



**Core CCR TSOs' proposal for the regional design of the
intraday 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	5
Article 1 Subject matter and scope	5
Article 2 Definitions and interpretation	5
Article 3 Application of this proposal	7
Article 4 Cross-zonal capacities for the intraday market	8
Article 5 Intraday capacity calculation	8
Methodologies for calculation of the inputs	9
Article 6 Methodology for critical network elements and contingencies selection	9
Article 7 Methodology for operational security limits	10
Article 8 Final Adjustment Value	10
Article 9 Methodology for allocation constraints	10
Article 10 Reliability margin methodology	11
Article 11 Generation shift keys methodology	12
Article 12 Methodology for remedial actions in capacity calculation	13
Article 13 Provision of the inputs	13
Detailed description of the capacity calculation approach	14
Article 14 Mathematical description of the capacity calculation approach	14
Article 15 Rules on adjustment of power flows on critical network elements due to remedial actions ...	15
Article 16 Integration of HVDC interconnectors located within the Core	16
Article 17 Consideration of non-Core CCR borders	16
Article 18 Calculation of the final flow-based domain	17
Article 19 Backup procedures	17
Article 20 Capacity validation methodology	17
Updates and data provision	18
Article 21 Reviews and updates	18
Article 22 Publication of data	18
Article 23 Monitoring and information to regulatory authorities	18
Implementation	19
Article 24 Timescale for implementation of the Core flow-based intraday capacity calculation methodology	19
Language	19
Article 25 Language	19

TSOs OF THE CORE CCR, TAKING INTO ACCOUNT THE FOLLOWING,

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 "intraday common capacity calculation methodology Proposal".
2. The intraday 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 intraday cross-border markets. It sets for this purpose requirements to develop a proposal for an intraday 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 intraday common capacity calculation methodology Proposal on the objectives of the CACM Regulation has to be described and is presented below. The proposed intraday common capacity calculation methodology generally contributes to the achievement of the objectives of Article 3 of the CACM Regulation.
5. The intraday 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 intraday 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 intraday allocation, at the same time and in a transparent way.
6. The intraday 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 intraday timeframe within the operational security limits.
7. The intraday 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 intraday 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 intraday 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 intraday common capacity calculation methodology Proposal determines the main

principles and main processes for the intraday timeframe. The proposed intraday common capacity calculation methodology Proposal enables TSOs to provide market participants with the same reliable information on cross-zonal capacities and allocation constraints for intraday allocation in a transparent way and at the same time.

10. The intraday 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 intraday common capacity calculation methodology Proposal, 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 intraday 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 intraday 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 intraday 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 intraday common capacity calculation methodology. After finalizing the methodology and analyzing the experimentation results, the Core TSOs will submit an improved intraday common capacity calculation methodology Proposal to the Core regulatory authorities after having consulted market participants.

SUBMIT THE FOLLOWING INTRADAY COMMON CAPACITY CALCULATION METHODOLOGY PROPOSAL TO REGULATORY AUTHORITIES OF THE CORE CCR:

GENERAL PROVISION

Article 1 Subject matter and scope

The intraday common capacity calculation methodology Proposal shall be considered as a proposal of Core TSOs in accordance with Article 20 ff. of the CACM Regulation and shall cover the intraday common capacity calculation methodology for the Core CCR bidding zone borders.

Article 2 Definitions and interpretation

1. For the purposes of the intraday 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 and Commission Regulation (EU) 543/2013. In addition, the following definitions and abbreviations shall apply:
 - d. '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;
 - e. '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;
 - f. 'balance responsible party' (hereinafter 'BRP') means a market participant or its chosen representative responsible for its imbalances;
 - g. 'CCC' is coordinated capacity calculator, as defined in Article 2(11) of the CACM Regulation;
 - h. 'CCR' is the capacity calculation region as defined in Article 2(3) of the CACM Regulation;
 - i. '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;
 - j. 'CGM' is the common grid model as defined in Article 2(2) of the CACM Regulation;
 - k. 'CGMM' is the common grid model methodology as submitted to all regulatory authorities by all TSOs on the 27 of May 2016 as amended;
 - l. 'CNE' is a critical network element;
 - m. 'CNEC' is a critical network element with a contingency;
 - n. '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;
 - o. 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 Transelectrica S.A. ("Transelectrica"), TransnetBW GmbH ("TransnetBW");
 - p. '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;
- q. 'D-1' means day-ahead;
 - r. 'D-2' means two-days ahead;
 - s. '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;
 - t. 'external constraint' (hereinafter 'EC') means the maximum import and/or export constraints of given bidding zone;
 - u. '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;
 - v. 'FAV' is the final adjustment value;
 - w. 'flow-based domain' means the set of constraints that limits the cross-zonal capacity calculated with a flow-based approach;
 - x. ' F_{max} ' is the maximum admissible power flow;
 - y. ' F_i ' is the expected flow in commercial situation i;
 - z. ' F_{ref} ' is the reference flow;
 - aa. ' F_{LTN} ' is the expected flow after Long Term Nominations;
 - bb. '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;
 - cc. 'GSK' is the generation shift key as defined in Article 2(12) of the CACM Regulation;
 - dd. 'HVDC' is a high voltage direct current transmission system;
 - ee. 'IGM' is the individual grid model as defined in Article 2(1) of the CACM Regulation;
 - ff. ' I_{max} ' is the maximum admissible current;
 - gg. 'LTA' are the long term allocated capacities;
 - hh. 'LTN' are the long term nominations submitted by market participants based on LTA;
 - ii. 'merging agent' as defined in Article 20 of the CGMM;
 - jj. 'neighbouring bidding zone pairs' means the bidding zones which have a common commercial border;
 - kk. 'MTU' is the market time unit;
 - ll. 'MP' is the market participant;
 - mm. 'NP' is the net position;
 - nn. 'presolved domain' means the final set of binding constraints for capacity allocation after pre-solving process ;
 - oo. 'presolving process' means that the redundant constraints are identified and removed from flow-based domain by CCC;
 - pp. 'previously allocated capacities' means the long term capacities which have already been allocated in previous (yearly and/or monthly) time frames;
 - qq. 'PST' is a phase shifting transformer;
 - rr. 'PTDF' is the power transfer distribution factor;
 - ss. 'PTR' is the physical transmission right;
 - tt. 'RA' means a remedial action as defined in Article 2(13) of the CACM Regulation;
 - uu. 'RAM' is the remaining available margin;

-
- vv. 'RAO' is the remedial action optimization;
 - ww. 'SA' is a shadow auction as defined in the Core CCR TSOs' fallback procedures proposal in accordance with Article 44 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222;
 - xx. '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;
 - yy. '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;
 - zz. 'SO GL' is the System Operation Guideline (Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation);
 - aaa. '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;
 - bbb. 'static grid model' is a list of relevant grid elements of the transmission system, including their electrical parameters;
 - ccc. '*U*' is the reference voltage;
 - ddd. '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;
 - eee. 'zone-to-slack *PTDF*' means the power transfer distribution factor of a commercial exchange between a bidding zone and slack node;
 - fff. 'zone-to-zone *PTDF*' means the power transfer distribution factor of a commercial exchange between two bidding zones;
 - ggg. 'preventive' remedial action means a remedial action which is applied before a contingency occurs;
 - hhh. 'PX' is the power exchange for spot markets;
 - iii. 'curative' remedial action means a remedial action which is applied after a contingency occurs;
 - jjj. the notation x denotes a scalar;
 - kkk. the notation \vec{x} denotes a vector;
 - lll. the notation \mathbf{x} denotes a matrix.
2. In this intraday common capacity calculation methodology Proposal, unless the context requires otherwise:
- d. the singular indicates the plural and vice versa;
 - e. the table of contents and headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of this intraday common capacity calculation methodology Proposal; and
 - f. 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 intraday common capacity methodology Proposal solely applies to the intraday capacity calculation within the Core CCR. Common capacity calculation methodologies within other capacity calculation regions or other time frames are outside the scope of this proposal.

Article 4 Cross-zonal capacities for the intraday market

For the intraday market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each remaining intraday market time unit shall be calculated using the common capacity calculation methodology performed in the end of D-1 and/or during the day of delivery based respectively on day-ahead congestion forecast and intraday congestion forecast and other updated inputs.

Article 5 Intraday capacity calculation

1. In accordance with Article 14 of the CACM Regulation, the Core TSOs shall calculate cross-zonal capacities for each bidding-zone border of the Core CCR.
2. The Core TSOs shall provide the coordinated capacity calculator with the last updated information on the transmission systems in a timely manner for the first intraday capacity calculation that is performed in the end of D-1 and for the second intraday capacity calculation performed during the day.
 - a. in case it turns out feasible and of added value during the project implementation, additional computations will be performed during day D.
 - b. target for the intraday common capacity methodology is to have multiple recomputation throughout the day. The amount of recomputations needs to be assessed in terms of feasibility and effectiveness.
 - c. Core TSOs shall further detail the approach on how to determine additional intraday capacity calculations performed during the day applying the following procedure:
 - i. Core TSOs shall submit a 'Core TSOs deliverable report' to regulatory authorities in Q1 2018;
 - ii. the following steps shall be included and specified in the deliverable report:
 1. assessment and definition of options;
 2. time line and possible method(s) for conducting experimentation and studies;
 - d. Core TSOs shall conclude on finalization of the methodology, consult it with market participants and propose the updated methodology to regulatory authorities;
 - e. regulatory authorities shall approve the proposed update.
3. The intraday common capacity calculation process includes a remedial action optimization methodology which aims to find optimal secure capacity based on the inputs provided by the TSOs.
4. The CCC shall define the flow-based parameters for each market time unit up to the first unsecured situation. These values shall be provided to Core TSOs for validation.
5. The CCC of the Core CCR or the Core TSOs shall provide the NEMOs with the validated flow-based parameters of the Core CCR. In case the allocation mechanism expects ATCs for each bidding-zone border, the CCC or the Core TSOs shall derive these from the coordinated flow-based parameters and provide it to the NEMOs.
6. The Core TSOs shall review the frequency of recalculation two years after the implementation of the capacity calculation for the intraday market timeframe by performing a cost-benefit analysis on the Core CCR.

METHODOLOGIES FOR CALCULATION OF THE INPUTS

Article 6 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 6(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 6(1) and from the list of contingencies as defined in Article 6(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:
 - d. 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 14 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;
 - e. the CNECs of the initial pool that are significantly influenced by the RAs defined in Article 12, 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;
 - f. the CNECs of the initial pool that are neither described in Article 6(4)(a) nor Article 6(4)(b). The CNECs of this category will not be taken into account in the intraday common capacity calculation.
5. In case a TSO decides to keep a CNEC within the list described in Article 6(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 23.
6. In case a TSO decides to exclude a CNEC within the list described in Article 6(4)(a) which is significantly influenced by the changes in bidding zone net positions, the respective TSO shall provide to Core regulatory authorities in the monitoring report defined in Article 23 a clear description of the specific situation that lead to this decision.

-
7. In response to Article 21(1)(b)(ii) of the CACM Regulation, Core TSOs shall aim to 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 6(4)(a).

Article 7 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:
- d. 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.
 - e. 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.
 - f. 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 10 and final adjustment value (*FAV*) in accordance with Article 8.
 - g. 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 8 Final Adjustment Value

1. The maximum admissible power flow on a CNE may be increased or decreased by *FAV*, where
- d. positive values of *FAV* (given in MW) reduce the available margin on a CNE while negative values increase it;
 - e. *FAV* can be set by the responsible TSO during the validation process in accordance with Article 20;
 - f. in case a TSO decides to use *FAV* during the common capacity calculation, the respective TSO shall provide to Core regulatory authorities with a clear description of the specific situation that lead to this decision in the monitoring report defined in Article 23.

Article 9 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. External constraints are determined by Core TSOs and taken into account during the intraday capacity calculation.

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.
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-1 and ID ICGMs, 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.
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.
5. A TSO may discontinue the usage of an external constraint as described in Article 9(2), 9(3) and 9(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 10 Reliability margin methodology

1. The intraday common capacity calculation methodology Proposal is based on forecast models of the transmission system. 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 *FRMs* are calculated in a two-step approach:
 - d. in a first step, for each market time unit of the observatory period, the CGMs used in the intraday common capacity calculation 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 12. 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 CGM. The power flows of the latter modified CGM are computed (F_{ref}) and then adjusted to realised commercial exchanges inside the Core CCR with the *PTDFs* calculated during the intraday common capacity calculation as described in Article 14. Consequently, the same commercial exchanges in the Core CCR are taken into account when comparing the power flows based on the intraday 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

The power flows on each CNEC of the Core CCR, as expected with the intraday 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;

- e. 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 10(2)(b)(i) or 10(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:
 - d. Core external transactions (out of Core CCR control: both between Core CCR and other CCRs as well as among TSOs outside the Core CCR);
 - e. generation pattern including specific wind and solar generation forecast;
 - f. generation shift key;
 - g. load forecast;
 - h. topology forecast;
 - i. unintentional flow deviation due to the operation of load frequency controls; and
 - j. 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 intraday common capacity calculation in the annual review as defined in Article 21.

Article 11 Generation shift keys methodology

1. In accordance with Article 24 of the CACM Regulation, Core TSOs developed the following methodology to determine the common GSK:
 - d. 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 GSK;

-
- e. each Core TSO shall aim to find a GSK that minimizes the error of dispatch forecast;
 - f. Core TSOs shall define a constant generation shift key per market time unit;
 - g. 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:
 - d. generation shift keys proportional to the actual generation and potentially consumption in the CGM used in the intraday common capacity calculation for each market time unit;
 - e. generation shift keys for each market time unit with fixed values based on the CGM used in the intraday common capacity calculation and based on the maximum and minimum net positions of their respective bidding zones; or
 - f. generation shift keys with fixed values based on the CGM used in the intraday common capacity calculation 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.

Article 12 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 intraday 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 common capacity calculation takes non-costly RAs into account. These RAs can be:
 - d. changing the tap position of a phase shifting transformer (PST);
 - e. 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) of the CACM Regulation, 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 13 Provision of the inputs

1. The TSOs of the Core CCR shall provide to the CCC before a certain deadline commonly agreed between the TSOs and the CCC the following inputs:
 - d. D-1 and ID IGMs respecting the methodology developed in accordance with Article 19 of the CACM Regulation;
 - e. critical network elements (CNEs) and contingencies in accordance with Article 6;
 - f. operational security limits in accordance with Article 7;
 - g. allocation constraints in accordance with Article 9;
 - h. flow reliability margin (*FRM*) in accordance with Article 10;
 - i. generation shift key (GSK) in accordance with Article 11; and

- j. remedial actions in accordance with Article 12.
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-1 and ID IGMs to create the CGMs respecting the methodology developed in accordance with Article 17 of the CACM Regulation.
4. The TSOs shall send for each time unit of the day the already allocated capacities (AAC) to the CCC.

DETAILED DESCRIPTION OF THE CAPACITY CALCULATION APPROACH

Article 14 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 6(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 CGM used in the intraday common capacity calculation and the *GSK* defined in accordance with Article 11.
2. The nodal *PTDFs* can be first calculated by subsequently varying the injection of each node defined in the *GSK* in CGM used in the intraday common capacity calculation. 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 *PTDFs* into zone-to-slack *PTDFs* 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

<i>PTDF_{zone-to-slack}</i>	matrix of zone-to-slack <i>PTDFs</i> (columns: bidding zones, rows: CNECs)
<i>PTDF_{node-to-slack}</i>	matrix of node-to-slack <i>PTDFs</i> (columns: nodes, rows: CNECs)
<i>GSK_{node-to-zone}</i>	matrix containing the <i>GSKs</i> of all bidding zones (columns: bidding zones, rows: nodes, sum of each column equal to one)

3. *PTDFs* may also be defined as zone-to-slack *PTDFs* or zone-to-zone *PTDFs*. 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 *PTDFs* 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
 \vec{NP}_i Core net position per bidding zone in the commercial situation i
 \vec{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 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 intraday common capacity calculation methodology Proposal shall describe the rules on the adjustment of power flows on critical network elements due to remedial actions:
 - d. 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 ;
 - e. the optimization shall be an automated, coordinated and reproducible process that applies RAs defined in accordance with Article 12; and
 - f. the applied RAs should be transparent to all TSOs, also of adjacent CCRs.

Article 16 Integration of HVDC interconnectors located within the Core

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 a 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 intraday common capacity calculation process introduced by the concept of EFB are twofold:
 - d. the impact of an exchange over the cross border HVDC interconnector is considered for all relevant CNECs;
 - e. 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 CGM used in the intraday common capacity calculation 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 CGM used in the intraday common capacity

calculation regarding forecast of non-Core exchanges and increase the degree of freedom for the market 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 FB parameters computed in the following sequential steps:
 - d. execution of the rules for previously allocated capacity;
 - e. only the constraints that are most limiting the net positions need to be respected in the market 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.

Article 19 Backup procedures

For the capacity calculation performed in the end of D-1 and during the day, where an incident occurs in the capacity calculation process and the CCC is unable to produce results, the CCC or TSOs of Core CCR where applicable, shall provide the NEMOs of the Core CCR with the last cross-zonal capacities calculated within Core CCR for the market time unit considered.

Article 20 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:
 - d. an occurrence of an exceptional contingency;
 - e. an exceptional situation where sufficient redispatch or countertrade potential may not be available, that is needed to ensure the minimum RAM on all CNECs and/or to ensure the inclusion of the day-ahead market results;
 - f. 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 20(1)(a) and 20(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 20(1)(c), a TSO may also request a common decision to launch the back-up procedure as defined in Article 19. In case the allocation requires ATC values, the validation could also be performed based on ATCs. In this case, a reduction of ATC in the relevant amount is applied.

-
4. Any reduction of cross-zonal capacities during the validation process will be communicated to market participants and justified to the Core regulatory authorities in accordance with Article 22 and Article 23, 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 20(3).

UPDATES AND DATA PROVISION

Article 21 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 22 Publication of data

Publication of data shall be in line with Article 3 of the CACM Regulation aiming at ensuring and enhancing the transparency and reliability of information and will be based on the definitions of Commission Regulation (EU) No 543/2013 on submission and publication of data in electricity markets.

Article 23 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.

IMPLEMENTATION

Article 24 Timescale for implementation of the Core flow-based intraday 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 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) to (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 authorities' approval of the methodology), the TSOs of the Core CCR shall implement the intraday capacity calculation methodology to launch the external parallel run no later than S2-2020 and S1-2021 as the go-live window for the market.
3. Until the intraday common capacity calculation is operational, the Core intraday capacities will be produced based on the left over capacity from the day-ahead common capacity calculation process.
4. After the implementation of the common capacity calculation methodology, Core TSOs are willing to work on 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 concept.
5. The deadlines defined in the above Article 24(2) 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.

LANGUAGE

Article 25 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.

**Návrh regionálních parametrů společné metodiky výpočtu
vnitrodenní 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

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

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 vnitrodenní kapacity“.
2. Návrh společné metodiky výpočtu vnitrodenní 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 vnitrodenních přeshraničních trzích. Pro tento účel nařízení stanoví požadavky na vypracování návrhu společné metodiky výpočtu vnitrodenní 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 vnitrodenní kapacity na cíle nařízení CACM popsán a je zde uveden níže. Návrh společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity obecně přispívá k plnění cílů článku 3 nařízení CACM.
5. Návrh společné metodiky výpočtu vnitrodenní 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 vnitrodenní 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 vnitrodenních alokací, a to ve shodný časový okamžik a transparentním způsobem.
6. Návrh společné metodiky výpočtu vnitrodenní 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 vnitrodenních trhů v mezích limitů provozní bezpečnosti.
7. Návrh společné metodiky výpočtu vnitrodenní 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 vnitrodenní 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 vnitrodenní 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 vnitrodenní kapacity hlavní zásady a hlavní procesy pro časový rámec vnitrodenních trhů. Návrh společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity umožňuje provozovatelům

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

10. Návrh společné metodiky výpočtu vnitrodenní 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 vnitrodenní kapacity zohlednili provozovatelé přenosových soustav 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 vnitrodenní 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 vnitrodenní 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 vnitrodenní 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 vnitrodenní 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 vnitrodenní kapacity regulačním orgánům regionu CCR Core.

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

OBEČNÁ USTANOVENÍ

Článek 1

Předmět a rozsah

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

Článek 2

Definice a výklad pojmů

1. Pro účely návrhu společné metodiky výpočtu vnitrodenní 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 a v nařízení Komise (EU) 543/2013. Kromě toho platí níže uvedené definice a zkratky:
 - d. „vyspělé hybridní propojení trhů“ (dále též „AHC“) znamená řešení, které plně zohledňuje vlivy sousedících regionů pro výpočet kapacity v průběhu přidělování kapacity;
 - e. „dostupná přenosová kapacita“ (dále též „ATC“) znamená přenosovou kapacitu, která zůstane k dispozici po alokaci a která respektuje provozní podmínky přenosové soustavy;
 - f. „subjekt zúčtování“ (dále též „BRP“) znamená účastníka trhu nebo jím určeného zástupce s odpovědností za odchylku účastníka;
 - g. „CCC“ je subjekt pro výpočet koordinované kapacity vymezený v článku 2(11) nařízení CACM;
 - h. „CCR“ je region pro výpočet kapacity vymezený v článku 2(3) nařízení CACM;
 - i. „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;
 - j. „CGM“ je společný model sítě stanovený v článku 2(2) nařízení CACM;
 - k. „CGMM“ je metodika společného modelu sítě tak, jak ji všichni provozovatelé přenosových soustav předložili všem regulačním orgánům dne 27. května 2016, v platném znění;
 - l. „CNE“ je kritický prvek sítě;
 - m. „CNEC“ je kritický prvek sítě s kontingencí;
 - n. „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;
 - o. Region Core CCR tvoří tyto provozovatelé 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., 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 Transeletrica S.A. („Transeletrica“), TransnetBW GmbH („TransnetBW“);

- p. „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;
- 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. „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;
- t. „vnější omezení“ (dále též „EC“) znamená maximální dovozní anebo vývozní omezení v dané nabídkové zóně;
- u. „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;
- v. „ FAV “ je konečná upravená hodnota;
- w. „oblast založená na fyzikálních tocích“ znamená soubor omezení, která vymezují kapacitu mezi zónami, vypočtenou podle přístupu založeného na fyzikálních tocích;
- x. „ F_{max} “ je maximální přípustný tok výkonu;
- y. „ F_i “ je očekávaný tok v obchodní situaci i ;
- z. „ F_{ref} “ je referenční tok;
- aa. „ F_{LTN} “ je očekávaný tok po dlouhodobých nominacích;
- bb. „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;
- cc. „ GSK “ je klíč pro rozložení výroby stanovený v článku 2(12) nařízení CACM;
- dd. „HVDC“ je vysokonapěťová stejnosměrná přenosová soustava;
- ee. „IGM“ je individuální model sítě stanovený v článku 2(1) nařízení CACM;
- ff. „ I_{max} “ je maximální přípustný proud;
- gg. „LTA“ jsou dlouhodobé přidělené kapacity;
- hh. „LTN“ jsou dlouhodobé nominace předložené účastníky trhu na základě LTA;
- ii. „zástupce pro spojování modelů“ ve smyslu definice v článku 20 CGMM;
- jj. „dvojice sousedících nabídkových zón“ znamenají nabídkové zóny se společnou obchodní hranicí;
- kk. „MTU“ je obchodní interval;
- ll. „MP“ je účastník trhu;
- mm. „NP“ je saldo;
- nn. „oblast předběžného řešení“ znamená konečný soubor závazných omezení pro přidělování kapacit po procesu předběžného řešení;
- oo. „proces předběžného řešení“ znamená zjištění a odstranění redundantních omezení z oblasti založené na fyzikálních tocích ze strany CCC;
- pp. „dříve přidělené kapacity“ znamenají dlouhodobé kapacity, které již byly přiděleny v dřívějších (ročních nebo měsíčních) časových rámcích;
- qq. „PST“ je transformátor s regulací fáze;
- rr. „ $PTDF$ “ je distribuční faktor přenosu elektřiny;

- ss. „PTR“ je fyzické přenosové právo;
- tt. „RA“ je nápravné opatření vymezené v článku 2(13) nařízení CACM;
- uu. „RAM“ je zbývajících disponibilní kapacita;
- vv. „RAO“ je optimalizace nápravného opatření;
- ww. „SA“ je stínová aukce vymezená v návrhu záložních postupů provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR v souladu s článkem 44 nařízení Komise (EU) 2015/1222;
- xx. „bilanční uzel“ znamená referenční uzel používaný pro stanovení matice *PTDF* tj. změna dodávky výkonu generátorů se projeví v absorbování této změny v bilančním uzlu;
- yy. „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;
- zz. „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);
- aaa. „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;
- bbb. „statický model sítě“ je výčet příslušných prvků sítě přenosové soustavy, včetně jejich elektrických parametrů;
- ccc. „*U*“ je referenční napětí;
- ddd. „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;
- eee. „zóna-bilanční uzel *PTDF*“ znamená distribuční faktor přenosu elektřiny při obchodní výměně mezi nabídkovou zónou a bilančním uzlem;
- fff. „zóna-zóna *PTDF*“ znamená distribuční faktor přenosu elektřiny při obchodní výměně mezi dvěma nabídkovými zónami;
- ggg. „preventivní nápravné opatření“ znamená nápravné opatření, uplatněné před výskytem kontingence;
- hhh. „PX“ je energetická burza pro spotové trhy;
- iii. „kurativní nápravné opatření“ znamená nápravné opatření, uplatněné po výskytu kontingence;
- jjj. označení x slouží pro skalár;
- kkk. označení \vec{x} slouží pro vektor;
- lll. označení x slouží pro matici.

2. V tomto návrhu společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity, nevyžaduje-li to kontext:
- d. jednotné číslo zahrnuje i číslo množné a naopak;
 - e. obsah a nadpisy jsou uvedeny pouze z praktických důvodů a neovlivňují výklad tohoto návrhu společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity; a
 - f. 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 vnitrodenní kapacity se vztahuje jen na výpočet vnitrodenní 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 vnitrodenní trh

Pro vnitrodenní trh se jednotlivé hodnoty kapacity mezi zónami pro každou zbývajících vnitrodenní obchodní interval budou vypočítávat s využitím společné metodiky výpočtu kapacity, a to k závěru dne D-1 anebo v průběhu dne dodávky, na základě předpovědi denního zatížení v prvním případě, nebo vnitrodenního zatížení v druhém případě, a též s využitím dalších aktualizovaných vstupních údajů.

Článek 5 Výpočet vnitrodenní kapacity

1. V souladu s článkem 14 nařízení CACM vypočítají provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR kapacity mezi zónami pro každou hranici nabídkové zóny regionu Core CCR.
2. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR poskytnou včasným způsobem subjektu pro výpočet koordinované kapacity nejaktuálnější údaje o přenosových soustavách pro první výpočet vnitrodenní kapacity prováděný k závěru dne D-1 i pro druhý výpočet vnitrodenní kapacity prováděný během dne.
 - a. pokud se to v průběhu zavádění projektu prokáže jako funkční a s přidanou hodnotou, budou se během dne D provádět doplňující výpočty.
 - b. cílem společné metodiky vnitrodenní kapacity je provádění vícenásobných přepočtů během jednoho dne. Počet takových přepočtů je nutno posuzovat z hlediska jejich proveditelnosti a efektivity.
 - c. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pomocí následujícího postupu dále rozpracují přístup sloužící k nastavení doplňujících výpočtů vnitrodenní kapacity prováděných v průběhu dne:
 - i. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR předloží v Q1 2018 regulačním orgánům „Zprávu provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR o výstupech“.
 - ii. ve zprávě o výstupech budou zařazeny a specifikovány tyto kroky:
 1. posouzení a definování možností,
 2. lhůta a metoda (metody) pro provádění experimentálního ověření a studie;
 - d. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zformulují závěry k finalizaci metodiky, prokonzultují ji s účastníky trhu a předloží návrh aktualizované metodiky regulačním orgánům;
 - e. regulační orgány schválí návrh aktualizovaného znění.
3. Proces výpočtu vnitrodenní kapacity zahrnuje metodiku optimalizace nápravných opatření, zaměřenou na zjišťování optimální bezpečné kapacity, a to na základě vstupních údajů, které poskytnou provozovatelé přenosových soustav.
4. Subjekty pro výpočet koordinované kapacity definují parametry založené na fyzikálních tocích pro každý obchodní interval až do první nezajištěné situace. Tyto hodnoty budou předány provozovatelům přenosových soustav regionu Core CCR k validaci.
5. Subjekty pro výpočet koordinované kapacity regionu Core CCR nebo provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR poskytnou nominovaným organizátorům trhu s elektřinou validované parametry založené na fyzikálních tocích za region Core CCR. Pokud mechanismus přidělování předpokládá pro každou z hranic nabídkových zón dostupné přenosové kapacity (ATC), odvodí je

subjekty pro výpočet koordinované kapacity nebo provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR z koordinovaných parametrů založených na fyzikálních tocích a poskytnou je nominovaným organizátorům trhu s elektřinou.

6. Dva roky po zavedení výpočtu kapacit pro vnitrodenní časový rámec provedou provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR přezkum četnosti přepočtů, a to formou analýzy nákladů a přínosů pro region Core CCR.

METODIKY PRO VÝPOČET VSTUPNÍCH ÚDAJŮ

Článek 6 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 6(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 6(1) a podle seznamu kontingencí definovaného v článku 6(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:
 - d. 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 14 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;
 - e. prvky CNEC z prvotní skupiny, které jsou významně ovlivněny opatřeními RA vymezenými v článku 12, 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;
 - f. prvky CNEC z prvotní skupiny, které nejsou vymezeny ani v článku 6(4)(a), ani v článku 6(4)(b). Prvky CNEC této kategorie se nevezmou v úvahu při společném výpočtu vnitrodenní kapacity.

5. Pokud se některý provozovatel přenosové soustavy rozhodne ponechat v seznamu vymezeném v článku 6(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 23.
6. Pokud se některý provozovatel přenosové soustavy rozhodne vyjmout ze seznamu vymezeném v článku 6(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 23.
7. V reakci na článek 21(1)(b)(ii) nařízení CACM si provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vytknou cíl 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 6(4)(a).

Článek 7 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:
 - d. 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;
 - e. 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.
 - f. I_{max} se nesnižuje o žádnou bezpečnostní zálohu, jelikož veškeré neurčitosti při společném výpočtu kapacity jsou pro jednotlivé prvky CNEC kryty spolehlivostní rezervou založenou na fyzikálních tocích (*FRM*) v souladu s článkem 10, a dále konečnou upravenou hodnotou (*FAV*) v souladu s článkem 8.
 - g. 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 CNET.

Článek 8 Konečná upravená hodnota

1. Maximální přípustný tok výkonu na prvku CNE lze zvyšovat nebo snižovat uplatněním konečné upravené hodnoty (*FAV*), kde

- d. kladné hodnoty konečné upravené hodnoty *FAV* (v MW) snižují disponibilní zálohu na prvku CNE, zatímco její záporné hodnoty ji zvyšují;
- e. *FAV* může být stanovena odpovědným provozovatelem přenosové soustavy během validačního procesu v souladu s článkem 20;
- f. Pokud se některý provozovatel přenosové soustavy rozhodne při společném výpočtu vnitrodenní 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 23.

Článek 9 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. Vnější omezení stanoví provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR a berou se v úvahu při výpočtu vnitrodenní kapacity.
2. Provozovatel přenosové soustavy může využít vnější omezení, aby se vyhnul situacím vedoucím k problémům se stabilitou v síti, zjištěným studiemi dynamiky systému, podléhajících nejméně jednou ročně přezkumu.
3. Provozovatel přenosové soustavy může využít vnější omezení, aby předešel situacím, které jsou příliš vzdálené referenčním tokům tekoucím v modelech D-1 a ID 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.
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.
5. Provozovatel přenosové soustavy může ukončit využívání vnějšího omezení vymezeného v člancích 9(2), 9(3) a 9(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 10 Metodika spolehlivostních rezerv

1. Návrh společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity je založen na předpovědních modelech přenosové soustavy. 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 založené na fyzikálních tocích *FRM* vypočítávají podle přístupu o dvou krocích:
 - d. v rámci prvního kroku se pro každý obchodní interval během sledovaného období aktualizují společné modely sítě (CGM) používané při společném výpočtu kapacity, a to 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 12. 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 CGM. Toky výkonu pro takto modifikovaný model CGM se vypočtou (F_{ref}), a pak upraví podle realizovaných obchodních výměn uvnitř regionu Core CCR, s uplatněním distribučního faktoru přenosu elektřiny $PTDF$, vypočtených během společného výpočtu vnitrodenní kapacity vymezeného v článku 14. Následně se vezmou v úvahu stejné obchodní výměny v regionu Core CCR při srovnání toků výkonu na základě společného výpočtu vnitrodenní kapacity s toky při situaci v reálném čase. Tyto kroky se nazývají očekávané toky (F_{exp}), viz Rovnice 2.

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

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 vnitrodenní 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;

- e. 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 být:
 - 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 10(2)(b)(i) nebo 10(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 nastaví 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:
 - d. 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);
 - e. skladba výroby, včetně specifické předpovědi pro výrobu v solárních a větrných elektrárnách;
 - f. klíč pro rozložení výroby;
 - g. předpověď zatížení;
 - h. předpověď topologie;
 - i. neúmyslná odchylka toků způsobená řízením výkonové rovnováhy a frekvence;
 - j. 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 21 provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vyhodnotí možná zkvalitnění vstupních údajů pro společný výpočet vnitrodenní kapacity.

Článek 11 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 (GSK):
 - d. 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 (GSK);
 - e. cílem každého provozovatele přenosové soustavy regionu Core CCR bude nalézt klíč pro rozložení výroby, který minimalizuje chybu předpovědi povelování;
 - f. provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vymezí konstantní klíč pro rozložení výroby připadající na obchodní interval;
 - g. 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:
 - d. klíče pro rozložení výroby přiměřené skutečné výrobě a potenciální spotřebě v modelu CGM použitým při společném výpočtu vnitrodenní kapacity pro každý obchodní interval;
 - e. klíče pro rozložení výroby pro jednotlivé obchodní intervaly s pevně stanovenými hodnotami založenými na modelu CGM použitým při společném výpočtu vnitrodenní kapacity a založenými na maximálních a minimálních saldech jejich příslušných nabídkových zón; nebo
 - f. klíče pro rozložení výroby s pevně stanovenými hodnotami založenými na modelu CGM použitým při společném výpočtu vnitrodenní kapacit pro každý obchodní interval.
3. V průběhu různých zaváděcích fází bude současná metodika klíčů pro rozložení výroby průběžně testována a zdokonalována s cílem budoucí maximálně možné míry harmonizace.

Článek 12 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 vnitrodenní 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 kapacity berou v úvahu nákladově úsporná nápravná opatření. Tato nápravná opatření mohou být:
 - d. změna pozice odboček u transformátorů s regulací fáze (PST);
 - e. topologické opatření: rozepínání a spínání (jednoho nebo více) u vedení, kabelu, příčného spínače přípojnic, nebo spínání jednoho nebo více prvků sítě z jedné přípojnice na druhou
5. V souladu s článkem 25(6) nařízení CACM 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 13 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:
 - d. Modely sítě typu D-1 a ID IGM respektující metodiku vyvinutou v souladu s článkem 19 nařízení CACM;
 - e. kritické prvky sítě (CNE) a kontingence v souladu s článkem 6;
 - f. limity provozní bezpečnosti v souladu s článkem 7;
 - g. omezení pro přidělování v souladu s článkem 9;
 - h. spolehlivostní rezervy založené na tocích (*FRM*) v souladu s článkem 10;
 - i. klíč pro rozložení výroby (*GSK*) v souladu s článkem 11;
 - j. nápravná opatření v souladu s článkem 12.
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-1 a ID IGM, a vytvoří tak modely typu 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 již přidělené kapacity (AAC).

PODROBNÝ POPIS PŘÍSTUPU K VÝPOČTU KAPACITY

Článek 14 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 6(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 CGM použitým při společném výpočtu vnitrodenní kapacity a klíče pro rozložení výroby *GSK* vymezeného v souladu s článkem 11.
2. Uzlový faktor *PTDFs* je počítáný prostřednictvím změn výše dodávek do jednotlivých uzlů definovaných v klíči pro rozložení výroby *GSK* v modelu CGM použitým při společném výpočtu vnitrodenní kapacit. 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* 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 <i>PTDFs</i> (sloupce: nabídkové zóny, řádky: prvky CNEC)
$PTDF_{node-to-slack}$	matice uzel-bilanční uzel <i>PTDFs</i> (sloupce: nabídkové zóny, řádky: prvky CNEC)
$GSK_{node-to-zone}$	matice obsahující klíče pro rozložení výroby <i>GSKs</i> všech nabídkových zón (sloupce: nabídkové zóny, řádky: uzly, součet každého sloupce je roven jedné)

3. Korekční faktory za přenos elektřiny při obchodní výměně *PTDFs* lze také definovat buď jako faktory 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

- 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.
- Očekávaný tok 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

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

- V souladu s článkem 21(1)(b)(iv) nařízení CACM tento návrh společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity uvede popis pravidel pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření:
 - 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;
 - optimalizace bude automatizovaný, koordinovaný a replikovatelný proces, který uplatňuje nápravná opatření (RA) v souladu s článkem 12;
 - uplatněná nápravná opatření (RA) musí být transparentní pro všechny provozovatele přenosových soustav i pro sousedící regiony pro výpočet kapacity.

Článek 16 Integrace 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 vysokonapětové 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 (oblastí 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 vysokonapětového 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 vnitrodenní kapacity zaváděné podle metodiky EFB jsou dvojího druhu:
 - d. dopad výměny prostřednictvím přeshraničního vysokonapětového stejnosměrného propojovacího vedení se zohledňuje pro všechny relevantní prvky CNEC;
 - e. odstávka vysokonapětového 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 vysokonapětového stejnosměrného propojovacího vedení do procesu založeného na fyzikálních tocích se doplní dva virtuální rozbočovače na střídačích přeshraničního vysokonapětového stejnosměrného propojovacího vedení. Tyto rozbočovače reprezentují dopad výměny prostřednictvím přeshraničního vysokonapětového 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 vysokonapětové stejnosměrné propojovací vedení. Odstávku propojovacího vedení je tudíž nutno modelovat jako stav N-1, přičemž zohlednění odstávky vysokonapětového 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 CGM použitým při společném výpočtu vnitrodenní kapacity 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 zbývajících disponibilních kapacitách *RAM* prostřednictvím referenčního toku F_{ref} přes všechny prvky CNEC (viz též Rovnice 6 a 7). Tyto předpoklady jako takové ovlivní (zvýší nebo sníží) zbývajících disponibilních kapacit *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 CGM použitým při společném výpočtu vnitrodenní kapacity, pokud jde o předpověď výměn v regionech mimo region Core CCR, a zvýšila by se míra volnosti pro vnitrodenní 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:
 - d. plnění pravidel pro dříve přidělené kapacity;
 - e. při vnitrodenním propojení trhů je nutno respektovat pouze omezení, která jsou nejvíc limitující pro salda; neredundantní omezení (nebo oblast „předběžného řešení“). Respektováním takovéto oblasti „předběžného řešení“ kromě toho obchodní výměny respektují také všechna ostatní omezení. Redundantní omezení jsou identifikována a odstraněna subjektem pro výpočet koordinované kapacity prostřednictvím tzv. procesu „předběžného řešení“.

Článek 19 Záložní postupy

V případě, že u výpočtu kapacity prováděného k závěru dne D-1 a během dne dojde během procesu výpočtu kapacity k výskytu incidentu a že subjekt pro výpočet koordinované kapacity není schopen vyprodukovat výsledky, poskytne subjekt pro výpočet koordinované kapacity nebo podle okolností provozovatelé přenosových soustav nominovaným organizátorům trhu s elektřinou poslední kapacity mezi zónami vypočtené v regionu Core CCR pro daný obchodní interval.

Článek 20 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:

- d. výskyt výjimečné kontingence;
 - e. výjimečná situace, za níž nemusí být dostupný dostatečný potenciál pro redispečink nebo protibchod, potřebný pro zajištění minimální zbývající disponibilní kapacity *RAM* na všech prvcích CNEC anebo pro zajištění toho, aby byly zahrnuty výsledky denních trhů;
 - f. 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 20(1)(c) může provozovatel přenosové soustavy také požádat o společné rozhodnutí o zahájení záložního postupu vymezeného v článku 19. Pokud jsou pro přidělení potřebné hodnoty dostupné přenosové kapacity (ATC), lze validaci provést také na základě ATC. V takovém případě se uplatní snížení ATC v příslušném objemu.
 4. Jakékoli snížení kapacit mezi zónami během procesu validace bude sděleno účastníkům trhu a odůvodněno regulačním orgánům regionu Core CCR v souladu s článkem 22, respektive článkem 23.
 5. Regionální subjekt pro výpočet koordinované kapacity bude během procesu validace provádět koordinaci se sousedícími subjekty pro výpočet koordinované kapacity. Provozovatelům přenosových soustav regionu Core CCR budou sousedícími 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 20(3).

AKTUALIZACE A POSKYTOVÁNÍ ÚDAJŮ

Článek 21 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 22 Zveřejňování údajů

Zveřejňování údajů se bude dít v souladu s článkem 3 nařízení CACM s cílem zajištění a posílení transparentnosti a spolehlivosti informací a bude prováděno na základě ustanovení nařízení Komise (EU) 543/2013 o předkládání a zveřejňování údajů na trzích s elektřinou.

Článek 23 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.

ZAVEDENÍ:

Článek 24 Harmonogram zavedení metodiky výpočtu vnitrodenní 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 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) až (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 metodiku výpočtu vnitrodenní kapacity tak, že ke spuštění paralelního provozu dojde nejpozději v S2-2020 a S1-2021 jakožto vhodném termínu pro zavedení do ostrého provozu pro trh.
3. Po dobu do uvedení společného výpočtu vnitrodenní kapacity do provozu budou vnitrodenní kapacity regionu Core CCR připravovány na základě zůstatkové kapacity procházející z procesu společného výpočtu denní kapacity.
4. Po zavedení společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity hodlají provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pracovat na 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).
5. Termíny vymezené výše v článku 24(2) 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.

JAZYK

Článek 25 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.

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 1242/2017 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

