM a zahrnuje společnou metodiku výpočtu denní kapacity pro hranice nabídkových zón v regionu Core CCR.

Článek 2

Definice a výklad pojmů

1. Pro účely návrhu společné metodiky výpočtu denní kapacity se budou použité pojmy vykládat shodně s pojmy obsaženými v článku 2 nařízení CACM, nařízení (ES) 714/2009, ve směrnici Evropského

parlamentu a Rady 2009/72/ES, nařízení Komise (EU) 2016/1719 a v nařízení Komise (EU) 543/2013. Kromě toho platí níže uvedené definice, zkratky a označení:

- a. „vyspělé hybridní propojení trhů“ (dále též „AHC“) znamená řešení, které plně zohledňuje vlivy sousedících regionů pro výpočet kapacity v průběhu přidělování kapacity;
- b. „dostupná přenosová kapacita“ (dále též „ATC“) znamená přenosovou kapacitu, která zůstane k dispozici po alokaci a která respektuje provozní podmínky přenosové soustavy;
- c. „subjekt zúčtování“ (dále též „BRP“) znamená účastníka trhu nebo jím určeného zástupce s odpovědností za odchylku účastníka;
- d. „CCC“ je subjekt pro výpočet koordinované kapacity vymezený v článku 2(11) nařízení CACM;
- e. „CCR“ je region pro výpočet kapacity vymezený v článku 2(3) nařízení CACM;
- f. „model centrálního povelování“ znamená model plánování a povelování, ve kterém jsou plány výroby a plány spotřeby, stejně jako povelování zařízení na výrobu elektřiny a zařízení spotřeby – ve vazbě na zařízení umožňující povelování – určovány některým provozovatelem přenosové soustavy v rámci integrovaného plánovacího procesu;
- g. „CGM“ je společný model sítě stanovený v článku 2(2) nařízení CACM;
- h. „CGMM“ je metodika společného modelu sítě tak, jak ji všichni provozovatelé přenosových soustav předložili všem regulačním orgánům dne 27. května 2016, v platném znění;
- i. „CNE“ je kritický prvek sítě;
- j. „CNEC“ je kritický prvek sítě s kontingencí;
- k. „Core CCR“ je region pro výpočet kapacity Core (region Core CCR) vymezený rozhodnutím Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů pod č. 06/2016 ze dne 17. listopadu 2016;
- l. Region Core CCR tvoří tyto provozovatele přenosových soustav: 50Hertz Transmission GmbH („50Hertz“), Amprion GmbH („Amprion“), Austrian Power Grid AG („APG“), CREOS Luxembourg S.A. („CREOS“), ČEPS, a.s. („ČEPS“), Eles, d.o.o., systemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja („ELES“), Elia System Operator S.A. („ELIA“), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS d.o.o.) („HOPS“), MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. („MAVIR“), Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE“), RTE Réseau de transport d'électricité („RTE“), Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. („SEPS“), TenneT TSO GmbH („TenneT GmbH“), TenneT TSO B.V. („TenneT B.V.“), National Power Grid Company Transelectrica S.A. („Transelectrica“), TransnetBW GmbH („TransnetBW“);
- m. „prvek sítě mezi zónami“ znamená obecně pouze taková přenosová vedení, která překračují hranici nabídkové zóny. Pojem „prvky sítě mezi zónami“ je zároveň významově rozšířený, a zahrnuje také prvky sítě mezi propojovacím vedením a první rozvodnou, na kterou jsou připojena nejméně dvě vnitrostátní přenosová vedení;
- n. „výchozí parametry založené na fyzikálních tocích“ znamenají záložní hodnoty pro pre-coupling, které se vypočítávají v situacích, kdy vstupy pro parametry založené na fyzikálních tocích chybí pro více než dvě po sobě jdoucí hodiny. Výpočet se provede na základě dlouhodobě existujících dvoustranných kapacit;
- o. „vnější omezení“ (dále též „EC“) znamená maximální dovozní anebo vývozní omezení v dané nabídkové zóně;
- p. „rozšířená metodika založená na fyzikálních tocích“ (dále též „EFB“) znamená řešení, které zohledňuje výměny prostřednictvím všech přeshraničních vysokonapěťových stejnosměrných propojovacích vedení uvnitř jednoho regionu pro výpočet kapacity, s uplatněním na fyzikálních tocích založené metodiky tohoto regionu;

- q. „D-1“ znamená denní (ve smyslu „1 den před dnem obchodní dodávky“);
- r. „D-2“ znamená dvoudenní (ve smyslu „2 dny před dnem obchodní dodávky“);
- s. „ F_{AV} “ je konečná upravená hodnota;
- t. „oblast založená na fyzikálních tocích“ znamená soubor omezení, která vymezují kapacitu mezi zónami, vypočtenou podle přístupu založeného na fyzikálních tocích;
- u. „ F_{max} “ je maximální přípustný tok výkonu;
- v. „ F_i “ je očekávaný tok v obchodní situaci i ;
- w. „ F_{ref} “ je referenční tok;
- x. „ F_{LTN} “ je očekávaný tok po dlouhodobých nominacích;
- y. „spolehlivostní rezerva založená na fyzikálních tocích“ (dále „ FRM “) znamená spolehlivostní rezervu vymezenou v článku 2(14) nařízení CACM, uplatněnou u kritického prvku sítě s použitím přístupu založeného na fyzikálních tocích;
- z. „ GSK “ je klíč pro rozložení výroby stanovený v článku 2(12) nařízení CACM;
- aa. „HVDC“ je vysokonapěťová stejnosměrná přenosová soustava;
- bb. „IGM“ je individuální model sítě stanovený v článku 2(1) nařízení CACM;
- cc. „ I_{max} “ je maximální přípustný proud;
- dd. „LTA“ jsou dlouhodobé přidělené kapacity;
- ee. „LTN“ jsou dlouhodobé nominace předložené účastníky trhu na základě LTA;
- ff. „zástupce pro spojování modelů“ ve smyslu definice v článku 20 CGMM;
- gg. „dvojice sousedících nabídkových zón“ znamenají nabídkové zóny se společnou obchodní hranicí;
- hh. „MTU“ je obchodní interval;
- ii. „MP“ je účastník trhu;
- jj. „NP“ je saldo;
- kk. „oblast předběžného řešení“ znamená konečný soubor závazných omezení pro přidělování kapacit po procesu předběžného řešení;
- ll. „proces předběžného řešení“ znamená zjištění a odstranění redundantních omezení z oblasti založené na fyzikálních tocích ze strany CCC;
- mm. „dříve přidělené kapacity“ znamenají dlouhodobé kapacity, které již byly přiděleny v dřívějších (ročních nebo měsíčních) časových rámcích;
- nn. „PST“ je transformátor s regulací fáze;
- oo. „ $PTDF$ “ je distribuční faktor přenosu elektřiny;
- pp. „PTR“ je fyzické přenosové právo;
- qq. „RA“ je nápravné opatření vymezené v článku 2(13) nařízení CACM;
- rr. „RAM“ je zbývající disponibilní kapacita;
- ss. „RAO“ je optimalizace nápravného opatření;
- tt. „SA“ je stínová aukce vymezená v návrhu záložních postupů provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR v souladu s článkem 44 nařízení CACM;
- uu. „bilanční uzel“ znamená referenční uzel používaný pro stanovení matice $PTDF$, tj. změna dodávky výkonu generátorů se projeví v absorbování této změny v bilančním uzlu;
- vv. „nahrazování“ znamená záložní řešení pro pre-coupling, kdy vstupy pro parametry založené na fyzikálních tocích chybí pro více než tři po sobě jdoucí hodiny. Tento výpočet je založen na průniku dřívějších a následných dostupných oblastí založených na fyzikálních tocích;
- ww. „SO GL“ je rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav (nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav);

- xx. „standardní hybridní propojení trhů“, znamená řešení pro zaznamenání vlivu výměn s nabídkovými zónami mimo region Core CCR na prvcích CNEC, který není výslovně zohledněn během fáze přidělování kapacity;
 - yy. „statický model sítě“ je výčet příslušných prvků sítě přenosové soustavy, včetně jejich elektrických parametrů;
 - zz. ‘ U ’ je referenční napětí;
 - aaa. „vertikální zatížení“ znamená objem elektřiny, který opouští vnitrostátní přenosovou soustavu směrem do propojených distribučních soustav, ke konečným spotřebitelům připojeným na přenosové soustavy a k výrobcům elektřiny ke spotřebě při výrobě elektřiny;
 - bbb. „zóna-bilanční uzel $PTDF$ “ znamená distribuční faktor přenosu elektřiny při obchodní výměně mezi nabídkovou zónou a bilančním uzlem;
 - ccc. „zóna-zóna $PTDF$ “ znamená distribuční faktor přenosu elektřiny při obchodní výměně mezi dvěma nabídkovými zónami;
 - ddd. „preventivní nápravné opatření“ znamená nápravné opatření, uplatněné před výskytem kontingence;
 - eee. „PX“ je energetická burza pro spotové trhy;
 - fff. „kurativní nápravné opatření“ znamená nápravné opatření, uplatněné po výskytu kontingence;
 - ggg. označení x slouží pro skalár;
 - hhh. označení \vec{x} slouží pro vektor;
 - iii. označení x slouží pro matici.
2. V tomto návrhu společné metodiky výpočtu denní kapacity, nevyžaduje-li to kontext:
- a. jednotné číslo zahrnuje i číslo množné a naopak;
 - b. obsah a nadpisy jsou uvedeny pouze z praktických důvodů a neovlivňují výklad tohoto návrhu společné metodiky výpočtu denní kapacity; a
 - c. jakýkoli odkaz na legislativu, nařízení, směrnice, příkazy, nástroje, kodexy nebo jakékoliv jiné zákonné normy zahrnuje jakékoliv úpravy, doplnění nebo novelizace jejich znění, které budou v danou dobu v platnosti.

Článek 3 Platnost tohoto návrhu

Tento návrh společné metodiky výpočtu kapacity se vztahuje jen na výpočet denní kapacity v rámci regionu Core CCR. Společné metodiky výpočtu kapacity v rámci jiných regionů pro výpočet kapacity nebo v jiných časových rámcích jsou mimo rámec tohoto návrhu.

Článek 4 Kapacity mezi zónami pro denní trh

1. Pro časový rámec denních trhů se vypočítávají jednotlivé hodnoty kapacity mezi zónami pro každý denní obchodní interval s použitím přístupu založeného na fyzikálních tocích podle vymezení ve společné metodice výpočtu denní kapacity, v souladu s ustanovením článku 20(3) nařízení CACM.
2. Pro společný výpočet denní kapacity v regionu Core CCR se postupuje podle procesního návrhu o čtyřech krocích až do konečného nastavení oblasti založené na fyzikálních tocích pro jednotné propojení denních trhů:
 - a. za prvé jsou dodány vstupní údaje definované v článku 12 pro prvotní výpočet založený na fyzikálních tocích, který poskytne předběžné výsledky výpočtu kapacity;
 - b. po tomto prvotním výpočtu založeném na fyzikálních tocích se v druhém procesním kroku vyberou nápravná opatření (RA), která vyplnou z optimalizace nápravných opatření stanovených v článku 15;

- c. třetí procesní krok navíc zohledňuje dříve přidělené kapacity z dlouhodobých aukcí (LTA) a nominací (LTN), včetně nápravných opatření (RA) jakožto vstupní údaje pro konečný výpočet založený na fyzikálních tocích;
- d. čtvrtý a poslední krok je validace konečných kapacit mezi zónami.

METODIKY PRO VÝPOČET VSTUPNÍCH ÚDAJŮ

Článek 5 Metodika výběru kritických prvků sítě a kontingencí

1. Každý provozovatel přenosové soustavy regionu Core CCR musí poskytnout seznam kritických prvků sítě (CNE) své regulační oblasti, sestavený na základě zkušeností z provozu.
Prvkem CNE může být:
 - prvek sítě mezi zónami;
 - vnitrostátní vedení;
 - transformátor.
2. V souladu s článkem 23(1) nařízení CACM musejí provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR poskytnout seznam kontingencí používaných v analýze provozní bezpečnosti v souladu s článkem 33 SO GL, v rozsahu vymezeném jejich relevancí pro soubor CNE vymezený v článku 5(1) a v souladu s článkem 23(2) nařízení CACM.
Kontingencí může být vypnutí:
 - vedení, kabelu nebo transformátoru;
 - přípojnice;
 - výrobní jednotky;
 - zatížení;
 - souboru výše uvedených kontingencí.
3. Přiřazování kontingencí ke kritickým prvkům sítě se provádí podle seznamu CNE definovaného v článku 5(1) a podle seznamu kontingencí definovaného v článku 5(2). Dále se musí řídit pravidly nastavenými v článku 75 SO GL, což znamená, že kontingence jednoho provozovatele přenosové soustavy mohou být přiřazeny jinému provozovateli přenosové soustavy. Výsledkem tohoto přiřazení je prvotní skupina CNEC.
4. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR musejí rozlišovat mezi:
 - a. prvky CNEC z prvotní skupiny, které jsou významně ovlivněny změnami v saldech nabídkových zón. Prvek sítě mezi zónami se vždy považuje za významně ovlivněný. Ostatní prvky CNEC mají maximální faktor zóna-zóna *PTDF* podle vymezení v článku 13 vyšší než běžný práh, takže je nelze považovat za významně ovlivněné změnami v saldech nabídkových zón v souladu s článkem 29(3) nařízení CACM. Prvky CNEC této kategorie se vezmou v úvahu při každém z kroků společného výpočtu kapacity a budou určovat kapacitu mezi zónami;
 - b. prvky CNEC z prvotní skupiny, které jsou významně ovlivněny opatřeními RA vymezenými v článku 11, přičemž však nejsou významně ovlivněny změnami v saldech nabídkových zón. Prvky CNEC této kategorie lze sledovat pouze během optimalizace nápravného opatření a neomezí kapacitu mezi zónami;
 - c. prvky CNEC z prvotní skupiny, které nejsou vymezeny ani v článku 5(4)(a), ani v článku 5(4)(b). Prvky CNEC této kategorie se nevezmou v úvahu při společném výpočtu denní kapacity.
5. Pokud se některý provozovatel přenosové soustavy rozhodne ponechat v seznamu vymezeném v článku 5(4)(a) některý prvek CNEC, který není významně ovlivněn změnami v saldech nabídkových

zón, musí takový provozovatel přenosové soustavy poskytnout regulačním orgánům regionu Core CCR jednoznačný popis situace, která k tomuto rozhodnutí vedla, a to ve zprávě o sledování vymezené v článku 24.

6. Pokud se některý provozovatel přenosové soustavy rozhodne vyjmout ze seznamu vymezeném v článku 5(4)(a) některý prvek CNEC, který je významně ovlivněn změnami v saldech nabídkových zón, musí takový provozovatel přenosové soustavy poskytnout regulačním orgánům regionu Core CCR jednoznačný popis situace, která k tomuto rozhodnutí vedla, a to ve zprávě o sledování vymezené v článku 24.
7. V reakci na článek 21(1)(b)(ii) nařízení CACM musejí provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zajistit minimální zbývající disponibilní kapacitu *RAM* na prvky CNEC určující kapacitu mezi zónami před alokací obchodních výměn, spolu s uplatňováním běžného prahu stanoveného v článku 5(4)(a).
8. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR kromě toho podrobně popíší neuzavřené otázky týkající se metodiky výběru prvků CNEC (např. hodnoty pro maximální faktor zóna-zóna *PTDF* a minimální zbývající disponibilní zálohu *RAM*), a to následovně:
 - a. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR předloží v Q1 2018 regulačním orgánům „Zprávu provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR o výstupech“, jejíž součástí bude podrobný popis přístupu k finalizaci neuzavřených otázek týkajících se výběru prvků CNEC (např. hodnoty pro maximální faktor zóna-zóna *PTDF* a minimální zbývající disponibilní kapacitu *RAM*);
 - b. ve zprávě provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR o výstupech budou zařazeny a specifikovány tyto kroky:
 - i. posouzení a definování možností, zaručení kapacit dodávaných na trh a zohlednění povinností provozovatelů přenosových soustav, pokud jde o bezpečnost dodávek energie;
 - ii. lhůty a metody pro provádění experimentálního ověření a studie, s výstupem v podobě zprávy o proveditelnosti;
 1. zpráva o proveditelnosti musí být projednána spolu s formulací závěrů mezi provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR a regulačními orgány regionu Core CCR a následně prezentována účastníkům trhu při setkáních s příslušnými zúčastněnými stranami.
 - c. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zformulují závěry k finalizaci metodiky, prokonzultují ji s účastníky trhu a předloží návrh aktualizované *Metodiky výběru kritických prvků sítě a kontingencí* regulačním orgánům;
 - d. regulační orgány schválí návrh aktualizovaného znění tohoto článku.

Článek 6 Metodika stanovení limitů provozní bezpečnosti

1. V souladu s článkem 23 nařízení CACM stanoví provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR limity provozní bezpečnosti na úrovni používané v analýze provozní bezpečnosti prováděné v souladu s článkem 72 SO GL, což také znamená, že limity provozní bezpečnosti použité při společném výpočtu kapacity jsou stejné jako v analýze provozní bezpečnosti, a proto nejsou potřebné žádné další popisy ve smyslu článku 23(2) nařízení CACM. Zejména:
 - a. provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR musejí respektovat maximální přípustný proud (I_{max}) jakožto fyzický limit jednotlivého prvku CNE v souladu s politikou provozní bezpečnosti podle článku 25 SO GL. Maximální přípustný proud lze definovat s použitím:

- i. pevně stanovených limitů pro všechny obchodní intervaly;
 - ii. pevně stanovených limitů pro všechny obchodní intervaly za určitou sezónu;
 - iii. hodnoty připadající na obchodní interval v závislosti na předpovědi počasí;
- b. v příslušných případech se maximální přípustný proud (I_{max}) může definovat jako dočasný limit proudu prvku CNE v souladu s článkem 25 SO GL. Dočasný limit proudu znamená, že přetížení se připouští pouze na určitou omezenou dobu trvání.
- c. I_{max} se nesnižuje o žádnou bezpečnostní kapacitu, jelikož veškeré neurčitosti při společném výpočtu kapacity jsou pro jednotlivé prvky CNEC kryty spolehlivostní rezervou založenou na fyzikálních tocích (FRM) v souladu s článkem 9, a dále konečnou upravenou hodnotou (FAV) v souladu s článkem 7.
- d. hodnota F_{max} definuje maximální přípustný tok výkonu na prvku CNE. F_{max} se vypočte z maximálního přípustného proudu I_{max} podle této rovnice:

$$F_{max} = \sqrt{3} \times I_{max} \times U$$

Rovnice 1

kde I_{max} je maximální přípustný proud (v kA) kritického prvku sítě (CNE). Hodnoty referenčního napětí U (v kV) jsou pevně stanovené hodnoty pro jednotlivé prvky CNE.

Článek 7 Konečná upravená hodnota

1. Maximální přípustný tok výkonu na prvku CNE lze zvyšovat nebo snižovat uplatněním konečné upravené hodnoty (FAV), kde
 - a. kladné hodnoty konečné upravené hodnoty FAV (v MW) snižují disponibilní kapacitu na prvku CNE, zatímco její záporné hodnoty ji zvyšují;
 - b. FAV může být stanovena odpovědným provozovatelem přenosové soustavy během validačního procesu v souladu s článkem 21;
 - c. Pokud se některý provozovatel přenosové soustavy rozhodne při společném výpočtu denní kapacity využít FAV , musí takový provozovatel přenosové soustavy poskytnout regulačním orgánům regionu Core CCR jednoznačný popis situace, která k tomuto rozhodnutí vedla, a to ve zprávě o sledování vymezené v článku 24.

Článek 8 Metodika omezení pro přidělování

1. V souladu s článkem 23(3)(a) nařízení CACM může být kromě aktivních limitů toků výkonu nezbytné udržovat další specifická omezení k udržení přenosové soustavy uvnitř limitů provozní bezpečnosti. Vzhledem k tomu, že taková specifická omezení nelze reálně transformovat na limity provozní bezpečnosti pro jednotlivé prvky CNE, vyjadřují se jako maximální omezení nabídkových zón pro dovoz a vývoz. Tato omezení pro přidělování se nazývají vnější omezení.
 - a. vnější omezení stanoví provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR a berou se v úvahu při jednotném propojení denních trhů spolu s limity toků výkonu pro prvky CNEC.
 - b. vnější omezení lze modelovat buď
 - i. v rámci kapacity mezi zónami regionu Core CCR, a omezit tak saldo Core příslušné nabídkové zóny, nebo
 - ii. jako omezení pro globální saldo, a omezit tak saldo příslušné nabídkové zóny ve vztahu ke všem regionům pro výpočet kapacity, zúčastněným na jednotném propojení denních trhů.

2. Provozovatel přenosové soustavy může využít vnější omezení, aby se vyhnul situacím vedoucím k problémům se stabilitou v síti, zjištěným studiemi dynamiky systému, podléhajícími nejméně jednou ročně přezkumu. Toto platí pro provozovatele ELIA a TenneT B.V.
3. Provozovatel přenosové soustavy může využít vnější omezení, aby předešel situacím, které jsou příliš vzdálené referenčním tokům tekoucím v modelu D-2 CGM, které by, ve výjimečných případech, vyvolaly extrémní dodatečné toky na prvcích sítě jako výsledek využití linearizovaného klíče pro rozložení výroby a které by vedly k situaci, již by dotčení provozovatelé přenosových soustav nemohli hodnotit jako bezpečnou. Toto platí pro provozovatele TenneT B.V.
4. Provozovatel přenosové soustavy může využít vnější omezení v případě modelu centrálního povelování, který vyžaduje provozní rezervu na udržování výkonové rovnováhy. V případě soustav s centrálním povelováním nemusejí subjekty zúčtování (BRP) předkládat vyvážené plány. Namísto toho jako subjekt zúčtování (BRP) s odpovědností za rovnováhu elektrizační soustavy vystupuje provozovatel přenosové soustavy. Pro plnění tohoto úkolu musí provozovatel přenosové soustavy v modelu centrálního povelování zajistit dostupnost dostatečné kladné a záporné regulační zálohy k udržení elektrizační soustavy uvnitř limitů provozní bezpečnosti. Zavedené vnější omezení se mění v závislosti na předpokládané situaci při zajišťování vyrovnaného stavu. Toto platí pro provozovatele PSE.
5. Podrobnosti k využívání vnějších omezení vymezenému v člancích 8(2), 8(3) a 8(4) jsou stanoveny v Příloze 1.
6. Provozovatel přenosové soustavy může ukončit využívání vnějšího omezení vymezeného v člancích 8(2), 8(3) a 8(4). Dotčený provozovatel přenosové soustavy takovou změnu oznámí regulačním orgánům regionu Core CCR a účastníkům trhu v předstihu nejméně jednoho měsíce přes jejím uskutečněním.

Článek 9 Metodika spolehlivostních rezerv

1. Návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity je založen na předpovědních modelech přenosové soustavy. Vstupní údaje se vytvářejí dva dny před datem dodání elektřiny s využitím dostupných znalostí. V důsledku toho tyto výsledky podléhají nepřesnostem a neurčitostem. Účelem spolehlivostní rezervy je krýt riziko v míře vyvolávané těmito předpovědními chybami.
2. V souladu s článkem 22(1) nařízení CACM se spolehlivostní rezervy na kritické prvky (dále "FRM") vypočítávají podle přístupu o dvou krocích:
 - a. v rámci prvního kroku se pro každý obchodní interval během sledovaného období aktualizuje D-2 společný model sítě (CGM) tak, aby byla vzata v úvahu situace v reálném čase přinejmenším u nápravných opatření, která se zohledňují ve společném výpočtu kapacity a jsou vymezena v článku 11. Tato nápravná opatření řídí provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR, a proto se nepovažují za neurčitost. Tento krok se provádí zkopírováním konfigurace těchto nápravných opatření v reálném čase a jejich aplikováním na historický model D-2 CGM. Toky výkonu pro takto modifikovaný model D-2 CGM se vypočtou (F_{ref}), a pak upraví podle realizovaných obchodních výměn uvnitř regionu Core CCR, s uplatněním distribučního faktoru přenosu elektřiny $PTDF$, vypočteného během společného výpočtu denní kapacity vymezeného v článku 13. Následně se vezmou v úvahu stejné obchodní výměny v regionu Core CCR při srovnání toků výkonu na základě společného výpočtu denní kapacity s toky při situaci v reálném čase. Tyto kroky se nazývají očekávané toky (F_{exp}), viz Rovnice 2.

$$\vec{F}_{exp} = \vec{F}_{ref} + PTDF \times (\overline{NP}_{real} - \overline{NP}_{ref})$$

Rovnice 2

kde

\vec{F}_{exp}	očekávaný tok připadající na prvek CNEC ve skutečné obchodní situaci
\vec{F}_{ref}	tok připadající na prvek CNEC v modelu CGM (referenční tok)
PTDF	matice distribučního faktoru přenosu elektřiny
\vec{NP}_{real}	saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu ve skutečné obchodní situaci
\vec{NP}_{ref}	saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v modelu CGM

Toky výkonu na jednotlivé prvky CNEC v regionu Core CCR očekávané při uplatnění společné metodiky výpočtu denní kapacity se dále srovnávají s toky v reálném čase sledovanými na stejném CNEC. Všechny odchylky pro všechny obchodní intervaly za roční sledovací období se statisticky vyhodnotí, a získá se tak pravděpodobnostní rozdělení;

- b. v rámci druhého kroku a v souladu s článkem 22(3) nařízení CACM se vypočtou 90. percentily pro pravděpodobnostní rozdělení u všech prvků CNEC. Znamená to, že provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR uplatní společnou míru rizika 10 %, tj. hodnoty *FRM* budou pokrývat 90 % historických chyb. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pak mohou buď:
 - i. přímo použít 90. percentil pravděpodobnostního rozdělení k určení *FRM* jednotlivých prvků CNEC. Znamená to, že jeden prvek CNE může mít odchylné hodnoty *FRM* v závislosti na související kontingenci; nebo
 - ii. použít 90. percentil pravděpodobnostního rozdělení vypočtený pouze z prvků CNE bez kontingence. Znamená to, že jeden prvek CNE bude mít shodnou hodnotu *FRM* pro všechny související kontingence; nebo
 - iii. uplatní provozní úpravu hodnot odvozenou podle článku 9(2)(b)(i) nebo 9(2)(b)(ii), která může stanovit hodnoty *FRM* v rozmezí 5 % až 20 % maximálního přípustného toku výkonu F_{max} vypočteného za normálních povětrnostních podmínek.
3. Hodnoty *FRM* (spolehlivostní rezervy založené na tocích) se budou každoročně aktualizovat na základě jednoletého sledovacího období, aby do hodnot bylo možno promítat účinky sezónních výkyvů. Hodnoty *FRM* se následně pevně nastavi až do další aktualizace
4. Před prvním provozním výpočtem hodnot *FRM* použijí provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR buď hodnoty rezerv *FRM* již provozně používaných v rámci stávajících iniciativ propojování trhů založeného na tocích, nebo stanoví hodnoty *FRM* jako 10 % z maximálního přípustného toku výkonu F_{max} vypočteného za normálních povětrnostních podmínek.
5. V souladu s článkem 22(2) a (4) nařízení CACM kryjí rezervy *FRM* následující neurčitosti předpovědi:
 - a. transakce vně regionu Core CCR (mimo dosah řízení tímto regionem: mezi regionem Core CCR a dalšími regiony pro výpočet kapacity, a dále pouze mezi provozovateli přenosových soustav mimo region Core CCR);
 - b. skladba výroby, včetně specifické předpovědi pro výrobu v solárních a větrných elektrárnách;
 - c. klíč pro rozložení výroby;
 - d. předpověď zatížení;
 - e. předpověď topologie;
 - f. neúmyslná odchylka toků způsobená řízením výkonové rovnováhy a frekvence;

-
- g. předpoklady pro výpočet kapacity založený na fyzikálních tocích, včetně linearity a modelování vnějších oblastí provozovatelů přenosových soustav (mimo region Core CCR).
6. Při ročním přezkumu vymezeném v článku 22 provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vyhodnotí možná zkvalitnění vstupních údajů pro společný výpočet denní kapacity.
 7. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR dále podrobně popíší a odůvodní metodiku spolehlivostních rezerv s přihlédnutím k odůvodnění společné míry rizika a uplatní následující postup:
 - a. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR předloží v Q1 2018 regulačním orgánům „Zprávu provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR o výstupech“, jejíž součástí bude mj. podrobné odůvodnění společné míry rizika;
 - b. ve zprávě o výstupech budou zařazeny a specifikovány tyto kroky:
 - i. posouzení a definování možností, zaručení kapacit dodávaných na trh a zohlednění povinností provozovatelů přenosových soustav, pokud jde o bezpečnost dodávek energie;
 - ii. lhůta a metoda (metody) pro provádění experimentálního ověření a studie, s výstupem v podobě zprávy o proveditelnosti;
 - 1. zpráva o proveditelnosti musí být projednána spolu s formulací závěrů mezi provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR a regulačními orgány regionu Core CCR a následně prezentována účastníkům trhu při setkáních s příslušnými zúčastněnými stranami.
 - c. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zformulují závěry k finalizaci metodiky, prokonzultují ji s účastníky trhu a předloží návrh aktualizované *Metodiky spolehlivostních rezerv* regulačním orgánům;
 - d. regulační orgány schválí návrh aktualizovaného znění tohoto článku.

Článek 10 Metodika klíčů pro rozložení výroby

1. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR v souladu s článkem 24 nařízení CACM vypracovali následující metodiku stanovení společného klíče pro rozložení výroby:
 - a. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vezmou v úvahu údaje o výrobě nebo zatížení dostupné ve společném modelu sítě pro každý ze scénářů vypracovaných v souladu s článkem 18 nařízení CACM k výběru uzlů, které budou přispívat ke klíči pro rozložení výroby;
 - b. cílem každého provozovatele přenosové soustavy regionu Core CCR bude nalézt klíč pro rozložení výroby, který minimalizuje chybu předpovědi povelování;
 - c. provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vymezí konstantní klíč pro rozložení výroby připadající na obchodní interval;
 - d. provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR spadající do stejné nabídkové zóny stanoví společnou metodiku, která převádí změnu salda na konkrétní změnu výroby nebo zatížení ve společném modelu sítě.
2. Pro uplatňování této metodiky mohou provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR definovat:
 - a. klíče pro rozložení výroby přiměřené skutečné výrobě a potenciální spotřebě v modelu D-2 CGM pro každý obchodní interval;
 - b. klíče pro rozložení výroby pro jednotlivé obchodní intervaly s pevně stanovenými hodnotami založenými na modelu D-2 CGM a založenými na maximálních a minimálních saldech jejich příslušných nabídkových zón; nebo
 - c. klíče pro rozložení výroby s pevně stanovenými hodnotami založenými na modelu D-2 CGM pro jednotlivé obchodní intervaly.

3. V průběhu různých zaváděcích fází bude současná metodika klíčů pro rozložení výroby průběžně testována a zdokonalována s cílem budoucí maximálně možné míry harmonizace.
4. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR tento harmonizovaný přístup k metodice klíčů pro rozložení výroby dále rozpracují s uplatněním následujícího postupu:
 - a. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR předloží v Q1 2018 regulačním orgánům „Zprávu provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR o výstupech“, jejíž součástí bude mj. podrobný přehled jednotlivých klíčů pro rozložení výroby s přihlédnutím ke konkrétním provozovatelům přenosových soustav;
 - b. ve zprávě o výstupech budou zařazeny a specifikovány tyto kroky:
 - i. posouzení a definování možností, zaručení kapacit dodávaných na trh a zohlednění povinností provozovatelů přenosových soustav, pokud jde o bezpečnost dodávek energie;
 - ii. lhůty a metody pro provádění experimentálního ověření a studie, s výstupem v podobě zprávy o proveditelnosti;
 1. zpráva o proveditelnosti musí být projednána a odsouhlasena mezi provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR a regulačními orgány regionu Core CCR a následně prezentována účastníkům trhu při setkáních s příslušnými zúčastněnými stranami.
 - c. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zformulují závěry k finalizaci metodiky, prokonzultují ji s účastníky trhu a předloží návrh aktualizované *Metodiky klíčů pro rozložení výroby* regulačním orgánům;
 - d. regulační orgány schválí návrh aktualizovaného znění tohoto článku.

Článek 11 Metodika nápravných opatření při výpočtu kapacity

1. V souladu s článkem 25(1) nařízení CACM provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR individuálně vymezí nápravná opatření (RA), která mají být zohledněna při společném výpočtu denní kapacity.
2. V souladu s článkem 25(2) a (3) nařízení CACM se tato nápravná opatření použijí pro koordinovanou optimalizaci kapacit mezi zónami a zároveň pro zajištění provozní bezpečnosti elektrizační soustavy v reálném čase.
3. V souladu s článkem 25(4) nařízení CACM může provozovatel přenosové soustavy upustit od zohlednění konkrétního nápravného opatření při výpočtu kapacity, pokud je tím zajištěno, že ostatní nápravná opatření postačují k zajištění provozní bezpečnosti.
4. V souladu s článkem 25(5) nařízení CACM se při společném výpočtu denní kapacity berou v úvahu beznákladová nápravná opatření. Tato nápravná opatření mohou být:
 - a. změna pozice odboček u transformátorů s regulací fáze (PST);
 - b. topologická opatření: rozepínání a spínání (jednoho nebo více) u vedení, kabelu, příčného spínače přípojníc, nebo spínání jednoho nebo více prvků sítě z jedné přípojnice na druhou
5. V souladu s článkem 25(6) nápravná opatření, která se berou v úvahu, jsou shodná pro společný výpočet denní i vnitrodenní kapacity, přičemž se zohlední jejich technická dostupnost.
6. Tato nápravná opatření mohou být preventivní nebo kurativní, tj. účinná pro všechny prvky CNEC nebo pouze pro předem vymezené případy kontingencí.
7. Tato optimalizovaná aplikace nápravných opatření se provádí v souladu s článkem 15.

Článek 12 Poskytování vstupních údajů

1. Před určeným termínem, společně dohodnutým mezi provozovateli přenosových soustav a subjektem pro výpočet koordinované kapacity, provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR poskytnou subjektu pro výpočet koordinované kapacity následující vstupní údaje:
 - a. Modely sítě typu D-2 IGM respektující metodiku vyvinutou v souladu s článkem 19 nařízení CACM;
 - b. kritické prvky sítě (CNE) a kontingence v souladu s článkem 5;
 - c. limity provozní bezpečnosti v souladu s článkem 6;
 - d. omezení pro přidělování v souladu s článkem 8;
 - e. spolehlivostní rezervy založené na tocích (*FRM*) v souladu s článkem 9;
 - f. klíč pro rozložení výroby (*GSK*) v souladu s článkem 10;
 - g. nápravná opatření v souladu s článkem 11.
2. Při poskytování těchto vstupních údajů budou provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR respektovat formáty společně dohodnuté mezi provozovateli přenosových soustav a subjekty pro výpočet koordinované kapacity regionu Core CCR, a současně budou respektovat požadavky a metodické pokyny definované v metodice společného modelu sítě (CGMM).
3. V příslušných případech zástupce pro spojování modelů spojí modely typu D-2 IGM, a vytvoří tak modely typu D-2 CGM při respektování metodiky vyvinuté v souladu s článkem 17 nařízení CACM.
4. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zašlou subjektu pro výpočet koordinované kapacity pro každý interval dne dlouhodobě přidělené kapacity (LTA) a nominované kapacity (LTN).

PODROBNÝ POPIS PŘÍSTUPU K VÝPOČTU KAPACITY

Článek 13 Matematický popis přístupu k výpočtu kapacity

1. V souladu s článkem 21(b)(i) nařízení CACM vypočítají provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pro každý prvek CNEC vymezený v článku 5(3) vliv změn v saldech nabídkových zón na jeho tok výkonu. Tento vliv se nazývá zóna-bilanční uzel distribuční faktor (*PTDF*). Tento výpočet se provede z modelu D-2 CGM a klíče pro rozložení výroby *GSK* vymezeného v souladu s článkem 10.
2. Uzlový faktor *PTDFs* je počítán prostřednictvím změn výše dodávek do jednotlivých uzlů definovaných v klíči pro rozložení výroby *GSK* v modelu D-2 CGM. Pro každou jednotlivou změnu v uzlu se sleduje vliv na zatížení každého prvku CNE nebo CNEC, který se vypočítá jako procentní podíl. *GSK* převede tento faktor uzel-bilanční uzel *PTDFs* faktor na zóna-bilanční uzel *PTDFs* faktor, jelikož změnu salda nabídkové zóny transformuje do zvýšení výroby v konkrétních uzlech, a to takto:

$$PTDF_{zone-to-slack} = PTDF_{node-to-slack} \cdot GSK_{node-to-zone}$$

Rovnice 3

kde

$PTDF_{zone-to-slack}$ matice zóna-bilanční uzel *PTDFs* (sloupce: nabídkové zóny, řádky: prvky CNEC)

$PTDF_{node-to-slack}$ matice uzel-bilanční uzel *PTDFs* (sloupce: uzly, řádky: prvky CNEC)

$GSK_{node-to-zone}$ matice obsahující klíče pro rozložení výroby $GSKs$ všech nabídkových zón (sloupce: nabídkové zóny, řádky: uzly, součet každého sloupce je roven jedné)

3. Distribuční faktory přenosu elektřiny při obchodní výměně $PTDFs$ lze definovat buď jako zóna-bilanční uzel $PTDFs$ nebo zóna-zóna $PTDFs$. Zóna-bilanční uzel $PTDF_{A,l}$ představuje vliv změny salda nabídkové zóny A na hodnotu l na prvku CNE nebo CNEC. Zóna-zóna $PTDF_{A \rightarrow B,l}$ představuje vliv změny obchodní výměny mezi A a B na hodnotu l na prvku CNE nebo CNEC. Zóna-zóna $PTDF_{A \rightarrow B,l}$ lze následovně provázat se zóna-bilanční uzel $PTDFs$:

$$PTDF_{A \rightarrow B,l} = PTDF_{A,l} - PTDF_{B,l}$$

Rovnice 4

4. Maximální zóna-zóna $PTDF$ prvku CNE nebo CNEC představuje maximální vliv, který může mít výměna v regionu Core CCR na příslušný prvek CNE nebo CNEC:

$$\text{maximum zone-to-zone } PTDF = \max_{A \in BZ}(PTDF_{A,l}) - \min_{A \in BZ}(PTDF_{A,l})$$

Rovnice 5

kde

$PTDF_{A,l}$ zóna-bilanční uzel $PTDF$ nabídkové zóny A pro hodnotu l na prvku CNE nebo CNEC
 BZ seznam nabídkových zón regionu Core CCR

5. Referenční tok (F_{ref}) je aktivní tok výkonu na prvku CNE nebo CNEC založený na společném modelu sítě (CGM). V případě prvku CNE je F_{ref} simulován přímo z modelu CGM, zatímco v případě prvku CNEC je F_{ref} simulován prostřednictvím specifikované kontingence.
6. Očekávaný tok \vec{F}_i v obchodní situaci i je aktivní tok výkonu na prvku CNE nebo CNEC založený na referenčním toku F_{ref} a odchylce obchodních výměn ze srovnání mezi CGM (referenční obchodní situací) a obchodní situací i :

$$\vec{F}_i = \vec{F}_{ref} + PTDF \times (\vec{NP}_i - \vec{NP}_{ref})$$

Rovnice 6

kde

\vec{F}_i očekávaný tok připadající na prvek CNEC v obchodní situaci i
 \vec{F}_{ref} tok připadající na prvek CNEC v modelu CGM (referenční tok)
 $PTDF$ matice distribučního faktoru přenosu elektřiny
 \vec{NP}_i saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v obchodní situaci i
 \vec{NP}_{ref} saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v modelu CGM

7. Zbývající disponibilní kapacita (RAM) na prvku CNE nebo CNEC v obchodní situaci i je zbývající kapacita, kterou lze uvolnit na trh, přičemž se zohlední kapacita již přidělená v situaci i . Zbývající

kapacita RAM_i se pak vypočte z maximálně přípustného toku výkonu (F_{max}), spolehlivostní rezervy (FRM), konečné upravené hodnoty (FAV) a očekávaného toku (F_i) podle následující rovnice:

$$RAM_i = F_{max} - FRM - FAV - F_i$$

Rovnice 7

Článek 14 Zařazení dlouhodobé přidělené kapacity (LTA)

1. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR v souladu s článkem 21(b)(iii) nařízení CACM vypracovali následující pravidla pro zohlednění dříve přidělené kapacity mezi zónami:
 - a. Cílem pravidla je ověřit, že zbývající disponibilní kapacita RAM na každém prvku CNE nebo CNEC zůstává kladná ve všech kombinacích dříve přidělených obchodních sald.
 - b. „Dříve přidělené kapacity“ na všech obchodních hranicích regionu Core CCR jsou dlouhodobé přidělené kapacity (LTA). LTA se vypočítají v souladu s nařízením Komise (EU) 2016/1719 ze dne 26. září 2016, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu, podle v něm stanovených termínů.
2. Následující rovnice se použije pro všechny možné kombinace sald vzniklé z úplného využití dříve přidělených kapacit na všech obchodních hranicích:

$$\vec{F}_i = \vec{F}_{ref} + PTDF \cdot (\vec{NP}_i - \vec{NP}_{ref})$$

Rovnice 8

kde

\vec{F}_i	tok připadající na prvek CNEC v kombinaci využití i dlouhodobě přidělených kapacit LTA
\vec{F}_{ref}	tok připadající na prvek CNEC v modelu CGM
$PTDF$	matice distribučního faktoru přenosu elektřiny
\vec{NP}_i	saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v kombinaci využití i dlouhodobě přidělených kapacit LTA
\vec{NP}_{ref}	saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v modelu CGM

Dále se provede kontrola následující rovnice:

$$RAM_i = F_{max} - FRM - FAV - F_i$$

Rovnice 9

3. Pokud je nejméně jedna ze zbývajících disponibilních kapacit RAM_i menší než nula, znamená to, že dříve přidělené kapacity nejsou plně kryty oblastí založenou na fyzikálních tocích. V takovém případě lze při konečném výpočtu založeném na fyzikálních tocích uplatnit jednu ze dvou následujících metod: provozovatel přenosové soustavy se buď může rozhodnout zvýšit zbývající disponibilní kapacitu typu RAM na omezující prvky CNE, přičemž k vyrovnání záporné hodnoty kapacity RAM_i uplatní koncepci FAV , nebo vytvoří virtuální omezení, jimiž nahradí prvky CNE nebo CNEC, pro které je kapacita RAM_i záporná.
4. Za výjimečných okolností může každý provozovatel přenosové soustavy regionu Core CCR z důvodů bezpečnosti dodávek energie a v souladu s článkem 76 rámcového pokynu SO GL požádat o

minimální importní kapacitu na jeden či více obchodních intervalů. V takovém případě se \overline{NP}_i v Rovnici 8 přiměřeně upraví. Odsouhlasení minimální dovozní kapacity je podmíněno kladnou validací v souladu s článkem 21. Náklady vzniklé z uznání takového požadavku se pokryjí podle metodiky, která bude vypracována v souladu s článkem 74(1) nařízení CACM.

Článek 15 Pravidla pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření

1. V souladu s článkem 21(1)(b)(iv) nařízení CACM tento návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity uvede popis pravidel pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření:
 - a. koordinované uplatnění nápravných opatření (RA) se zaměří na optimalizaci kapacity mezi zónami v regionu Core CCR. Samotná optimalizace nápravného opatření (RAO) spočívá v koordinované optimalizaci kapacity mezi zónami v regionu Core CCR prostřednictvím zvětšení oblasti založené na fyzikálních tocích;
 - b. optimalizace bude automatizovaný, koordinovaný a replikovatelný proces, který uplatňuje nápravná opatření (RA) v souladu s článkem 11;
 - c. uplatněná nápravná opatření (RA) musí být transparentní pro všechny provozovatele přenosových soustav i pro sousedící regiony pro výpočet kapacity.
2. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR tuto metodiku optimalizace nápravných opatření dále rozpracují a odůvodní s uplatněním následujícího postupu:
 - a. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR předloží v Q1 2018 regulačním orgánům „Zprávu provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR o výstupech“, jejíž součástí bude mj. podrobný popis metodiky optimalizace nápravných opatření a cílové funkčnosti;
 - b. ve zprávě o výstupech budou zařazeny a specifikovány tyto kroky:
 - i. posouzení a definování možností, zaručení kapacit dodávaných na trh a zohlednění povinností provozovatelů přenosových soustav, pokud jde o bezpečnost dodávek energie;
 - ii. lhůty a metody pro provádění experimentálního ověření a studie, s výstupem v podobě zprávy o proveditelnosti;
 1. zpráva o proveditelnosti musí být projednána spolu s formulací závěrů mezi provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR a regulačními orgány regionu Core CCR a následně prezentována účastníkům trhu při setkáních s příslušnými zúčastněnými stranami.
 - c. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zformulují závěry k finalizaci metodiky, prokonzultují ji s účastníky trhu a předloží návrh aktualizovaných *Pravidel pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření* regulačním orgánům;
 - d. regulační orgány schválí návrh aktualizovaného znění tohoto článku.

Článek 16 Integrace přeshraničních vysokonapětových stejnosměrných propojovacích vedení umístěných v regionu Core CCR

1. Pro začlenění přeshraničních vysokonapětových stejnosměrných propojovacích vedení do regionu Core CCR na základě fyzikálních toků uplatní provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR rozšířenou metodiku založenou na fyzikálních tocích (EFB).

2. V rámci procesu přidělování kapacity provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vezmou v úvahu dopad výměny přes přeshraniční vysokonapěťové stejnosměrné propojovací vedení na všechny prvky CNE. V úvahu se vezmou vlastnosti a omezení v regionu Core CCR založené na fyzikálních tocích (na rozdíl od NTC přístupu založeného na koordinované čisté přenosové kapacitě) a souběžné optimální přidělení kapacity na propojovacím vedení z hlediska prospěšnosti pro trh.
3. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR budou rozlišovat mezi vyspělým hybridním propojením trhů (AHC) a uplatněním rozšířené metodiky založené na fyzikálních tocích (EFB). Vyspělé hybridní propojení trhů zohledňuje dopad výměn mezi dvěma regiony pro výpočet kapacity (které podle okolností mohou patřit do dvou různých synchronně propojených oblastí), např. mezi oblastí na základě dostupné přenosové kapacity (ATC) a oblastí na základě fyzikálních toků, tedy vliv výměn v jednom regionu pro výpočet kapacity (oblasti založené na ATC nebo na fyzikálních tocích) se vezme v úvahu při výpočtu založeném na fyzikálních tocích v druhém regionu pro výpočet kapacity. Rozšířená metodika založená na fyzikálních tocích (EFB) zohledňuje obchodní výměny prostřednictvím přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení v rámci jednotlivého regionu pro výpočet kapacity, přičemž uplatní metodiku tohoto regionu založenou na fyzikálních tocích.
4. Hlavní úpravy procesu společného výpočtu denní kapacity zaváděné podle metodiky EFB jsou dvojího druhu:
 - a. dopad výměny prostřednictvím přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení se zohledňuje pro všechny relevantní prvky CNEC;
 - b. odstávka vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení se zohlední jako kontingence pro všechny relevantní prvky CNEC pro účely simulace nulového toku přes propojovací vedení, jelikož nastává situace N-1.
5. Pro dosažení integrace přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení do procesu založeného na fyzikálních tocích se doplní dva virtuální rozbočovače na střídačích přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení. Tyto rozbočovače reprezentují dopad výměny prostřednictvím přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení na relevantní prvky CNEC. Vložení hodnoty 1 pro klíč pro rozložení výroby na pozici každého střídače umožní převést dopad obchodní výměny na hodnotu distribučního faktoru přenosu elektřiny při obchodní výměně $PTDF$. Tento krok znamená doplnění dvou sloupců do existující matice faktoru $PTDF$, po jednom pro každý virtuální rozbočovač.
6. Seznam kontingencí zohledňovaných při výpočtu kapacity se rozšíří tak, aby zahrnoval přeshraniční vysokonapěťové stejnosměrné propojovací vedení. Odstávku propojovacího vedení je tudíž nutno modelovat jako stav N-1, přičemž zohlednění odstávky vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení vytvoří během procesu výpočtu a přidělování kapacity dodatečné kombinace prvků CNEC pro všechny příslušné prvky CNEC.

Článek 17 Zohlednění hranic regionů mimo region Core CCR

1. V souladu s článkem 21(1)(b)(vii) nařízení CACM provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vezmou v úvahu vlivy ostatních regionů pro výpočet kapacity tím, že zformulují předpoklady o budoucích výměnách s regiony mimo region Core CCR v souladu s článkem 18(3) nařízení CACM a článkem 19 metodiky společného modelu sítě.
2. Předpoklady o výměnách v regionech mimo region Core CCR jsou zachyceny ve společném modelu sítě typu D-2 CGM a v podkladových plánech, které se využívají jako výchozí bod pro společný výpočet kapacity. Toto je v regionu Core CCR realizováno pravidlem o sdílení přenosové kapacity prvků CNEC regionu Core CCR mezi různými regiony pro výpočet kapacity. Očekávané výměny jsou proto zachyceny implicitně ve zbývajícím disponibilní záloze RAM prostřednictvím referenčního toku F_{ref} přes

všechny prvky CNEC (viz též Rovnice 6 a 7). Tyto předpoklady jako takové ovlivní (zvýší nebo sníží) zbývající disponibilní kapacitu *RAMs* prvků CNEC regionu Core CCR. Výsledné neurčitosti spojené s výše uvedenými předpoklady se implicitně integrují do spolehlivostní rezervy založené na tocích *FRM* každého prvku CNEC. Tato koncepce se zpravidla označuje jako standardní hybridní propojení trhů.

3. Naproti tomu vyspělé hybridní propojení trhů (AHC) by provozovatelům přenosových soustav regionu Core CCR umožnilo explicitně modelovat situace výměn sousedících regionů pro výpočet kapacity v rámci oblasti založené na fyzikálních tocích, tedy při jednotném denním propojení trhů. Tím by se omezily neurčitosti v modelu D-2 CGM, pokud jde o předpověď výměn v regionech mimo region Core CCR, a zvýšila by se míra volnosti pro jednotné denní propojení trhů při přidělování kapacit. Proveditelnost vyspělého hybridního propojení trhů (AHC) bude zkoumána v souladu s článkem 24(5).
4. Budoucí spojování sousedících regionů pro výpočet kapacity, které uplatňují výpočet kapacity založený na fyzikálních tocích, bude v souladu s článkem 20(5) nařízení CACM usnadňovat vedle vyspělého hybridního propojení trhů také účinnější sdílení přenosové kapacity mezi různými hranicemi.

Článek 18 Výpočet konečné oblasti založené na fyzikálních tocích

1. Po stanovení optimálních preventivních a kurativních nápravných opatření jsou tato nápravná opatření explicitně spojována s příslušnými prvky CNEC regionu Core CCR (a mění tak hodnoty jejich referenčního toku F_{ref} a distribučního faktoru přenosu elektřiny *PTDF*), přičemž konečné parametry založené na fyzikálních tocích se vypočítají v těchto po sobě jdoucích krocích:
 - a. plnění pravidel pro dříve přidělené kapacity v článku 14;
 - b. při jednotném denním propojení trhů je nutno respektovat pouze omezení, která jsou nejvíc limitující pro salda; neredundantní omezení (nebo oblast „předběžného řešení“). Kromě toho respektováním takovéto oblasti „předběžného řešení“ respektují obchodní výměny také všechna ostatní omezení. Redundantní omezení jsou identifikována a odstraněna subjektem pro výpočet koordinované kapacity prostřednictvím tzv. procesu „předběžného řešení“;
 - c. jelikož referenční tok (F_{ref}) je fyzikální tok vypočítaný z modelu D-2 CGM, odráží se v něm zatížení prvků CNE a CNEC vzhledem k předpověděným obchodním výměnám referenčního dne. Tento referenční tok je proto nutno upravit, aby se místo toho zohlednil účinek dlouhodobých nominací (LTN) obchodních intervalů (MTU). Distribuční faktor přenosu elektřiny *PTDFs* zůstává v tomto kroku shodný. Z toho plyne, že účinek na oblast založenou na fyzikálních tocích znamená změnu v prostoru pro řešení.
Pro úpravu dlouhodobých nominací se toky výkonů pro jednotlivé prvky CNE a CNEC vypočítají pomocí lineární rovnice popsané v článku 14:

$$\vec{F}_{LTN} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF} \cdot (\vec{NP}_{LTN} - \vec{NP}_{ref})$$

Rovnice 10

kde

\vec{F}_{LTN}	tok připadající na prvek CNEC po zohlednění dlouhodobé nominace
\vec{F}_{ref}	tok připadající na prvek CNEC v modelu CGM
\mathbf{PTDF}	matice distribučního faktoru přenosu elektřiny
\vec{NP}_{LTN}	saldo regionu Core CCR vyplývající z dlouhodobé nominace
\vec{NP}_{ref}	saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v modelu CGM

- d. nakonec lze zbývající disponibilní kapacitu pro jednotné denní propojení trhů vypočítat následovně:

$$RAM_{LTN} = F_{max} - FRM - FAV - F_{LTN}$$

Rovnice 11

- e. dále se upravují vnější omezení tak, aby limity nastavené pro mechanismus jednotného denního propojení trhů byly vztaženy k přírůstkům a úbytkům sald, pokud jde o salda vyplývající z dlouhodobých nominací.

Článek 19 Záložní a výchozí procesy pro pre-coupling

1. V souladu s článkem 21(3) nařízení CACM zahrnuje tento návrh záložní postup pro případ, že prvotní výpočet kapacit nepovede k žádným výsledkům. Možné případy lze mimo jiné předpokládat v souvislosti s technickou závadou nástrojů, chybou v komunikační infrastruktuře nebo s poškozenými nebo chybějícími vstupními údaji.
 - a. Jestliže vstupní údaje pro výpočet parametrů založených na fyzikálních tocích chybí déle než tři souvislé hodiny, lze s přijatelnou mírou rizika vypočítat překlenovací parametry založené na fyzikálních tocích, a to tzv. nahrazovací metodou. Nahrazovací metoda je založena na průniku dřívějších a následných dostupných oblastí založených na fyzikálních tocích a upravena na nulovou bilanci (aby se vyrušil dopad referenčního programu). Za každého provozovatele přenosové soustavy se shromáždí prvky CNE a CNEC z dřívějších a následných časových značek, přičemž z obou časových značek se zohlední jen nejvíce omezující prvky (průniky).
 - b. Pokud není možné chybějící parametry překlenout, nebo nastane situace popsaná v článku 20(1)(c), mohou provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR uplatnit výpočet „výchozích parametrů založených na fyzikálních tocích“. Výpočet se provede na základě dlouhodobě existujících dvoustranných kapacit. Tyto kapacity lze snadno převést na kapacity mezi zónami založené na fyzikálních tocích, a to prostou lineární operací. Pro optimalizaci kapacit poskytnutých v tomto případě do přidělovacího systému upraví provozovatelé přenosových soustav během procesu výpočtu kapacit dlouhodobé kapacity. Ve výsledku budou dodané kapacity rovny formuli „hodnota dlouhodobě přidělené kapacity LTN + n“ pro každou hranici a každý směr; převedou se na omezení založená na fyzikálních tocích, kdy „n“ bude kladná nebo nulová hodnota, vypočítaná během procesu výpočtu kapacit. Z důvodů bezpečnosti dodávek energie zúčastnění provozovatelé přenosových soustav nemohou v této fázi závazně přislíbit žádnou hodnotu „n“.

Článek 20 Dostupné přenosové kapacity (ATC) pro stínové aukce

1. V případě, že proces jednotného propojení denních trhů není schopen poskytnout výsledky, uplatní se v souladu s článkem 44 nařízení CACM záložní řešení. Tento proces vyžaduje stanovení dvoustranných dostupných přenosových kapacit (dále „kapacity ATC pro stínové aukce“) pro každý obchodní interval, což je v souladu s „Návrhem záložních postupů podaným provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR“¹.
2. Oblasti založené na fyzikálních tocích poslouží jako základ pro stanovení kapacit ATC pro stínové aukce. Vzhledem k tomu, že výběr souboru dostupných přenosových kapacit přináší nekonečný

¹ Předložen regulačním orgánům regionu Core CCR dne 17. května 2017.

soubor možností, byl navržen algoritmus, kterým jsou kapacity ATC pro stínové aukce stanoveny systematickým způsobem,

3. Pro každý obchodní interval jsou nutné následující vstupní údaje:
 - a. hodnoty dlouhodobě přidělených kapacit;
 - b. konečná oblast založená na fyzikálních tocích popsáná v článku 18.
4. Výsledkem výpočtu pro jednotlivé obchodní intervaly jsou následující výstupy:
 - a. kapacity ATC pro stínové aukce;
 - b. omezení s nulovou rezervou po výpočtu kapacit ATC pro stínové aukce.
5. Výpočet kapacit ATC pro stínové aukce je součástí konečného kroku výpočtu založeného na fyzikálních tocích popsáného v článku 4, a proto se provádí pro každý obchodní interval.
6. Výpočet kapacit ATC pro stínové aukce je iterační postup zaměřený na zvyšování oblasti dlouhodobě přidělených kapacit při respektování omezení konečné oblasti založené na fyzikálních tocích, vypočtené pro každý obchodní interval popsáný v článku 18.
 - a. za prvé je nutno upravit zbývající disponibilní zálohy (*RAM*) konečné oblasti založené na fyzikálních tocích (prvky CNE, CNEC a příslušná vnější omezení), a zohlednit tak výchozí bod iterace, jímž je oblast dlouhodobě přidělených kapacit:
 - i. ze zóna-bilanční uzel *PTDFs* ($PTDF_{z2s}$) se vypočítá zóna-zóna *PTDFs* ($pPTDF_{z2z}$), ve kterých se zachovají pouze kladné číselné údaje:

$$pPTDF_{z2z,A \rightarrow B} = \max(0, PTDF_{z2s,A} - PTDF_{z2s,B})$$

Rovnice 12

kde

$pPTDF_{z2z,A \rightarrow B}$	zóna-zóna <i>PTDF</i> prvku CNEC týkající se výměny z nabídkové zóny <i>A</i> do <i>B</i> , kde se berou v úvahu kladné hodnoty
$PTDF_{z2s,k}$	zóna-zóna <i>PTDF</i> prvku CNEC týkající se nabídkové zóny <i>k</i>

Potřebné jsou pouze zóna-zóna *PTDFs* vnitřních hranic regionu Core CCR, tj. dvojice sousedících nabídkových zón.

- ii. iterační postup pro stanovení kapacit ATC pro stínové aukce se zahajuje od oblasti dlouhodobě přidělených kapacit. Vzhledem k tomu je třeba následujícím způsobem upravit zbývající disponibilní kapacity *RAMs* s přihlédnutím k dopadu dlouhodobé nominace již ovlivňující zbývající disponibilní kapacity *RAMs*:

$$\overrightarrow{Margin}(0) = \overrightarrow{RAM}_{LTN} - pPTDF_{z2z} * (\overrightarrow{LT\bar{A}} - \overrightarrow{LT\bar{N}})$$

Rovnice 13

- b. Iterační metoda uplatňovaná pro výpočet kapacit ATC pro stínové aukce se v každém iteračním kroku i soustřeďuje na následující úkony:
 - i. pro každý prvek CNE, CNEC a vnější omezení konečné oblasti založené na fyzikálních tocích se sdílí zbývající kapacita mezi vnitřními hranicemi regionu Core CCR, které jsou kladně ovlivněny stejnými podíly;
 - ii. z těchto podílů na záloze se vypočítají maximální dvoustranné výměny, a to tak, že každý podíl se vydělí kladným faktorem zóna-zóna *PTDF*;
 - iii. dvoustranné výměny se aktualizují přičtením minimálních hodnot získaných ze všech prvků CNE, CNEC a vnějších omezení. Provede se aktualizace kapacit na prvky CNE,

-
- CNEC a vnější omezení s uplatněním nových dvoustranných výměn z kroku 3, následuje návrat na krok 1;
- iv. iterace pokračují, dokud maximální hodnota ze všech omezení pro absolutní rozdíl mezi rezervou iterací $i+1$ a i není menší než stop kritérium;
 - v. výsledné kapacity ATC pro stínové aukce získají hodnoty stanovené pro maximální dvoustrannou výměnu uvnitř regionu Core CCR.

Článek 21 Metodika validace kapacit

1. Každý provozovatel přenosové soustavy, v souladu s článkem 26(1) a 26(3) nařízení CACM, bude validovat a má právo korigovat kapacitu mezi zónami relevantní pro hranice nabídkových zón daného provozovatele přenosové soustavy z důvodů provozní bezpečnosti během procesu validace. Ve výjimečných situacích mohou provozovatelé přenosových soustav kapacitu mezi zónami snížit. Jde o tyto situace:
 - a. výskyt výjimečné kontingence;
 - b. výjimečná situace, kdy nebude dostupný dostatečný potenciál pro redispečink nebo protiochod, potřebný pro zajištění minimální zbývající disponibilní kapacity *RAM* na všech prvcích CNEC anebo pro zajištění požadované minimální dovozní kapacity podle článku 14(4);
 - c. chyba ve vstupních údajích, která vede k nadhodnocení kapacity mezi zónami z pohledu provozní bezpečnosti.
2. Při provádění validace mohou provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zohlednit limity provozní bezpečnosti, mohou však také zohlednit další omezení sítě, modely sítě a jiné relevantní informace. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR proto mohou mimo jiné využívat nástroje vyvinuté subjektem pro výpočet koordinované kapacity pro analýzu, a mohou také uplatnit ověřovací nástroje, které subjekt pro výpočet koordinované kapacity nemá k dispozici.
3. Pokud je s ohledem na situace vymezené v článku 21(1)(a) a 21(1)(b) nezbytné provést snížení, může provozovatel přenosové soustavy použít kladnou konečnou upravenou hodnotu *FAV* pro své vlastní prvky CNEC, nebo upravit vnější omezení, a snížit tak kapacitu mezi zónami pro svou oblast trhu, a může také požádat o společné rozhodnutí o zahájení nového konečného výpočtu založeného na fyzikálních tocích. V případě situace vymezené v článku 21(1)(c) může provozovatel přenosové soustavy také požádat o společné rozhodnutí o zahájení přípravy výchozích parametrů založených na fyzikálních tocích.
4. Jakékoli snížení kapacit mezi zónami během procesu validace bude sděleno účastníkům trhu a odůvodněno regulačním orgánům v souladu s článkem 23, respektive článkem 24.
5. Regionální subjekt pro výpočet koordinované kapacity bude během procesu validace provádět koordinaci se sousedními subjekty pro výpočet koordinované kapacity. Provozovatelům přenosových soustav regionu Core CCR budou sousedními subjekty pro výpočet koordinované kapacity poskytnuty veškeré informace o snížení kapacity mezi zónami. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR mohou pak uplatnit odpovídající snížení kapacit mezi zónami podle ustanovení článku 21(3).

AKTUALIZACE A POSKYTOVÁNÍ ÚDAJŮ

Článek 22 Přezkumy a aktualizace

1. V souladu s článkem 27(4) nařízení CACM všichni provozovatelé přenosových soustav pravidelně a nejméně jednou ročně přezkoumají a zaktualizují klíčové vstupní a výstupní parametry vyjmenované v článku 27(4)(a) až (d) nařízení CACM.

2. Pokud na základě přezkumu bude potřeba aktualizovat limity provozní bezpečnosti, kontingence a omezení pro přidělování použité pro společný výpočet kapacity, zveřejní provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR takové změny v dostatečném předstihu před jejich zavedením.
3. Pokud přezkum prokáže potřebu aktualizace spolehlivostních rezerv, zveřejní provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR takové změny v dostatečném předstihu před jejich zavedením.
4. Přezkum nápravných opatření zohledňovaných při výpočtu kapacity zahrne přinejmenším hodnocení účinnosti konkrétních transformátorů s regulací fáze a topologických nápravných opatření zohledněných během jejich optimalizace (RAO).
5. Pokud proces přezkumu prokáže potřebu aktualizovat uplatňování metodik pro stanovení klíčů pro rozložení výroby, kritických prvků sítě a kontingencí uvedených v článku 22 až 24 nařízení CACM, musejí být takové změny zveřejněny před jejich konečným zavedením.

Článek 23 Zveřejňování údajů

1. Údaje uvedené v článku 22(2) budou zveřejňovány na vyhrazené online komunikační platformě reprezentující všechny provozovatele přenosových soustav regionu Core CCR. Aby bylo účastníkům trhu umožněno zřetelné porozumění zveřejněným údajům, připraví provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR příručku, kterou zveřejní na této komunikační platformě.
2. V souladu s článkem 3(f) nařízení CACM, který stanoví cíl zajištění a posílení transparentnosti a spolehlivosti informací poskytovaných regulačním orgánům a účastníkům trhu, budou kromě údajových položek a definic z nařízení Komise (EU) 543/2013 o předkládání a zveřejňování údajů na trzích s elektřinou zveřejňovány navíc následující údaje:
 - a. prvotní výchozí parametry založené na fyzikálních tocích (bez dlouhodobých nominací) budou zveřejňovány v termínu D-1 před nominacemi dlouhodobých práv pro každý obchodní interval následujícího dne. Pro tento soubor prvotních parametrů založených na fyzikálních tocích se všechny dlouhodobé nominace na všech hranicích nabídkových zón regionu Core CCR předpokládají s nulovou hodnotou (LTN=0);
 - b. dlouhodobé nominace (LTN) pro každou hranici regionu Core CCR, kde se uplatňují fyzická přenosová práva, budou zveřejňovány v termínu D-1 (cílový čas 10:30 h)² pro každý obchodní interval následujícího dne;
 - c. konečné parametry založené na fyzikálních tocích budou zveřejňovány v termínu D-1 (cílový čas 10:30 h) pro každý obchodní interval následujícího dne a zahrnou faktor zóna-bilanční uzel *PTDFs* a zbývající disponibilní kapacitu *RAM* pro každý „předběžně řešený“ prvek CNEC;
 - d. kromě toho budou v termínu D-1 (cílový čas 10:30 h) zveřejňovány následující datové položky pro každý obchodní interval následujícího dne:
 - i. maximální a minimální saldo každé nabídkové zóny;
 - ii. maximální dvoustranné výměny mezi všemi nabídkovými zónami regionu Core CCR;
 - iii. kapacity ATC pro stínové aukce.
 - e. v souladu s národními předpisy mohou být v termínu D-1 (cílový čas 10:30 h) zveřejňovány následující údaje:
 - i. skutečné názvy prvků CNEC a vnějšího omezení;
 - ii. EIC kód prvku CNE a EIC kód kontingence;
 - iii. podrobný rozpis zbývající disponibilní kapacity *RAM* připadající na prvek CNEC;

² V zimním období se použije SEČ, v letním období SELČ.

- F_{max} , včetně údaje, jestli je stanoven na základě trvalých nebo dočasných limitů;
 - F_{LTN} ;
 - I_{max} ;
 - FRM ;
 - FAV .
- iv. podrobný rozpis zbývajících disponibilní kapacity *RAM* připadající na vnější omezení:
- F_{max} ;
 - F_{LTN} .
- f. v souladu s národními předpisy mohou být ex-post v termínu D+2 zveřejňovány následující údaje z modelu D-2 CGM pro každý obchodní interval, pro každou nabídkovou zónu regionu Core CCR a každého provozovatele přenosové soustavy:
- i. vertikální zatížení;
 - ii. výroba;
 - iii. nejlepší předpověď salda.
- g. v souladu s národními předpisy zveřejnění statického modelu sítě.
3. Konečný, úplný a závazný seznam všech zveřejňovaných údajů, příslušných šablon a přístupových bodů k údajům bude sestaven během pracovních seminářů se zúčastněnými stranami regionu Core CCR a regulačními orgány. Vylepšení by mělo zachovat transparentnost přinejmenším na úrovni dosažené při provozním propojení trhů založeném na fyzikálních tocích v oblasti CWE (Central Western Europe). Dohody mezi zúčastněnými stranami, regulačními orgány regionu Core CCR a provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR bude dosaženo v předstihu nejméně tři měsíců před vhodným termínem spuštění podle ustanovení článku 25(2).

Článek 24 Sledování a údaje pro regulační orgány

1. S ohledem na úvodní odůvodnění a článek 26(5) nařízení CACM budou regulačním orgánům regionu Core CCR poskytovány údaje o sledování jak podklad pro dohled a pro nediskriminační a účinné řízení přetížení v regionu Core CCR.
2. Poskytované údaje o sledování kromě toho budou sloužit jako podklad pro zprávu vypracovávanou ve dvouletých intervalech v souladu s článkem 27(3) nařízení CACM.
3. S údaji o sledování budou regulační orgány regionu Core CCR nakládat v důvěrném režimu a nebudou je uvolňovat pro veřejnost.
4. Regulačním orgánům budou jednou měsíčně předkládány následující položky sledování související se společným výpočtem kapacity:
 - a. výsledky jednou za hodinu prováděných kontrol dlouhodobě přidělených kapacit
 - b. kontrola maximálního faktoru zóna-zóna *PTDF*;
 - c. minimální/maximální hodinová salda připadající na jednu nabídkovou zónu;
 - d. vnitrodenní hodinové dostupné přenosové kapacity pro všechny hranice regionu Core CCR;
 - e. maximální hodinové dvoustranné výměny pro každou z hranic nabídkových zón regionu Core CCR;
 - f. využití konečné upravené hodnoty *FAV*;
 - g. vnější omezení;
 - h. hodinové kapacity ATC pro stínové aukce pro všechny hranice regionu Core CCR;
 - i. měsíční přehled časových značek, pokud se použije nahrazování;
 - j. měsíční přehled časových značek, u nichž byly uplatněny výchozí parametry založené na fyzikálních tocích;

- k. hodinové neanonymizované předběžně řešené prvky CNEC, s vykazáním $PTDF$, F_{max} , FRM , FAV , RAM a F_{max} ;
- l. klíčové agregované údaje připadající na jednu zemi a hranici;
- počet předběžně řešených prvků CNE;
 - počet předběžně přetížených případů v modelu D-2 CGM;
 - počet prvků CNE převyšujících dlouhodobě přidělenými kapacitami;
 - počet předběžně řešených CBs uplatněním nápravných opatření;
 - počet předběžně řešených prvků CNE bez uplatnění nápravných opatření;
 - počet předběžně řešených prvků CNE porušujících mezní rámec maximálního faktoru zóna-zóna $PTDF$;
 - počet hodin využití konečné upravené hodnoty FAV ;
 - počet hodin aplikování technologie nahrazování;
 - počet hodin uplatnění výchozích parametrů založených na fyzikálních tocích;
 - klíč pro rozložení výroby (GSK).
- m. v případě výskytu: odůvodnění, pokud je uplatněna konečná upravená hodnota FAV ;
- n. v případě výskytu: odůvodnění, pokud dojde k porušení maximálního mezního faktoru zóna-zóna $PTDF$ u předběžně řešených prvků CNEC;
- o. snížení provedená během validace kapacity mezi zónami v souladu s článkem 26 (5) nařízení CACM.
5. Konečný, úplný a závazný seznam všech položek sledování (článek 24(4)), příslušných šablon a přístupových bodů k datům bude sestaven během vyhrazených pracovních seminářů s regulačními orgány. Dohody mezi regulačními orgány regionu Core CCR a provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR bude dosaženo v předstihu nejméně tří měsíců před vhodným termínem spuštění podle ustanovení článku 25(2).

ZAVEDENÍ:

Článek 25 Harmonogram zavedení metodiky výpočtu denní kapacity založené na fyzikálních tocích pro region Core CCR

Níže je uveden návrh harmonogramu zavedení metodiky v souladu s článkem 9(9) nařízení CACM:

1. Provozovatelé přenosových soustav v regionu Core CCR zveřejní návrh společné metodiky výpočtu denní kapacity bez zbytečného odkladu poté, co všechny národní regulační orgány schválí tuto navrženou metodiku, nebo bude přijato rozhodnutí Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů v souladu s článkem 9(10), 9(11) a 9(12) nařízení CACM.
2. V závislosti na dalších okolnostech (např. zlepšení při paralelním provozu, implementaci, navrhované změny konceptu, regulatorní schválení metodiky) zavedou provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR společnou metodiku výpočtu denní kapacity tak, že ke spuštění paralelního provozu dojde nejpozději v S1-2019 v souladu s článkem 20(8) nařízení CACM, s výjimkou uplatňování metodiky na spolehlivostní rezervu založenou na tocích FRM v souladu s článkem 22 nařízení CACM, přičemž jako cílový vhodný termín pro zavedení do ostrého provozu pro trh si vytklí S1-2020.
3. Spolehlivostní rezerva založená na tocích FRM vymezená v článku 9 bude pro účely společného výpočtu denní kapacity zavedena 3 měsíce po nashromáždění údajů za 1 rok (včetně údajů z paralelního provozu), avšak nejpozději do konce roku 2019.
4. V souladu s článkem 25(3) bude během tohoto přechodného období spolehlivostní rezerva založená na tocích FRM určována v souladu s článkem 9.

-
5. Po zavedení společné metodiky výpočtu denní kapacity hodlají provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pracovat na podporovaném řešení doplňujícím standardní hybridní propojení trhů, které bude plně zohledňovat vlivy sousedících regionů pro výpočet kapacity při přidělování kapacity, tj. na koncepci vyspělého hybridního propojení trhů (AHC), a to v těsné spolupráci se sousedícími zúčastněnými regiony pro výpočet kapacity.
 6. Termíny vymezené výše v člancích 23(2), 23(3) a 23(4) lze upravovat na základě žádosti předložené všemi provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR jejich vnitrostátním regulačním orgánům, pokud zkušební období nesplní nezbytné podmínky pro zavedení.

Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zavedou společnou metodiku výpočtu denní kapacity na hranici nabídkové zóny regionu Core CCR až poté, co bude v souladu s článkem 7(3) nařízení CACM zavedena funkce provozovatele propojení denních trhů.

JAZYK

Článek 26 Jazyk

Jazykem pro účely odkazování na tento návrh je angličtina. Pro vyloučení pochyb se uvádí, že pokud budou provozovatelé přenosových soustav potřebovat tento návrh přeložit do svého národního jazyka či jazyků, pak v případě nesrovnalostí mezi anglickou verzí zveřejněnou PPS v souladu s čl. 9(14) nařízení CACM a jakoukoliv verzí v jiném jazyce musejí příslušní PPS v souladu se svou národní právní úpravou zabezpečit pro příslušné národní regulační orgány aktualizovaný překlad tohoto návrhu.

PŘÍLOHA 1: VYUŽÍVÁNÍ VNĚJŠÍCH OMEZENÍ

Belgie

ELIA využívá omezení dovozního limitu, které souvisí s dynamickou stabilitou sítě. Pro toto omezení se stanoví odhad pomocí pravidelně prováděných offline studií.

Nizozemsko

TenneT B.V. určuje maximální dovozní a vývozní omezení pro Nizozemsko na základě offline studií, které zahrnují analýzu kolapsů přenosové soustavy, analýzu stability a analýzu zvýšené neurčitosti vyvolané (lineárním) klíčem pro rozložení výroby během různých dovozních a vývozních situací. Tuto studii lze podle potřeby opakovat a jejím výsledkem může být aktualizace hodnoty aplikovaných hodnot pro omezení v nizozemské síti.

Polsko

Kapacity na straně PSE lze snižovat z titulu tzv. vnějších omezení vymezených nařízením Komise (EU) č. 2015/1222 ze dne 24. července 2015 (nařízení CACM) jako „omezení, která je nutno respektovat při přidělování kapacity, aby se přenosová soustava udržela uvnitř limitů provozní bezpečnosti, a která nebyla promítnuta do kapacity mezi zónami, nebo která jsou potřebná pro efektivnější přidělování kapacity“. Tato potenciální omezení odrážejí obecně schopnost polských výroben zvyšovat výrobu (potenciální omezení ve směru vývozu) nebo výrobu snižovat (potenciální omezení ve směru dovozu), a to v závislosti na technických omezeních jednotlivých výrobních jednotek, stejně jako na minimálních rezervních kapacitách nutných pro zajištění bezpečného provozu polské elektrizační soustavy jako celku. Souvisí to se skutečností, že v podmínkách v Polsku uplatňovaného modelu centrálně povelovaného trhu nese polský provozovatel přenosové soustavy významně vyšší odpovědnost za vyváženost soustavy ve srovnání se standardní úrovní odpovědnosti provozovatele přenosové soustavy v podmínkách modelu decentrálně povelovaného trhu (viz k tomu výklad níže).

Kapacita ve směru vývozu se snižuje, pokud objem vývozu PSE překračuje zbylé disponibilní výrobní kapacity v polské elektrizační soustavě s přihlédnutím k nezbytné rezervní záloze na kladnou regulaci.

Obdobně se kapacita ve směru dovozu snižuje, pokud objem dovozu překračuje disponibilní zápornou regulaci v polské elektrizační soustavě s přihlédnutím k nezbytné rezervní záloze na zápornou regulaci.

Odůvodnění zavedení omezení pro přidělování ze strany PSE

Zavedení omezení pro přidělování ze strany PSE souvisí se skutečností, že v podmínkách v Polsku uplatňovaného modelu centrálně povelovaného trhu nese polský provozovatel přenosové soustavy významně vyšší odpovědnost za vyváženost soustavy ve srovnání se standardní úrovní odpovědnosti provozovatele přenosové soustavy v podmínkách modelů decentrálně povelovaného trhu. Druhý z modelů se obvykle definuje v rozmezí nanejvýš hodinového (hour-ahead) časového rámce (včetně provozu v reálném čase), kdežto pro PSE jakožto polského provozovatele přenosové soustavy platí rozšířené termíny konání v předstihu – krátké (vnitrodenní a denní) a střední (až roční). PSE tudíž nese odpovědnost, která je na decentralizovaných trzích svěřována subjektům zúčtování (BRP). Z tohoto důvodu musí PSE pečovat o rezervy, které generují kapacity pro celou polskou elektrizační soustavu, což někdy vede k provádění omezení pro přidělování, pokud je to nezbytné pro zajištění provozní bezpečnosti polské elektrizační soustavy, pokud jde o dostupné výrobní kapacity pro kladnou a zápornou regulaci. Na decentralizovaných trzích se očekává přímo od subjektů zúčtování, že se budou starat o své výrobní

rezervy, zatímco provozovatelé přenosové soustavy zajišťují rezervy pouze pro řešení kontingencí v časovém rámci nanejvýš následující hodiny. Znamená to, že oba přístupy zabezpečují obdobnou úroveň proveditelnosti přenosových kapacit nabízených na trhu z pohledu výrobních kapacit. Je na místě dodat, že odezvou na případy neproveditelnosti v tomto ohledu jsou protiobchody a že k tomu dochází, pouze když se objeví poruchy mimo rámec dimenzovacích kritérií. V zájmu dokonalejšího objasnění výše uvedené problematiky se následující odstavce zevrubněji zabývají rozdíly mezi modely centrálně a decentrálně povelovaného trhu, a také rolí PSE při vyrovňování výkonové bilance soustavy.

Modely centrálně a decentrálně povelovaného trhu

Provozování trhu v Evropě se děje několika různými způsoby. Ty lze v podstatě uspořádat do dvou skupin: první je model decentrálního povelování, druhý je model centrálního povelování.

Na decentrálně povelovaném trhu vytváří trh díky své konstrukci vyrovnaný poměr výroby a poptávky (včetně vnějších změn) tím, že vyžaduje, aby účastníci trhu (subjekty zúčtování (BRP)) měli vyrovnaná salda jako předpoklad pro svou účast na vyrovňování trhu (např. jednu hodinu před dodáním energie). Od účastníků trhu, kteří se odchýlí od vyrovnaného salda, se vybírají poplatky nebo penalizace za odchylky. Rozhodnutí o nasazení zdrojů, která berou v úvahu omezení pro výrobní jednotky, přijímají výrobny ve spojení s prvky spotřeby, vůči nimž provádějí vyrovňování bilance. Výrobny mění svůj výkon tak, aby byla zachovávána vyrovnaná bilance mezi výrobou a splněnou dodávkou do spotřeby. Aby byli schopni zachovávat vyrovnané saldo, udržují ve svých interních portfoliích určitý objem rezerv, sloužících ke krytí jejich odchylek. Než nastane reálný čas, předloží výrobny provozovatelům přenosové soustavy prodejní nabídky, které odpovídají vlastním plánům jejich výrobních zařízení. Nabídky využívají provozovatelé přenosových soustav pro povelování dodatečné výroby, potřebné k vyrovňování bilance a zajišťování bezpečnosti soustavy v reálném čase. Většina trhů s elektřinou v Evropě je organizována na principu decentrálního povelování.

Na centrálně povelovaném trhu provozovatel přenosové soustavy při zajišťování vyrovnané bilance mezi výrobou a nabídkou provádí povelování výrobních jednotek, přičemž bere v úvahu jejich provozní omezení, přenosová omezení a požadavky na rezervy. To se uskutečňuje formou integrovaného procesu jako optimalizační problém nazývaný bezpečností omezené nasazení zdrojů a ekonomické povelování (security constrained unit commitment and economic dispatch (SCUC/SCED)). Hlavním rozlišujícím znakem modelu centrálního povelování je to, že vyrovňování bilance, řízení přetížení a zajišťování rezerv se provádí souběžně, přičemž začíná den předem a pokračuje až do reálného času. Zahrnuje to vydání instrukcí pro povelování několik hodin před reálným časem, rozběh jednotek (SCUC), a dále instrukce v reálném čase pro povelování online jednotek (SCED). V případě modelu centrálního povelování nemusí účastníci trhu mít vyrovnané saldo. V současné době existují v Evropě tyto trhy s centrálním povelováním: řecký, italský, irský a polský trh s elektřinou.

Úloha PSE při vyrovňování výkonové bilance soustavy

PSE přímo poveluje výrobní jednotky a bere přitom v úvahu jejich provozní omezení a přenosová omezení, aby mohlo pokrývat očekávané zatížení a zároveň mít na paměti požadavky na adekvátní rezervy, které rovněž předpovídá samo PSE. Ke splnění tohoto úkolu provádí PSE proces operativního plánování, který se zahajuje v předstihu tří let před koordinací příslušné opravy (údržby) a pokračuje formou ročních, měsíčních a týdenních aktualizací denního bezpečností omezeného nasazení zdrojů (SCUC) a ekonomického povelování (SCED). Výsledky tohoto denního trhu se pak průběžně aktualizují ve vnitrodenním časovém rámci až do provozu v reálném čase.

V rámci ročního časového rámce se PSE snaží distribuovat údržbové opravy dle požadavků výroben během roku tak, aby byla (v předstihu) udržována průměrná minimální roční rezervní kapacita na průměrné měsíční úrovni vždy 18 % (nad úrovní předpovědi zatížení, s již započtenými přidělenými kapacitami, pokud existují). Cílem měsíčních a týdenních aktualizací je udržování této rezervní kapacity na každý den, pokud možno na úrovni 17 %, respektive 14 %. Tento proces zahrnuje také plánování údržby sítě, proto jsou řádně zohledňována veškerá omezení s původem v provozu sítě.

Proces denního SCUC má za cíl dosahovat točivé rezervy ve výši 9 % (nebo rychle aktivované; v polské realitě jde pouze o jednotky v přečerpávacích elektrárnách) na každou hodinu následujícího dne. To zahrnuje primární a sekundární regulační výkon zajištěný předkontraktně jako vedlejší dodávka. Zbytek této rezervy pochází z využívání vyrovnávacích nabídek, které povinně předkládají všechny centrálně povelované výrobní jednotky (v praxi všechny jednotky napojené na přenosovou síť, přičemž největší jsou napojené na vedení 110 kV, s výjimkou kogeneračních elektráren, jelikož ty jsou v provozu především v závislosti na odběru tepla). Ostatní výroba se bere v úvahu podle toho, jak ji plánují vlastníci, což je vzhledem k její stabilní povaze (kogenerační, malé tepelné a vodní) funkční řešení. Jedinou výjimkou z tohoto pravidla jsou větrné elektrárny, kde výroba je s ohledem na svou kolísavost předpovídána přímo PSE (jako systémový odběr), se započtením příslušných kapacit na neurčitosti (90 % na roční a měsíční časové horizonty v poměru k předpovědi výroby). PSE má tedy právo využívat veškerou centrálně povelovanou výrobu v běžném provozu pro potřeby vyrovnávání výkonové bilance soustavy. Záporné požadavky na rezervy během období nízkého zatížení (noční doba) se berou v úvahu rovněž, stejně jako potenciál přečerpávacího provozu přečerpávacích elektráren, pokud je to reálné.

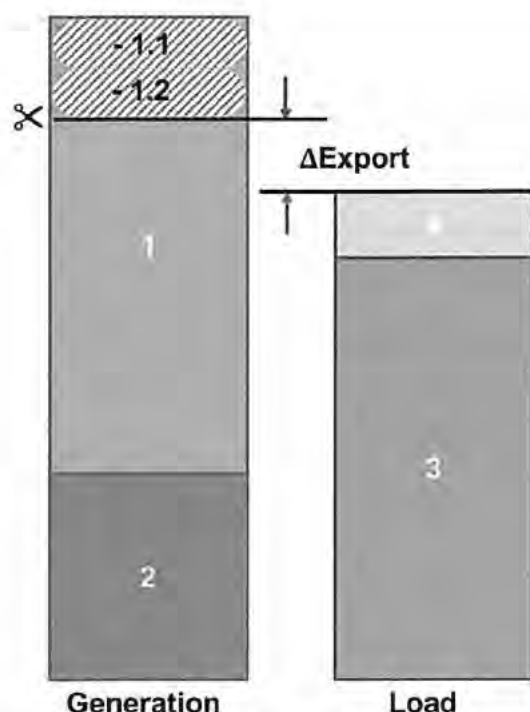
Další aktualizace SCUC/SCED během provozního dne přihlížejí ke všem změnám, k nimž dochází v systému (nucené odstávky a všechna omezení výrobních jednotek a prvků sítě, zatížení a předpovědi větrné výroby atd.), přičemž cílem je udržovat točivou rezervu na každou hodinu (viz popis výše) minimálně na úrovni 7 % v časovém rámci odpovídajícím rozběhovým dobám zbývajících tepelných výrobních jednotek (v praxi 6-8 hodin). Takový přístup obvykle umožňuje udržovat s hodinovým předstihem točivou rezervu na minimální úrovni 1000 MW (tj. potenciální ztráta největší výrobní jednotky 850 MW plus 150 MW primární regulační rezervy jako podíl PSE na RGCE).

Praktické stanovení omezení pro přidělování v rámci polské elektrizační soustavy

Jako příklad je formou vyobrazení 1 a 2 níže znázorněn proces praktického stanovení omezení pro přidělování v rámci výpočtu denní přenosové kapacity. Ilustruje se zde způsob, jímž provozovatelé přenosové soustavy připravují předpověď polské výkonové bilance na každou hodinu následujícího dne vždy ráno den předem, k čemuž zjišťují rezervy ve výrobních kapacitách dostupných pro potenciální vývoz a dovoz.

Přidělení omezení ve směru vývozu nastává, pokud v centrálně povelovaných jednotkách v rámci polské elektrizační soustavy zůstanou dostupné výrobní kapacity pro vývoz, které jsou nižší než součet vývozních dostupných přenosových kapacit na všech třech propojovacích vedeních (synchronní průřez, SwePol Link a LitPol Link).

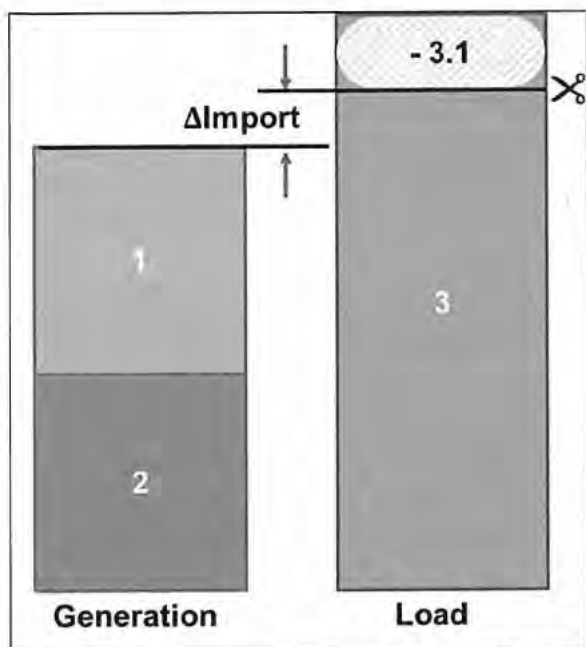
Přidělení omezení ve směru dovozu nastává, pokud v centrálně povelovaných jednotkách provozovaných v rámci polské elektrizační soustavy zůstanou dostupné záporné regulační kapacity pro dovoz (Δ Import), které jsou nižší než součet dovozních dostupných přenosových kapacit na všech třech propojovacích vedeních (synchronní průřez, SwePol Link a LitPol Link).



1. součet dostupných výrobních kapacit v centrálně povelovaných jednotkách³ deklarovaných výrobny, snížený o:
 - 1.1 předpověď od provozovatelů přenosové soustavy týkající se kapacity, která není k dispozici z důvodu očekávaných omezení sítě;
 - 1.2 posouzení od provozovatelů přenosové soustavy (na základě zkušeností nedávné doby) týkající se mimořádné rezervy na pokrytí krátkodobých nedostupností, jež nebyly deklarovány výrobny den předem (omezení s původem např. v podmínkách chlazení, zásobování palivem atp.), a dále déletrvajících oprav anebo nucených odstávek.
2. úhrn plánů výrobních jednotek, které nejsou centrálně povelovány při dodávce z výroben, s výjimkou větrných farem, pro které předpovídají výrobu provozovatelé přenosové soustavy;
3. předpověď zatížení sestavená provozovateli přenosové soustavy;
4. minimální nezbytná rezerva na kladnou regulaci (na den předem): 9 % předpovědi zatížení).

Vyobrazení 1: Stanovení omezení pro přidělování ve směru vývozu (rezervy dostupné ve výrobních kapacitách pro případný vývoz) v rámci výpočtu denní přenosové kapacity

³ Poznámka: Výrobní jednotky, které mají k dispozici jen velmi krátkou pracovní dobu z důvodu omezení uložených ochranou životního prostředí, se při bilancování výkonu neberou v úvahu pro určování omezení pro přidělování ve směru vývozu: většina těchto jednotek ještě zůstává v provozu jen díky speciálnímu smlouvání s provozovatelem přenosové soustavy (tudiž jsou mimo trh) – jinak by už provoz v nich byl ukončen jako nerentabilní; v současnosti jsou také všechny přečerpávací elektrárnské jednotky Polska provozovány PPS mimo trh (ze stejného důvodu), ovšem tyto jednotky se berou v úvahu pro určování omezení pro přidělování ve směru vývozu, protože na jejich provoz se nevztahují environmentální omezení.



- 1 Odhad od provozovatelů přenosové soustavy týkající se úhrnu technického minima centrálně povelovaných výrobních jednotek, jež jsou v provozu;
 - 2 v úvahu se vezme úhrn plánů výrobních jednotek, které nejsou centrálně povelovány při dodávce z výroben, s výjimkou větrných farem, pro které předpovídají výrobu provozovatelé přenosové soustavy;
 - 3 předpověď zatížení sestavená provozovateli přenosové soustavy
- 3.1 minimální nezbytná rezerva na zápornou regulaci (na den předem: 500 MW).

Vyobrazení 2: Stanovení omezení pro přidělování ve směru dovozu (rezervy dostupné ve výrobních kapacitách pro případný dovoz) v rámci výpočtu denní přenosové kapacity

TLUMOČNICKÁ DOLOŽKA

Jako tlumočník jazyk(ů) anglického a bulharského
jmenovaný rozhodnutím Krajského soudu v Praze ze dne 3. ledna 2005
č.j. Spr 4066/2004, stvrzuji, že překlad souhlasí
doslovně s textem připojené listiny.

V překladu jsem provedl tyto opravy ---

Tlumočnický úkon je zapsán pod poř. číslem 1243/2017 tlumočnického deníku.

Otisk kulaté pečete



podpis tlumočnicka

INTERPRETER'S CLAUSE

As an interpreter of English and Bulgarian languages
appointed by the County Court in Prague on 3rd January 2005,
registration number 4066/2004, I confirm that the translation is a true translation of the
enclosed document.

In the translation I have made these corrections ---

The interpreter's act is under the registration number _____ in the interpreter's diary.

Round stamp



Interpreter's signature

