



**Regionální parametry společné metodiky výpočtu
vnitrodenní kapacity vypracované provozovateli
přenosových soustav regionu Core CCR v souladu s
článkem 20 a násl. nařízení Komise (EU) 2015/1222 ze dne
24. července 2015**

4. června 2018

Obsah

Preambule,	3
Obecná ustanovení	4
Článek 1 Předmět a rozsah.....	4
Článek 2 Definice a výklad pojmů	4
Článek 3 Platnost této metodiky.....	7
Článek 4 Kapacity mezi zónami pro vnitrodenní trh	7
Článek 5 Výpočet vnitrodenní kapacity	8
Metodiky pro výpočet vstupních údajů	8
Článek 6 Metodika výběru kritických prvků sítě a kontingencí	8
Článek 7 Metodika stanovení limitů provozní bezpečnosti.....	10
Článek 8 Konečná upravená hodnota	12
Článek 9 Metodika omezení pro přidělování	12
Článek 10 Metodika spolehlivostních rezerv	13
Článek 11 Metodika klíčů pro rozložení výroby	15
Článek 12 Metodika nápravných opatření při výpočtu kapacity	16
Podrobný popis přístupu k výpočtu kapacity.....	17
Článek 13 Matematický popis přístupu k výpočtu kapacity	17
Článek 14 Pravidla pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření.....	19
Článek 15 Integrace vysokonapěťových stejnosměrných propojovacích vedení umístěných v regionu Core CCR	21
Článek 16 Zohlednění hranic regionů mimo region Core CCR	22
Článek 17 Výpočet konečné oblasti založené na fyzikálních tocích.....	22
Článek 18 Záložní postupy.....	23
Článek 19 Metodika validace kapacit.....	23
Aktualizace a poskytování údajů	24
Článek 20 Přezkumy a aktualizace	24
Článek 21 Zveřejňování údajů	25
Článek 22 Sledování a údaje pro regulační orgány	26
Zavedení.....	27
Článek 23 Harmonogram zavedení metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity založené na fyzikálních tocích pro region Core CCR	27
Jazyk	28
Článek 24 Jazyk.....	28

PREAMBULE,

1. Tento dokument představuje metodiku vytvořenou provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR v souvislosti se společnou metodikou 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“). Tato metodika se zde dále označuje názvem „společná metodika výpočtu vnitrodenní kapacity“.
2. Společná metodika 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 trzích mezi zónami. Pro tento účel nařízení stanoví požadavky na vypracování společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity, jež zajistí efektivní, transparentní a nediskriminační přidělování kapacity.
3. Dle článku 9(9) nařízení CACM musí být předpokládáný dopad společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity na cíle nařízení CACM popsán a je zde uveden níže. Navržená společná metodika výpočtu vnitrodenní kapacity obecně přispívá k plnění cílů článku 3 nařízení CACM.
4. Společná metodika 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.
5. Společná metodika 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.
6. Společná metodika 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.
7. Společná metodika výpočtu vnitrodenní kapacity je nastavena tak, aby zajišťovala spravedlivé a nediskriminační zacházení s provozovateli přenosových soustav (dále též „PPS“), 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 schválených příslušnými národními regulačními orgány.
8. Pokud jde o cíl transparentnosti a spolehlivosti informací (článek 3(f) nařízení CACM), stanoví společná metodika výpočtu vnitrodenní kapacity hlavní zásady a hlavní procesy pro časový rámec vnitrodenních trhů. Společná metodika 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.

-
9. Společná metodika 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.
 10. Při vypracovávání 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.).
 11. Na závěr, společná metodika 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.
 12. Závěrem lze říci, že společná metodika výpočtu vnitrodenní kapacity přispívá k obecným cílům nařízení CACM způsobem, který je prospěšný pro všechny účastníky trhu i pro koncové spotřebitele elektrické energie.

PŘEDKLÁDAJÍ NÁSLEDUJÍCÍ SPOLEČNOU METODIKU VÝPOČTU VNITRODENNÍ KAPACITY REGULAČNÍM ORGÁNŮM REGIONU CORE CCR:

OBECNÁ USTANOVENÍ

Článek 1

Předmět a rozsah

Společná metodika výpočtu vnitrodenní kapacity se považuje za metodiku provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR předkládanou 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 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, zkratky a označení:
 1. „AAC“ je již přidělená kapacita, která byla alokována jako výstup z nejnovějšího společného výpočtu kapacity v regionu Core CCR;
 2. „vyspělé hybridní propojení trhů“ (dále též „AHC“) znamená řešení, které plně zohledňuje vlivy sousedících regionů pro výpočet kapacity v průběhu přidělování kapacity;
 3. „dostupná přenosová kapacita“ (dále též „ATC“) znamená přenosovou kapacitu, která zůstane k dispozici po provedeném postupu přidělování a která respektuje provozní podmínky přenosové soustavy;
 4. „CCC“ je subjekt pro výpočet koordinované kapacity vymezený v článku 2(11) nařízení CACM;
 5. „CCR“ je region pro výpočet kapacity vymezený v článku 2(3) nařízení CACM;
 6. „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 integrálního plánovacího procesu;

-
7. „CGM“ je společný model sítě stanovený v článku 2(2) nařízení CACM;
 8. „CGMM“ je metodika společného modelu sítě podle článku 17 nařízení CACM;
 9. „CNE“ je kritický prvek sítě;
 10. „CNEC“ je kritický prvek sítě s kontingencí;
 11. „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;
 12. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR jsou 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“);
 13. „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 propojovacími vedením a první rozvodnou, na kterou jsou připojena nejméně dvě vnitrostátní přenosová vedení;
 14. „D-1“ znamená denní (ve smyslu „1 den před dnem obchodní dodávky“);
 15. „vnější omezení“ znamená maximální dovozní anebo vývozní omezení v dané nabídkové zóně;
 16. „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;
 17. „FAV“ je konečná upravená hodnota;
 18. „oblast založená fyzikálních tocích“ znamená soubor omezení, která vymezují kapacitu mezi zónami, vypočtenou podle přístupu založeného na fyzikálních tocích;
 19. „ F_{max} “ je maximální přípustný tok výkonu;
 20. „ F_i “ je očekávaný tok v obchodní situaci i ;
 21. „ F_{ref} “ je referenční tok;
 22. „spolehlivostní rezerva založená na fyzikálních tocích“ (dále „FRM“) znamená spolehlivostní rezervu vymezenou v článku 2(14) nařízení CACM, uplatněnou u kritického prvku sítě (CNE) s použitím přístupu založeného na fyzikálních tocích;
 23. „GSK“ je klíč pro rozložení výroby stanovený v článku 2(12) nařízení CACM;
 24. „HVDC“ je vysokonapěťová stejnosměrná přenosová soustava;
 25. „IGM“ je individuální model sítě stanovený v článku 2(1) nařízení CACM;
 26. „ I_{max} “ je maximální přípustný proud;
 27. „zástupce pro spojování modelů“ ve smyslu definice v článku 20 CGMM;
 28. „dvojice sousedících nabídkových zón“ znamenají nabídkové zóny se společnou obchodní hranicí;
 29. „MTU“ je obchodní interval;
 30. „MP“ je účastník trhu;

-
31. „NP“ je saldo;
 32. „oblast předběžného řešení“ znamená konečný soubor závazných omezení pro přidělování kapacit po procesu předběžného řešení;
 33. „proces předběžného řešení“ znamená zjištění a odstranění redundantních omezení z oblasti založené na fyzikálních tocích ze strany CCC;
 34. „PST“ je transformátor s regulací fáze;
 35. „PTDF“ je korekční faktor za přenos elektřiny;
 36. „RA“ je nápravné opatření vymezené v článku 2(13) nařízení CACM;
 37. „RAM“ je zbývajících disponibilní záloha;
 38. „RAO“ je optimalizace nápravného opatření;
 39. „bilanční uzel“ znamená referenční uzel používaný pro stanovení matrice **PTDF** tj. změna dodávky výkonu generátorů je následována absorbováním této změny dodávky výkonu na bilančním uzlu;
 40. „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);
 41. „standardní hybridní propojení trhů“, znamená řešení pro zachytávání vlivu výměn s nabídkovými zónami mimo region Core CCR na prvcích CNEC, který není výslovně zohledněn během fáze přidělování kapacity;
 42. „statický model sítě“ je výčet příslušných prvků sítě přenosové soustavy, včetně jejich elektrických parametrů;
 43. „U“ je referenční napětí;
 44. „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;
 45. „zóna-bilanční uzel PTDF“ znamená korekční faktor za přenos elektřiny při obchodní výměně mezi nabídkovou zónou a bilančním uzlem;
 46. „zóna-zóna PTDF“ znamená korekční faktor za přenos elektřiny při obchodní výměně mezi dvěma nabídkovými zónami;
 47. „preventivní nápravné opatření“ znamená nápravné opatření, uplatněné před výskytem kontingence;
 48. „kurativní nápravné opatření“ znamená nápravné opatření, uplatněné po výskytu kontingence;
 49. označení x slouží pro skalár;
 50. označení \vec{x} slouží pro vektor;
 51. označení x slouží pro matici.
2. V této společné metodice výpočtu vnitrodenní kapacity, nevyžaduje-li to kontext:
 - a. jednotné číslo zahrnuje i číslo množné a naopak;
 - b. obsah a nadpisy jsou uvedeny pouze z praktických důvodů a neovlivňují výklad této společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity; a
 - c. jakýkoli odkaz na legislativu, nařízení, směrnice, příkazy, nástroje, kodexy nebo jakékoliv jiné zákonné normy zahrnuje jakékoliv úpravy, doplnění nebo novelizace jejich znění, které budou v danou dobu v platnosti.

Článek 3 Platnost této metodiky

Tato společná metodika 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 této metodiky.

Článek 4 Kapacity mezi zónami pro vnitrodenní trh

1. Pro časový rámec vnitrodenních trhů se vypočítávají jednotlivé hodnoty kapacity mezi zónami pro každý zbývajících vnitrodenní obchodní interval s použitím přístupu založeného na fyzikálních tocích podle vymezení ve společné metodice výpočtu vnitrodenní kapacity, v souladu s ustanovením článku 14 a 20 a násl. nařízení CACM.
2. Proces výpočtu kapacity lze zahájit jakmile jsou dokončeny nezbytné zpracovací procesy (tj. jednotné propojení denních trhů a příprava všech údajů pro koordinaci analýzy provozní bezpečnosti podle článku 75 SO GL.
3. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR budou poskytovat subjektu pro výpočet koordinované kapacity (CCC) bez zbytečného odkladu následující prvotní vstupní údaje: pro první výpočet vnitrodenní kapacity a pro následující opakované výpočty vnitrodenní kapacity mezi zónami.
 - a. Modely sítě typu D-1 a ID IGM respektující metodiku vyvinutou v souladu s článkem 19 nařízení CACM;
 - b. kritické prvky sítě (CNE) a kontingence v souladu s článkem 6;
 - c. limity provozní bezpečnosti v souladu s článkem 7;
 - d. omezení pro přidělování v souladu s článkem 9;
 - e. spolehlivostní rezervy založené na tocích (*FRM*) v souladu s článkem 10;
 - f. klíč pro rozložení výroby (GSK) v souladu s článkem 11;
 - g. nápravná opatření (RA) v souladu s článkem 12.
4. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR nebo subjekt jednající za PPS regionu Core CCR zašlou subjektu pro výpočet koordinované kapacity pro každý obchodní interval již přidělené kapacity (AAC).
5. 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).
6. Po obdržení modelů D-1 nebo ID IGM zástupce pro spojování modelů spojí tyto modely typu -2 IGM, a vytvoří tak modely typu D-1 nebo vnitrodenní CGM při respektování metodiky vyvinuté v souladu s článkem 17 nařízení CACM.
7. Pro společný výpočet vnitrodenní kapacity v regionu Core CCR prováděný subjektem pro výpočet koordinované kapacity se postupuje podle procesního toku vysoké úrovně o šesti krocích až do nastavení konečné oblasti založené fyzikálních tocích pro proces jednotného propojení vnitrodenních trhů:
 - a. za prvé jsou dodané vstupní údaje definované v článku 4(3) zařazeny do prvotního výpočtu založeného na fyzikálních tocích dle definice v článku 13, s přihlédnutím k referenční obchodní situaci, jehož výsledkem budou předběžné výsledky výpočtu kapacity;
 - b. po prvotním výpočtu založeném na fyzikálních tocích se ve druhém procesním kroku určí relevantní prvky CNEC pro následné kroky společného výpočtu kapacity na základě předběžných výsledků dle definice v článku 6;
 - c. po určení relevantních prvků CNEC se ve třetím procesním kroku vyberou nápravná opatření (RA), která vyplynou z optimalizace nápravných opatření stanovených v článku 14;

-
- d. jako čtvrtý krok se provede mezistupeň výpočtu založeného na fyzikálních tocích dle definice v článku 13, s přihlédnutím k již nominované kapacitě jako obchodní situaci a k aktualizovaným vstupním údajům, jež jsou výsledkem kroků popsaných v článku 4(7)(b) a 4(7)(c);
 - e. po mezistupni výpočtu založeného na fyzikálních tocích validují provozovatelé přenosových soustav výsledné kapacity mezi zónami podle definice v článku 19. Během tohoto procesu validace provádí subjekt pro výpočet koordinované kapacity (CCC) koordinaci se subjekty CCC v sousedících regionech pro výpočet kapacity dle definice v článku 19(7);
 - f. finální procesní krok je finální výpočet založený na fyzikálních tocích, kdy:
 - i. provede se nový výpočet založený na fyzikálních tocích dle definice v článku 17(1)(b), s přihlédnutím k již nominované kapacitě jako obchodní situaci a k aktualizovaným vstupním údajům, jež jsou výsledkem kroků popsaných v článku 4(7)(d) a 4(7)(e);
 - ii. v posledním kroku se uskutečňuje „proces předřešení“ dle definice v článku 17(1)(c);
8. Subjekty pro výpočet koordinované kapacity regionu Core CCR nebo provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR poskytnou nominovaným organizátorům trhu s elektřinou konečné parametry založené na fyzikálních tocích za region Core CCR a vnější omezení v souladu s článkem 9. Pokud mechanismus přidělování kapacity 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 finálních parametrů založených na fyzikálních tocích a poskytnou je nominovaným organizátorům trhu s elektřinou.
9. V souladu s článkem 58(1) nařízení CACM subjekty pro výpočet koordinované kapacity (CCC) a provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zajistí, aby kapacita mezi zónami byla poskytnuta nominovaným organizátorům trhu s elektřinou nejpozději 15 minut před dobou otevření brány pro přidělování vnitrodenní kapacity mezi zónami. Nicméně provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR mohou odmítnout poskytnout jakoukoli kapacitu mezi zónami, dokud nebude finalizován společný výpočet vnitrodenní kapacity podle popisu v článku 4(7) nebo neuplyne konečný termín 22,00 SE(L)Č dne D-1, podle toho která skutečnost nastane první.

Článek 5 Výpočet vnitrodenní kapacity

1. První výpočet vnitrodenní kapacity se provádí k závěru dne D-1 pro všechny obchodní intervaly dne D a druhý výpočet vnitrodenní kapacity se provádí během dne (tj. dne D) pro zbývající obchodní intervaly dne D.
 - a. pokud se to v průběhu prováděcí fáze projektu ukáže jako proveditelné a s přidanou hodnotou ve smyslu zvýšeného společenského prospěchu anebo zvýšené bezpečnosti sítě, provedou se během dne dodatečné přepočty vnitrodenní kapacity mezi zónami.
 - b. cílem společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity je provádění vícenásobných (tj. více než dvou) přepočtů během jednoho dne.
2. Dva roky po zavedení společné metodiky výpočtu kapacity pro vnitrodenní časový rámec provedou provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR přezkum četnosti přepočtů.

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. Tento seznam

se musí aktualizovat nejméně jednou ročně a v případě změn topologie sítě provozovatele přenosové soustavy v souladu s článkem 20. CNE je kritický prvek sítě, významně ovlivněný obchody mezi zónami regionu Core; tyto prvky jsou za určitých provozních podmínek nazývaných kontingence, předmětem dohledu. Prvkem CNE může být:

- prvek sítě mezi zónami; nebo
- interní prvek sítě.

Takovými prvky sítě mohou být nadzemní vedení, podzemní kabel nebo transformátor.

2. V souladu s článkem 23(1) nařízení CACM musejí provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR v analýze provozní bezpečnosti poskytnout seznam používaných kontingencí v souladu s článkem 33 SO GL, v rozsahu vymezeném jejich relevancí pro soubor prvků CNE vymezený v článku 6(1) a v souladu s článkem 23(2) nařízení CACM. Tento seznam se musí aktualizovat nejméně jednou ročně a v případě změn topologie sítě provozovatele přenosové soustavy v souladu s článkem 20.

Kontingencí může být vypnutí:

- vedení, kabelu nebo transformátoru;
- přípojnice;
- výrobní jednotky;
- zatížení;
- souboru výše uvedených kontingencí.

3. Přiřazování kontingencí k prvkům CNE se provádí podle seznamu CNE definovaného v článku 6(1) a podle seznamu kontingencí definovaného v článku 6(2). Řídí se pravidly nastavenými v článku 75 SO GL.
4. Do doby, než nabyde účinnosti a platnosti odpovídající metodika pro článek 75 SO GL, a v souladu s článkem 23(2) nařízení CACM bude přiřazování kontingencí k prvkům CNE vycházet z potřeb a provozních zkušeností každého PPS. Kontingence jednotlivých PPS budou přiřazovány k prvkům CNE příslušného PPS a každý PPS bude kontingence individuálně přiřazovat svým vlastním CNE v rámci své sledované oblasti.
5. Výsledkem procesu podle článku 6(3) nebo 6(4) bude prvotní skupina kritických prvků sítě a kontingencí (CNEC), sloužící k využití pro optimalizaci nápravného opatření (RAO) a při všech následných krocích společného výpočtu kapacity. Tato skupina zůstane po dobu výpočtu zafixována. Prvotní skupina prvků CNEC může být kontrolována před prvotním výpočtem na základě fyzikálních toků podle článku 6(6).
6. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR musejí rozlišovat mezi:
 - a. prvky CNEC v prvotní skupině, které subjekt pro výpočet koordinované kapacity označí za významně ovlivněné změnami v saldech nabídkových zón v souladu s článkem 29(3) nařízení CACM. Prvek sítě mezi zónami se vždy považuje za významně ovlivněný. Ostatní prvky CNEC mají maximální zóna-zóna korekční faktor za přenos elektřiny (*PTDF*) v souladu s článkem 13 vyšší než je hodnota společného mezního rámce 5 %. Hodnota tohoto mezního rámce je definována v souběhu s mezní hodnotou definovanou pro společný výpočet denní kapacity.

Prvky CNEC této kategorie se vezmou povinně v úvahu při každém z následných kroků společného výpočtu kapacity a určí kapacitu mezi zónami;
 - b. prvky CNEC z prvotní skupiny, u nichž se na základě zkušeností očekává ovlivnění nápravnými opatřeními (RA) vymezenými v článku 12 přičemž však nejsou významně ovlivněny změnami v saldech nabídkových zón podle článku 6(6)(a). Prvky CNEC této kategorie lze sledovat pouze během optimalizace nápravného opatření (RAO) a nesmějí omezit kapacitu mezi zónami;

-
- V souladu s článkem 14(2)(b) může být dodatečné zatížení prvků CNEC této kategorie, plynoucí z uplatnění RA, během RAO omezeno, zároveň se zabezpečením toho, že bude vždy akceptováno určité dodatečné zatížení maximálně do výše definovaného mezního rámce.
- Je nezbytné rozlišit výběr CNEC na dva dílčí procesy (optimalizace nápravného opatření (RAO) a následné kroky společného výpočtu kapacity) pro potřeby sledování vlivu RAO na určité elementy CNEC, jež jsou silně ovlivněny nápravnými opatřeními, avšak jen slabě ovlivněny výměnami mezi zónami, a to s ohledem na článek 3(c) nařízení CACM. Skupina prvků CNEC pro RAO a pro následné kroky společného výpočtu kapacity se může lišit. Nicméně skupina prvků CNEC pro následné kroky společného výpočtu kapacity musí být podskupinou prvků CNEC vzatých v úvahu pro RAO;
- c. prvky CNEC z prvotní skupiny, které nejsou uvedeny ani v článku 6(6)(a), ani v článku 6(6)(b). Prvky CNEC této kategorie se nevezmou v úvahu při společném výpočtu vnitrodenní kapacity.
7. Za výjimečné situace, jako například za extrémních povětrnostních podmínek, atypických podmínek fyzikálních toků, topologie nebo situace v síti, se může provozovatel přenosové soustavy rozhodnout upravit seznam prvků CNEC popsany v článku 6(6)(a) o jeden nebo více obchodních intervalů pokrývajících předpokládanou dobu trvání takové výjimečné situace.
- a. Pokud se některý provozovatel přenosové soustavy za výjimečné situace rozhodne ponechat v seznamu vymezeném v článku 6(6)(a) některý prvek CNEC, který není významně ovlivněn změnami v saldech nabídkových zón, musí takový provozovatel přenosové soustavy bez zbytečného odkladu informovat národní regulační orgány a poskytnout jim jednoznačný popis konkrétní situace s podrobnými informacemi např. o konkrétní situaci topologie nebo sítě, která k tomuto rozhodnutí vedla, a to ve zprávě o sledování vymezené v článku 24.
- b. Pokud se některý provozovatel přenosové soustavy za výjimečné situace rozhodne vyloučit ze seznamu vymezeného v článku 6(6)(a) některý prvek CNEC, který je významně ovlivněn změnami v saldech nabídkových zón, musí takový provozovatel přenosové soustavy bez zbytečného odkladu informovat regulační orgány regionu Core CCR a poskytnout jim jednoznačný popis konkrétní situace s podrobnými informacemi např. o konkrétní situaci topologie nebo sítě, která k tomuto rozhodnutí vedla, a to ve zprávě o sledování vymezené v článku 24.
8. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR budou zkoumat přidanou hodnotu pro zajištění minimální zbývající disponibilní zálohy před alokováním obchodních výměn, a kromě toho uplatní společný mezní rámec uvedený v článku 6(6)(a), v reakci na článek 21(1)(b)(ii) nařízení CACM a článek 1.7 Přílohy I nařízení (ES) 714/2009, a dále v souladu s články 3(a), 3(b) a 3(e) nařízení CACM s cílem podporovat společenský prospěch.
9. Provozovatelé přenosových soustav budou dále zkoumat hodnotu společného mezního rámce uváděného v článku 6(6)(a), včetně analýzy vycházející ze společenského prospěchu, a případně rámec upraví v souladu s výsledky vnitřních souběžných příprav podle článku 23(2).
10. Provozovatelé přenosových soustav provedou revizi a aktualizaci metodik určování prvků CNEC v souladu s článkem 20.

Článek 7 Metodika stanovení limitů provozní bezpečnosti

1. V souladu s článkem 23(1) nařízení CACM stanoví provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR limity provozní bezpečnosti používané v analýze provozní bezpečnosti prováděné v souladu s článkem 72 SO GL, Limity provozní bezpečnosti použité při společném výpočtu kapacity jsou stejné

jako v analýze provozní bezpečnosti, a proto nejsou potřebné žádné další popisy ve smyslu článku 23(2) nařízení CACM. Zejména:

- a. provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR musejí respektovat maximální přípustný proud (I_{max}) jakožto fyzický limit jednotlivého prvku CNE v souladu s politikou provozní bezpečnosti podle článku 25 SO GL. Maximální přípustný proud I_{max} lze definovat s použitím:
 - i. pevně stanovených limitů pro všechny obchodní intervaly v případě transformátorů a některých typů vodičů, které nejsou citlivé na podmínky okolního prostředí. To platí pro všechny PPS regionu Core CCR;
 - ii. pevně stanovených limitů pro všechny obchodní intervaly za určitou sezónu; Platí pro Amprion, APG, CREOS, ČEPS, ELIA, HOPS, MAVIR, RTE, SEPS, TenneT GmbH, TenneT B.V., Transelectrica a TransnetBW;
 - iii. hodnoty připadající na obchodní interval v závislosti na předpovědi počasí. Platí pro ČEPS, PSE, ELIA, TenneT GmbH, TenneT B.V., APG, ELES, 50Hertz, Amprion a RTE;
 - iv. pevně stanovených limitů pro všechny obchodní intervaly v případě konkrétních situací, kdy fyzický limit zohledňuje kapacitu zařízení rozvodny (jako je vypínač, proudový transformátor nebo odpojovač). To platí pro dílčí skupinu vedení následujících provozovatelů přenosových soustav: MAVIR, Transelectrica, PSE, SEPS, ČEPS, TransnetBW, APG, ELES, Amprion, HOPS, TenneT GmbH, TenneT B.V., a 50Hertz.
- b. v příslušných případech se maximální přípustný proud (I_{max}) definuje jako dočasný limit proudu prvku CNE v souladu s článkem 25 SO GL. Dočasný limit proudu znamená, že přetížení se připouští pouze na určitou omezenou dobu trvání.
- c. I_{max} se nesnižuje o žádnou bezpečnostní 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.
- d. hodnota F_{max} v MW definuje maximální přípustný tok výkonu na prvku CNE. F_{max} je vypočtena subjektem pro výpočet koordinované kapacity z maximálního přípustného proudu I_{max} podle této rovnice:

$$F_{max} = \sqrt{3} \times I_{max} \times U \times \cos(\varphi)$$

Rovnice 1

kde I_{max} je maximální přípustný proud (v kA) kritického prvku sítě (CNE), U je pevně stanovená hodnota referenčního napětí v kV pro každý prvek CNE a $\cos(\varphi)$ je účinník. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR musejí předpokládat, že podíl zatížení prvků CNE jalovým výkonem je zanedbatelný (tj. úhel $\varphi = 0$). Tudiž dělitel $\cos(\varphi)$ je roven 1, což znamená, že pro daný prvek se předpokládá zatížení pouze činným výkonem. Jakákoli významná odchylka od takového předpokladu se pokrývá FAV v souladu s článkem 19(1)(d);

2. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR se zaměří na určení maximálního přípustného proudu I_{max} za použití minimálně sezónních limitů podle článku 7(1)(a)(ii) a ideálně dynamické zatížitelnosti vedení podle článku 7(1)(a)(iii), až na případy, kdy se uplatní podmínky podle článků 7(1)(a)(i) nebo 7(1)(a)(iv).

-
3. Provozovatelé přenosových soustav provedou revizi a aktualizaci limitů provozní bezpečnosti v souladu s článkem 20.

Článek 8 Konečná upravená hodnota

1. Zbývající disponibilní zálohu (*RAM*) na prvku CNE lze zvyšovat nebo snižovat uplatněním konečné upravené hodnoty (*FAV*), kde
 - a. kladné hodnoty konečné upravené hodnoty *FAV* (v MW) snižují disponibilní zálohu na prvku CNE, zatímco její záporné hodnoty ji zvyšují;
 - b. *FAV* může být stanovena odpovědným provozovatelem přenosové soustavy během validačního procesu v souladu s článkem 19;
 - c. 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 22.

Článek 9 Metodika omezení pro přidělování

1. V souladu s článkem 23(3)(a) nařízení CACM a se zohledněním cílů popsanych v článku 3 nařízení CACM může být kromě aktivních limitů toků výkonu na prvcích CNE nezbytné udržovat omezení pro přidělování k udržení přenosové soustavy uvnitř limitů provozní bezpečnosti. V souladu s definicí v článku 2(6) nařízení CACM představují omezení pro přidělování opatření definovaná pro účely udržování přenosové soustavy uvnitř limitů provozní bezpečnosti. Některé z parametrů přenosové soustavy definované v článku 2(7) nařízení CACM, používané pro vyjádření limitů provozní bezpečnosti závisejí na výrobě nebo spotřebě v dané soustavě, a lze je proto uvést do vztahu k výrobě a zatížení. Vzhledem k tomu, že taková specifická omezení nelze reálně transformovat na maximální toky činného výkonu pro jednotlivé prvky CNE, musejí se zahrnovat jako omezení pro přidělování do společného výpočtu vnitrodenní kapacity a vyjadřují se jako maximální omezení příslušných nabídkových zón pro dovoz a vývoz. Omezení pro přidělování tohoto druhu se nazývají vnější omezení.
2. Vnější omezení stanoví provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR a berou se v úvahu při jednotném propojení vnitrodenních trhů spolu s limity toků výkonu pro prvky CNEC.
3. Tato vnější omezení se modelují jako omezení globálního salda (součet všech přeshraničních výměn za určitou nabídkovou zónu v rámci jednotného propojení vnitrodenních trhů), a omezují tak saldo příslušné nabídkové zóny ve vztahu ke všem regionům pro výpočet kapacity, zúčastněným na jednotném propojení vnitrodenních trhů.
4. V případě, že zavedení vnějšího omezení globálního salda v rámci jednotného propojení vnitrodenních trhů je technicky neproveditelné, vnější omezení se modelují jako omezení výpočtu kapacity mezi zónami v regionu Core CCR podle formulace v článku 17(2), čímž se vymezí limit salda regionu Core CCR pro příslušnou nabídkovou zónu.
5. 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. Toto platí pro provozovatele ELIA a TenneT B.V., pro všechny obchodní intervaly.
6. Provozovatel přenosové soustavy může využít vnější omezení, aby předešel situacím, které jsou příliš vzdálené referenčním tokům probíhajícím po síti v modelech D-1 a ID CGM, ve výjimečných případech by vyvolaly extrémní dodatečné toky na prvky sítě jako výsledek využívání linearizovaného klíče pro rozložení výroby a které by vedly k situaci, již by dotčení provozovatelé

přenosových soustav nemohli hodnotit jako bezpečnou. Toto platí pro provozovatele TenneT B.V., pro všechny obchodní intervaly.

7. Provozovatel přenosové soustavy může využít vnější omezení v případě modelu centrálního povelování, který vyžaduje provozní rezervu na udržování výkonové rovnováhy. Zavedená vnější omezení jsou obousměrná, se samostatnými hodnotami pro směr dovoz a vývoz, v závislosti na předpokládané situaci udržování výkonové rovnováhy. Toto platí pro provozovatele PSE, pro všechny obchodní intervaly.
8. Podrobnosti, odůvodnění použití a metodika týkající se výpočtu vnějších omezení podle vymezení v člancích 9(5), 9(6), a 9(7) jsou stanoveny v Příloze 1 společné metodiky výpočtu denní kapacity PPS regionu Core.
9. Provozovatel přenosové soustavy může ukončit využívání vnějšího omezení vymezeného v člancích 9(5), 9(6) a 9(7). Dotčený provozovatel přenosové soustavy takovou změnu oznámí regulačním orgánům regionu Core CCR a účastníkům trhu v předstihu nejméně jednoho měsíce přes jejím uskutečněním.
10. Provozovatelé přenosových soustav provedou revizi a aktualizaci omezení pro přidělování v souladu s článkem 20.

Článek 10 Metodika spolehlivostních rezerv

1. Společná metodika výpočtu vnitrodenní kapacity je založena na předpovědních modelech přenosové soustavy. Vstupní údaje se vytvářejí jeden den před datem dodání energie s využitím dostupných znalostí. V důsledku toho tyto výsledky podléhají nepřesnostem a neurčitostem. Účelem spolehlivostní rezervy je krýt riziko v míře vyvolávané těmito předpovědními chybami.
2. V souladu s článkem 22(1) nařízení CACM se spolehlivostní rezervy na kritické prvky (dále “FRM”) vypočítávají podle přístupu o třech krocích:
 - a. 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 (RA), 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 znovu vypočtou (F_{ref}), a pak upraví podle realizovaných obchodních výměn uvnitř regionu Core CCR, s uplatněním korekčního faktoru za přenos elektřiny $PTDF$, vypočteného na základě historického klíče pro rozložení výroby (GSK) a upraveného modelu CGM v souladu s metodikou vymezenou v článku 13. 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)

<i>PTDF</i>	matrice korekčního faktoru za přenos elektřiny
$\overrightarrow{NP}_{real}$	saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu ve skutečné obchodní situaci
$\overrightarrow{NP}_{ref}$	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 za pomoci analýzy kontingencí. Všechny odchylky pro všechny obchodní intervaly za roční sledovací období se statisticky vyhodnotí, a získá se tak pravděpodobnostní rozdělení;

- b. v rámci druhého kroku a v souladu s článkem 22(3) nařízení CACM se na základě zkušeností se stávajícími iniciativami propojování trhů založeného na tocích vypočtou 90. percentily pro pravděpodobnostní rozdělení u všech prvků CNEC. Znamená to, že provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR uplatní společnou míru rizika 10 %, tj. hodnoty *FRM* budou pokrývat 90 % historických chyb. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pak mohou buď:
 - i. přímo použít 90. percentil pravděpodobnostního rozdělení k určení *FRM* jednotlivých prvků CNEC. Znamená to, že jeden prvek CNE může mít odchylné hodnoty *FRM* v závislosti na související kontingenci. Tuto zásadu budou uplatňovat následující provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR: 50Hertz, Amprion, APG, CEPS, MAVIR, PSE, SEPS, Transelectrica, TenneT GmbH, TenneT B.V. a TransnetBW;
 - 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. Tuto zásadu budou uplatňovat následující provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR: ELES, Elia, CREOS, HOPS a RTE;
- c. jako možný třetí krok lze uplatnit provozní úpravu hodnot odvozenou podle článku 10(2)(b)(i) nebo 10(2)(b)(ii), která může zredukovat vypočítané hodnoty *FRM* na hodnotu v rozmezí 5 % až 20 % maximálního přípustného toku výkonu F_{max} vypočteného za normálních povětrnostních podmínek.
- d. Provozovatelé přenosových soustav budou dále zkoumat míru společného rizika uváděného v článku 10(2)(b) a případně rámcem upraví v souladu s výsledky vnitřních souběžných příprav podle článku 23(2).
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 ponechají pevné až do další aktualizace.
4. Před prvním provozním výpočtem hodnot *FRM* použijí provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR hodnoty rezerv *FRM* již provozně používaných v rámci stávajících iniciativ propojování trhů. Pokud tyto hodnoty nebudou k dispozici, určí provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR hodnoty *FRM* jako 10 % z maximálního přípustného toku výkonu F_{max} vypočteného za normálních povětrnostních podmínek.
5. V souladu s článkem 22(2) a (4) nařízení CACM kryjí rezervy *FRM* následující neurčitosti předpovědi:
 - a. transakce vně regionu Core CCR (mimo dosah řízení tímto regionem: mezi regionem Core CCR a dalšími regiony pro výpočet kapacity, a dále pouze mezi provozovateli přenosových soustav mimo region Core CCR);

-
- b. skladba výroby, včetně specifické předpovědi pro výrobu v solárních a větrných elektrárnách;
 - c. klíč pro rozložení výroby;
 - d. předpověď zatížení;
 - e. předpověď topologie;
 - f. nezáměrná odchylka toků způsobená fungováním zálohy pro automatickou regulaci frekvence; a
 - g. předpoklady pro výpočet kapacity založený na fyzikálních tocích, včetně linearit a modelování vnějších oblastí provozovatelů přenosových soustav (mimo region Core CCR).
6. Při ročním přezkumu vymezeném v článku 20 provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vyhodnotí možná zkvalitnění vstupních údajů pro společný výpočet vnitrodenní kapacity.
7. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zveřejní studii na základě prvního a druhého výročního vyhodnocení FRM a zkvalitnění vstupních údajů a postupu výpočtu kapacity založeného na fyzikálních tocích, a to dva a půl roku po zprovoznění společného výpočtu vnitrodenní kapacity na základě fyzikálních toků pro region Core CCR.

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):
- a. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vezmou v úvahu údaje o výrobě nebo zatížení dostupné ve společném modelu sítě (GGM) pro každý ze scénářů vypracovaných v souladu s článkem 18 nařízení CACM k výběru uzlů, které budou přispívat ke klíči pro rozložení výroby (GSK);
 - b. Každý provozovatel přenosové soustavy regionu Core CCR se zaměří na uplatňování klíče GSK, který se podobá dispečinku a odpovídající struktuře toků, čímž budou přispívat k minimalizaci spolehlivostních rezerv založených na tocích *FRMs*;
 - c. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vymezí konstantní klíč pro rozložení výroby připadající na obchodní interval;
 - d. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR spadající do stejné nabídkové zóny stanoví společnou metodiku, která převádí změnu salda v nabídkové zóně na konkrétní změnu výroby nebo zatížení ve společném modelu sítě.
2. Pro uplatňování této metodiky definují provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pro účely postupu výpočtu kapacity klíče pro rozložení výroby s pevně stanovenými hodnotami ovlivňovanými skutečnou výrobou nebo zatížením v modelu D-1 nebo ID CGM pro každý obchodní interval.
3. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR harmonizovali své metodiky stanovení klíčů GSK a zároveň je doplnili o některé vyhrazené charakteristiky k zohlednění specifik struktury výroby ve svých sítích.
- a. Všichni provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR sdílejí společná pravidla pro stanovení klíčů pro rozložení výroby;
 - i. Ve svém klíči GSK musí každý provozovatel přenosové soustavy používat flexibilní a kontrolovatelné výrobní jednotky dostupné v rámci sítě daného PPS (mohou nebo nemusí být provozované v modelu CGM).
 - ii. Jednotky, které z důvodu odstávky nebo údržby nejsou k dispozici, se nezahrnou.
 - iii. Klíč GSK se denně přezkoumává.
 - b. Někteří provozovatelé přenosových soustav vypracovali specifické metodiky, které řeší omezený objem flexibilních výrobních a spotřebních jednotek v rámci jejich sítě. Tyto

metodiky se uplatňují proto, aby se předešlo nereálnému příliš nízkému nebo nadměrnému zatěžování takových jednotek v extrémních importních a exportních scénářích.

- i. Pro Belgie je klíč GSK definován tak, aby pro vysoký objem importu do belgické nabídkové zóny byly všechny jednotky GSK ve stejný okamžik buď 0 MW nebo na své minimální úrovni výroby (včetně zálohy na rezervy). Pro vysoký objem exportu z belgické nabídkové zóny jsou všechny jednotky GSK ve stejný okamžik na své maximální úrovni výroby (včetně zálohy na rezervy).
 - ii. Pro Nizozemsko se provádí redispečink všech jednotek DSK poměrným způsobem na základě předdefinované maximální a minimální úrovni výroby pro každou aktivní jednotku, aby se tak zabránilo nereálným objemům výroby v předpokládaných v extrémních importních a exportních scénářích.
 - iii. Pro Chorvatsko, Maďarsko, Slovensko a Slovinsko se v klíči GSK berou v úvahu malé rozptýlené jednotky připojené na nižších napěťových hladinách, aby se tak dospělo k reálnějším strukturám toků, když dochází k posunu salda.
- c. Německo a Lucembursko
- i. Provozovatelé přenosových soustav v Německu a Lucembursku zabezpečují jeden společný klíč GSK pro celou nabídkovou zónu Německo-Lucembursko.
 - ii. Každý jednotlivý PPS zabezpečuje klíč, který zohledňuje specifika charakteristik výroby energie ve své vlastní síti;
 - iii. Klíče GSK specificky nastavené podle PPS se sloučí do jednotného klíče GSK, ve kterém se každému GSK specificky nastavenému podle PPS přidělí poměrná váha. Tato váhy zohledňují distribuci celkové výroby podmiňované trhem mezi provozovatele přenosových soustav.
4. Provozovatelé přenosových soustav budou dále zkoumat metodiku klíče pro rozložení výroby uváděnou v článku 11(2)(a) a 11(3) a případně ji upraví v souladu s výsledky interních souběžných příprav podle článku 23(2). Případná vylepšení se budou provádět postupem, který bude ve stále vyšší míře harmonizován.
5. Provozovatelé přenosových soustav provedou revizi a aktualizaci metodiky určování klíče GSK v souladu s článkem 20.

Článek 12 Metodika nápravných opatření při výpočtu kapacity

1. V souladu s článkem 25(1) nařízení CACM a článkem 20(2) SO GL provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR individuálně vymezí nápravná opatření (RA), která mají být zohledněna při společném výpočtu vnitrodenní kapacity.
2. Pokud nápravné opatření pro výpočet kapacity, jež bude k dispozici v regionu Core CCR, bude shodné s jiným, jež je k dispozici v jiném regionu pro výpočet kapacity, zajistí PPS, který nápravné opatření řídí, při jeho definování souladné využití jeho potenciálního uplatňování v obou regionech tak, aby byl zajištěn bezpečný provoz elektrizační soustavy.
3. 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.
4. 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.
5. V souladu s článkem 25(5) nařízení CACM se při společném výpočtu vnitrodenní kapacity berou v úvahu pouze beznákladová nápravná opatření, který lze explicitně modelovat postupem CGM. Tato nápravná opatření mohou:

- a. měnit polohu odboček transformátorů s regulací fáze (PST);
 - b. sloužit jako topologické opatření: otevírat nebo uzavírat (jedno/jeden nebo více) vedení, kabel, příčný spínač přípojníc, nebo spínat jeden nebo více prvků sítě z jedné přípojnice na druhou
6. 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.
 7. Tato nápravná opatření mohou být preventivní nebo kurativní, tj. účinná pro všechny prvky CNEC nebo pouze pro předem vymezené případy kontingencí.
 8. Tato optimalizovaná aplikace nápravných opatření při společném výpočtu denní kapacity se provádí v souladu s článkem 14.
 9. Provozovatelé přenosových soustav provedou revizi a aktualizaci nápravných opatření zohledněných při výpočtu kapacity v souladu s článkem 20.

PODROBNÝ POPIS PŘÍSTUPU K VÝPOČTU KAPACITY

Článek 13 Matematický popis přístupu k výpočtu kapacity

1. Výpočet založený na fyzikálních tocích je centralizovaná kalkulace, která poskytuje dvě hlavní třídy parametrů potřebných k definování oblasti založené fyzikálních tocích: korekční faktory za přenos elektřiny (*PTDFs*) a zbývající disponibilní zálohy (*RAMs*).
2. V souladu s článkem 21(b)(i) nařízení CACM vypočítají provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pro každý prvek CNEC vymezený v článku 6(5) vliv změn v saldech nabídkových zón na jeho tok výkonu. Tento vliv se nazývá zóna-bilanční uzel faktor, čili korekční faktor za přenos elektřiny při obchodní výměně mezi nabídkovou zónou a bilančním uzlem (*PTDF*). Tento výpočet se provede v mode D-1 nebo ID CGM použitým při společném výpočtu vnitrodenní kapacity a klíče pro rozložení výroby *GSK* vymezeného v souladu s článkem 11.
3. První možností je vypočítat faktor *PTDFs* pro uzel prostřednictvím následných změn výše dodávek do jednotlivých uzlů podle vymezení v klíči pro rozložení výroby *GSK* v modelu D-1 nebo ID CGM použitým při společném výpočtu vnitrodenní kapacity. Pro každou jednotlivou změnu na uzlu se sleduje účinek na zatížení každého prvku CNEC, který se vypočítá jako procentní podíl. Klíč pro rozložení výroby *GSK* převede tyto uzel-bilanční uzel faktory *PTDFs* na zóna-bilanční uzel faktory *PTDFs*, 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

<i>PTDF</i>_{zone-to-slack}	matrice zóna-bilanční uzel faktorů <i>PTDFs</i> (sloupce: nabídkové zóny, řádky: prvky CNEC)
<i>PTDF</i>_{node-to-slack}	matrice uzel-bilanční uzel <i>PTDFs</i> (sloupce: nabídkové zóny, řádky: prvky CNEC)
<i>GSK</i>_{node-to-zone}	matrice obsahující klíče pro rozložení výroby <i>GSKs</i> všech nabídkových zón (sloupce: nabídkové zóny, řádky: uzly, součet každého sloupce je roven jedné)

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

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

Rovnice 4

5. Nízká hodnota zóna-zóna faktoru $PTDF_{A \rightarrow B,l}$ jako v Rovnici 4, která se blíží hodnotě nula procent, znamená, že výměna mezi nabídkovou zónu A a nabídkovou zónu B má vliv na tok na prvcích CNE nebo CNEC l , nikoli však ve vysoké míře. V případě propojení denních trhů na základě fyzikálních toků si konkurují ve využití své kapacity všechny obchodní výměny, které mají vliv na tok na prvcích CNE nebo CNEC l , a to i je-li nízký. Pokud právě u takového prvku CNE nebo CNEC l nastane přetížení, implikuje to, že je omezena i obchodní výměna mezi nabídkovými zónami A a B. Provozovatelé přenosových soustav musejí sledovat vliv malých korekčních faktorů za přenos elektřiny ($PTDF$) podle definice v článku 22. V případě nežádoucího vlivu musejí provozovatelé přenosových soustav přijmout odpovídající opatření k prozkoumání způsobů, jak tyto dopady zmírnit.
6. Faktor $PTDF$ pro výměnu mezi dvěma nabídkovými zónami A a B přes vysokonapěťové stejnosměrné propojovací vedení v rámci regionu Core CCR, jak plyne z rozšířené metodiky založené na fyzikálních tocích (EFB) podle článku 15, se vyjádří jako výměna z nabídkové zóny A až po výstupní konec vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení plus výměna od přijímacího konce vedení do nabídkové zóny B:

$$PTDF_{A \rightarrow B,l} = (PTDF_{A,l} - PTDF_{VH,1,l}) + (PTDF_{VH,2,l} - PTDF_{B,l})$$

Rovnice 5

kde

$PTDF_{VH,1,l}$ zóna-bilanční uzel faktor $PTDF$ virtuálního rozbočovače 1 na prvku CNE nebo CNEC l . Kde virtuální rozbočovač 1 představuje měnírnou na výstupním konci vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení umístěnou v nabídkové zóně A

$PTDF_{VH,2,l}$ zóna-bilanční uzel faktor $PTDF$ virtuálního rozbočovače 2 na prvku CNE nebo CNEC l . Kde virtuální rozbočovač 2 představuje měnírnou na přijímacím konci vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení umístěnou v nabídkové zóně B

Vliv výměny přes vysokonapěťové stejnosměrné propojovací vedení na tok přes prvky CNE nebo CNEC lze pak vypočítat jako funkci sald virtuálních rozbočovačů a odpovídajících korekčních faktorů za přenos elektřiny zóna-bilanční uzel podle článku 15.

7. Maximální zóna-zóna faktor $PTDF$ prvku CNE nebo CNEC ($PTDF_{z2zmax,l}$) představuje maximální vliv, který může mít výměna v regionu Core CCR na příslušný prvek CNE nebo CNEC:

$$PTDF_{z2zmax,l} = \max_{A \in BZ} (PTDF_{A,l}) - \min_{A \in BZ} (PTDF_{A,l})$$

Rovnice 6

kde

$PTDF_{A,l}$	zóna-bilanční uzel faktor $PTDF$ nabídkové zóny A pro hodnotu l na prvku CNE nebo CNEC
BZ	soubor všech nabídkových zón regionu Core CCR
$\max_{A \in BZ} (PTDF_{A,l})$	maximální korekční faktor za přenos elektřiny zóna-bilanční uzel pro nabídkové zóny regionu Core CCR na prvku CNE nebo CNEC l .
$\min_{A \in BZ} (PTDF_{A,l})$	minimální korekční faktor za přenos elektřiny zóna-bilanční uzel pro nabídkové zóny regionu Core CCR na prvku CNE nebo CNEC l .

- Referenční tok (F_{ref}) je aktivní tok výkonu na prvku CNE nebo CNEC založený na společném modelu sítě typu D-1 nebo ID 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 modelem D-1 nebo ID CGM (referenční obchodní situací) a obchodní situací i :

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

Rovnice 7

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)
\mathbf{PTDF}	matrice korekčního faktoru za přenos 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 záloha (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 8

Článek 14 Pravidla pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření

- V souladu s článkem 21(1)(b)(iv) nařízení CACM tato společná metodika výpočtu vnitrodenní kapacity uvádí popis pravidel pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření:

- a. Je třeba, aby subjekty pro výpočet koordinované kapacity vzájemně koordinovaly výměnu předpokládaných nápravných opatření v každém regionu pro výpočet kapacity, při uplatnění dostatečného vlivu na kapacitu mezi zónami v dalších regionech pro výpočet kapacity. Subjekt pro výpočet koordinované kapacity regionu Core CCR musí přihlížet k této informaci pro účely koordinovaného uplatnění nápravných opatření v regionu Core CCR;
 - b. koordinované uplatnění nápravných opatření (RA) se zaměří na optimalizaci kapacity mezi zónami v regionu Core CCR v souladu s článkem 29(4) nařízení CACM. Samotná optimalizace nápravného opatření (RAO) spočívá v koordinované optimalizaci kapacity mezi zónami v regionu Core CCR prostřednictvím zabezpečení a zvětšení oblasti založené na fyzikálních tocích počínaje již přidělenou kapacitou (AAC).
 - c. optimalizace nápravných opatření bude automatizovaný, koordinovaný a replikovatelný proces prováděný subjektem pro výpočet koordinované kapacity, který uplatňuje nápravná opatření (RA) v souladu s článkem 12; a
 - d. uplatněná nápravná opatření (RA) musí být transparentní pro všechny provozovatele přenosových soustav i pro sousedící regiony pro výpočet kapacity.
2. Metodika optimalizace nápravných opatření obsahuje soubor předdefinovaných charakteristik, např. cílovou funkci, omezení a optimalizační proměnné:
- a. Cílem optimalizace nápravných opatření je zvětšení oblasti kapacity počínaje AAC, kde cílová funkce $\min(RAM_{rel}) \rightarrow \max$, tedy maximalizace minimální poměrné zálohy RAM u všech optimalizovaných prvků CNEC v souladu s článkem 6(6)(a). Pojem „poměrná“ odkazuje na vážení RAM , a to stanovením reciproční výše součtu všech absolutních $PTDFs$ faktorů zóna-zóna na hranicích nabídkových zón regionu Core CCR, viz Rovnici 9.

$$RAM_{rel} = \frac{RAM}{\sum_{(A,B) \in \text{Pairs of Core bidding zones with commercial border}} |PTDF_{A \rightarrow B}|}$$

Rovnice 9

Pokud je záloha RAM na nejméně jednom prvku CNEC nižší než nula, cílová funkce se změní na maximalizaci minimální *absolutní* zálohy u všech optimalizovaných prvků CNEC v souladu s článkem 6(6)(a), a to do doby, než všechny prvky CNEC mají RAM rovnou nule nebo větší.

- b. Omezení v souladu s článkem 25(4) nařízení CACM jsou tato:
 - limity provozní bezpečnosti optimalizovaných prvků CNEC v souladu s článkem 6(6)(a);
 - poskytnutý rozsah poloh odboček jednotlivých transformátorů s regulací fáze (PST) jako preventivní nebo kurativní nápravná opatření;
 - minimální vliv na hodnotu cílové funkce pro využití nápravných opatření;
 - rovnocenné polohy odboček po předdefinované paralelní PST;
 - omezení počtu aktivovaných kurativních nápravných opatření;
 - maximální zatížení sledovaných (tj. neoptimalizovaných) prvků CNEC v souladu s článkem 6(6)(b), limitující dodatečný tok výkonu v důsledku optimalizace nápravných opatření na maximálně 50 MW a zálohu RAM prvků CNEC přes optimalizaci nápravného opatření.
- c. Proměnnými optimalizace jsou stavy přepínání topologických opatření a polohy odboček PST.

Článek 15 Integrace vysokonapěťových stejnosměrných propojovacích vedení umístěných v regionu Core CCR

1. Pro začlenění přeshraničních vysokonapěťových stejnosměrných propojovacích vedení do regionu Core CCR uplatní provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR rozšířenou metodiku (EFB) založenou na fyzikálních tocích.
2. V rámci procesu výpočtu a přidělování kapacity provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vezmou v úvahu dopad výměny přes přeshraniční vysokonapěťové stejnosměrné propojovací vedení umístěné v regionu Core CCR na všechny prvky CNEC. 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 propojovací vedení z hlediska prospěšnosti pro trh.
3. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR budou rozlišovat mezi vyspělým hybridním propojením trhů (AHC) a EFB. Vyspělé hybridní propojení trhů (AHC) klade kapacitní omezení jednoho regionu pro výpočet kapacity na výměny mezi zónami dalšího regionu pro výpočet kapacity, a sice tak, zohledňuje vliv výměn mezi dvěma regiony pro výpočet kapacity. Kupříkladu vliv výměn nabídkové zóny, která je součástí regionu pro výpočet kapacity s uplatněním přístupu založeného na koordinované čisté přenosové kapacitě, se zohlední v nabídkové zóně, která je součástí regionu pro výpočet kapacity s uplatněním přístupu založeného na fyzikálních tocích. Rozšířená metodika založená na fyzikálních tocích (EFB) zohledňuje obchodní výměny prostřednictvím přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení v rámci jednotlivého regionu pro výpočet kapacity, přičemž uplatní metodiku tohoto regionu založenou na fyzikálních tocích.
4. Hlavní úpravy procesu společného výpočtu vnitrodenní kapacity zaváděné podle metodiky EFB jsou dvojího druhu:
 - a. dopad výměny prostřednictvím přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení se zohledňuje pro všechny relevantní prvky CNEC;
 - b. odstávka vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení se zohlední jako kontingence pro všechny relevantní prvky CNEC pro účely simulace nulového toku přes propojovací vedení, jelikož nastává situace N-1.
5. Pro dosažení integrace přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení do procesu založeného na fyzikálních tocích se doplní dva virtuální rozbočovače na měnících přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení. Tyto virtuální rozbočovače reprezentují dopad výměny prostřednictvím přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení na relevantní prvky CNEC. Vložení hodnoty 1 pro klíč pro rozložení výroby na pozici každé měnící umožní převést dopad obchodní výměny na hodnotu korekčního faktoru za přenos elektřiny při obchodní výměně $PTDF$. Tento krok znamená doplnění dvou sloupců do existující matrice faktoru $PTDF$, po jednom pro každý virtuální rozbočovač. Virtuální rozbočovače zavedené tímto postupem v článku 13(6) se používají pouze pro modelování vlivu výměny a v průběhu propojování trhů neobsahují žádné nabídky. V důsledku toho budou mít virtuální rozbočovače globální saldo 0 MW, avšak jejich saldo dle fyzikálních toků bude odrážet výměnu přes propojovací vedení. Salda na základě fyzikálních toků u těchto virtuálních rozbočovačů budou mít shodné hodnoty, avšak s opačným znaménkem.
6. Seznam kontingencí zohledňovaných při výpočtu kapacity se rozšíří tak, aby zahrnoval přeshraniční vysokonapěťové stejnosměrné propojovací vedení. Odstávku propojovacího vedení je tudíž nutno modelovat jako stav N-1, přičemž zohlednění odstávky vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení vytvoří během procesu výpočtu a přidělování kapacity dodatečné kombinace prvků CNEC pro všechny příslušné prvky CNEC.

Článek 16 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 s regiony mimo region Core CCR se implicitně zachycují v modelu CGM formou nejlepších předpovědí PPS mimo region Core, pokud jde o salda a toky pro vysokonapěťová stejnosměrná vedení, a to v souladu s článkem 18(3) nařízení CACM – tyto předpovědi se využívají jako základ společného výpočtu 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 disponibilní záloze RAM prostřednictvím referenčního toku F_{ref} přes všechny prvky CNEC (viz též Rovnice 7 a 8 v článku 13). Tyto předpoklady jako takové ovlivní (zvýší nebo sníží) zbývajících disponibilní zálohu RAM s 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 vnitrodenním propojení trhů. Tím by se omezily neurčitosti v modelu CGM, pokud jde o předpověď výměn v regionech mimo region Core CCR, a zvýšila by se míra volnosti pro jednotné denní propojení trhů při optimálním přidělování kapacit. Proveditelnost vyspělého hybridního propojení trhů (AHC) bude zkoumána v souladu s článkem 23(6).
4. Vyspělé hybridní propojení trhů (AHC) se chápe jako cílové řešení pro explicitní modelování situací výměny sousedících regionů pro výpočet kapacity v rámci oblasti na základě fyzikálních toků regionu Core.
5. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR musejí sledovat přesnost výměn mimo region Core CCR v modelu CGM. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR musejí příslušné výkazy překládat nejméně jednou ročně.

Článek 17 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 korekčního faktoru za přenos elektřiny $PTDF$), přičemž konečné parametry založené na fyzikálních tocích se vypočítají v těchto po sobě jdoucích krocích:
 - a. uplatnění možné konečné upravené hodnoty FAV v souladu s článkem 19;
 - b. konečný výpočet zbývajících disponibilní zálohy RAM pro jednotné propojení vnitrodenních trhů v souladu s článkem 13, se zohledněním již nominované kapacity v obchodní situaci.
 - c. při jednotném vnitrodenním propojení trhů je nutno respektovat pouze omezení, která jsou nejvíc limitující pro výměny: neredundantní omezení (nebo oblast „předběžného řešení“). Redundantní omezení jsou identifikována a odstraněna subjektem pro výpočet koordinované kapacity prostřednictvím tzv. procesu „předběžného řešení“. Zásada „předběžného řešení“ spočívá v přiřazování velmi vysoké zbývajících disponibilní zálohy (RAM) postupně jednotlivě každému omezení založenému na fyzikálních tocích a v kontrole, zda tok po takovém vedení může být vyšší než jeho původní RAM , a to měněním hodnoty salda a zohledňováním všech ostatních omezení. Pokud tok po takovém vedení může být vyšší než původní hodnota

-
- RAM o určitý soubor sald, aniž by docházelo k narušování dalších omezení, pak omezení založené na fyzikálních tocích není redundantní a zůstane u své původní RAM. Pokud tok po takovém vedení zůstane pod úrovní původní hodnoty RAM, je takový tok limitovaný dalšími omezeními a omezení založené na fyzikálních tocích je redundantní a bude odstraněno („předběžně vyřešeno“) z oblasti založené na fyzikálních tocích. Respektováním takovéto oblasti „předběžného řešení“ obchodní výměny respektují také všechna ostatní omezení;
2. V případě, že se vnější omezení modeluje jako omezení v rámci výpočtu kapacity mezi zónami regionu Core v souladu s článkem 9(4), musí se doplnit jako další řádek do konečné oblasti založené na fyzikálních tocích následovně:
 - a. Hodnota korekčního faktoru za přenos elektřiny *PTDF* ve sloupci týkajícím se dotčené nabídkové zóny je nastavena na 1 pro exportní limit a na -1 pro importní limit;
 - b. hodnoty korekčního faktoru za přenos elektřiny *PTDF* pro všechny další nabídkové zóny jsou nastaveny na nulu;
 - c. Hodnota zbývajících disponibilních záloh *RAM* je nastavena na hodnotu vnějšího omezení a upravena tak, aby limity nastavené pro mechanismus jednotného vnitrodenního propojení trhů byly vztaženy k přírůstkům a úbytkům sald, pokud jde o již nominovanou kapacitu.
 3. V případě potřeby nákladných nápravných opatření pro udržení vypočítané kapacity mezi zónami, dochází ke koordinování takových nápravných opatření.

Článek 18 Záložní postupy

1. V souladu s článkem 21(3) nařízení CACM zahrnuje tato metodika záložní postup pro případ, že prvotní výpočet kapacit nepovede k žádným výsledkům. Možné příčiny lze mimo jiné předpokládat v souvislosti s technickou závadou nástrojů, chybou v komunikační infrastruktuře nebo s poškozenými nebo chybějícími vstupními údaji.
2. V případě, 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 regionu Core CCR poslední kapacity mezi zónami vypočtené v regionu Core CCR pro daný obchodní interval
3. 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 posledních kapacit mezi zónami vypočtenými v regionu Core CCR a poskytnou je nominovaným organizátorům trhu s elektřinou pro daný obchodní interval.

Článek 19 Metodika validace kapacit

1. Každý provozovatel přenosové soustavy, v souladu s článkem 26(1) a 26(3) nařízení CACM, bude povinně validovat a má právo korigovat kapacitu mezi zónami relevantní pro hranice nabídkových zón daného provozovatele přenosové soustavy z důvodů provozní bezpečnosti během procesu validace. Ve výjimečných situacích mohou provozovatelé přenosových soustav kapacitu mezi zónami snížit. Jde o tyto situace:
 - a. výskyt mimořádné kontingence nebo nucené odstávky podle definice v článku 3 SO GL;
 - b. pokud nejsou dostatečná nákladná nápravná opatření a nenákladná nápravná opatření podle článku 11, potřebná pro zajištění vypočítané kapacity podle článku 4(7)(d) na všech prvcích CNEC;

-
- c. chyba ve vstupních údajích, která vede k nadhodnocení kapacity mezi zónami z pohledu provozní bezpečnosti;
 - d. případná potřeba krytí toků jalového výkonu na určitých prvcích CNEC;
 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 19(1)(a) 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.
 4. Pokud je s ohledem na situace vymezené v článku 19(1)(b), (c) a (d) nezbytné provést snížení, může provozovatel přenosové soustavy použít kladnou konečnou upravenou hodnotu FAV pro své vlastní prvky CNEC. V případě situace vymezené v článku 19(1)(c) může provozovatel přenosové soustavy také požádat o společné rozhodnutí o zahájení záložního postupu vymezeného v článku 18..
 5. Pokud jsou pro přidělení potřebné hodnoty dostupné přenosové kapacity (ATC), provede se validace na základě ATC. V takovém případě se uplatní snížení ATC v příslušném objemu.
 6. Jakékoli snížení kapacit mezi zónami během procesu validace bude sděleno účastníkům trhu a odůvodněno národním regulačním orgánům regionu Core CCR v souladu s článkem 21, respektive článkem 22. Subjekt pro výpočet koordinované kapacity bude pro regulační orgány sestavovat zprávu vždy za období tří měsíců, která musí zahrnovat objem snížení kapacity mezi zónami, místo a důvod snížení v souladu s článkem 26(5) nařízení CACM. V případech snížení z důvodu situací definovaných v článku 19(1)(c) musí tato zpráva obsahovat opatření k předcházení podobným chybám.
 7. Regionální subjekt pro výpočet koordinované kapacity bude během procesu validace provádět koordinaci se sousedícími subjekty pro výpočet koordinované kapacity, přičemž se mezi sebou budou informovat minimálně o snížení kapacity mezi zónami. 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 19(3).

AKTUALIZACE A POSKYTOVÁNÍ ÚDAJŮ

Článek 20 Přezkumy a aktualizace

1. Na základě článku 3(f) nařízení CACM a v souladu s článkem 27(4) nařízení CACM všichni provozovatelé přenosových soustav pravidelně a nejméně jednou ročně přezkumají a zaktualizují klíčové vstupní a výstupní parametry vyjmenované v článku 27(4)(a) až (d) nařízení CACM.
 - a. Pokud na základě přezkumu bude potřeba aktualizovat limity provozní bezpečnosti, kritické prvky sítě, kontingence a omezení pro přidělování použité pro společný výpočet kapacity, zveřejní provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR takové změny v předstihu nejméně jednoho týdne před jejich zavedením.
 - b. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zahrnou nové vyhodnocení další potřeby omezení pro přidělování.

-
2. Pokud přezkum prokáže potřebu aktualizace spolehlivostních rezerv, zveřejní provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR takové změny v předstihu nejméně jednoho měsíce před jejich zavedením.
 3. Přezkum společného seznamu nápravných opatření zohledňovaných při výpočtu kapacity zahrne přinejmenším hodnocení účinnosti konkrétních transformátorů s regulací fáze a topologických nápravných opatření zohledněných během jejich optimalizace (RAO).
 4. 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 nejméně tři měsíce před jejich konečným zavedením.
 5. Jakékoli změny parametrů vyjmenovaných v článku 27(4) nařízení CACM musejí být sděleny účastníkům trhu a národním regulačním orgánům regionu Core CCR.
 6. Dopad jakýchkoli změn omezení pro přidělování a parametrů vyjmenovaných v článku 27(4)(d) nařízení CACM musejí být sděleny účastníkům trhu a národním regulačním orgánům regionu Core CCR. Pokud některá změna vyústí v úpravu metodiky, provedou provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR takovou úpravu metodiky v souladu s článkem 9(13) nařízení CACM.

Článek 21 Zveřejňování údajů

1. Údaje uvedené v článku 21(2) budou zveřejňovány na vyhrazené online komunikační platformě reprezentující všechny provozovatele přenosových soustav regionu Core CCR. Aby bylo účastníkům trhu umožněno zřetelné porozumění zveřejněným údajům, připraví provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR příručku, kterou zveřejní na této komunikační platformě.
2. V souladu s článkem 3(f) nařízení CACM, který stanoví cíl zajištění a posílení transparentnosti a spolehlivosti informací poskytovaných regulačním orgánům a účastníkům trhu, budou kromě údajových položek a definic z nařízení Komise (EU) 543/2013 o předkládání a zveřejňování údajů na trzích s elektřinou zveřejňovány navíc následující údajové položky:
 - a. konečné parametry založené na fyzikálních tocích budou zveřejňovány pro každý obchodní interval a zahrnou zóna-bilanční uzel faktory *PTDFs* a zbývající disponibilní zálohu *RAM* pro každý „předběžně řešený“ prvek CNEC;
 - b. kromě toho budou zveřejňovány následující datové položky pro každý obchodní interval:
 - i. maximální a minimální saldo každé nabídkové zóny;
 - ii. maximální dvoustranné výměny mezi všemi nabídkovými zónami regionu Core CCR;
 - c. mohou být zveřejňovány následující údaje:
 - i. skutečné názvy prvků CNEC a vnějšího omezení;
 - ii. EIC kód prvku CNEC a EIC kód kontingence;
 - iii. podrobný rozpis zbývající disponibilní zálohy *RAM* připadající na prvek CNEC:
 - F_{max} , včetně údaje, jestli je stanoven na základě trvalých nebo dočasných limitů;
 - I_{max} ;
 - F_i ;
 - FRM ;
 - FAV .
 - iv. podrobný rozpis zbývající disponibilní zálohy *RAM* připadající na vnější omezení:
 - F_{max} ;
 - F_i .
 - v. Pro každé nápravné opatření, který vyplývá z optimalizace nápravných opatření:

-
- Druh nápravného opatření (RA);
 - Místo RA.
- d. následující údaje z modelu CGM pro každý obchodní interval, pro každou nabídkovou zónu regionu Core CCR a každého provozovatele přenosové soustavy mohou být zveřejňovány ex post:
- i. vertikální zatížení;
 - ii. výroba;
 - iii. nejlepší předpověď salda.
- e. zveřejnění statického modelu sítě.
3. Konečný, úplný a závazný seznam všech zveřejňovaných položek, příslušných šablon a přístupových bodů k datům bude sestaven během vyhrazených pracovních seminářů se zúčastněnými stranami regionu Core CCR a regulačními orgány. Toto doladění zachová transparentnost přinejmenším na úrovni dosažené při provozním propojování denních trhů založeném na tocích v teritoriu CWE (Central Western Europe). Dohody mezi zúčastněnými stranami, regulačními orgány regionu Core CCR a provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR bude dosaženo v předstihu nejméně tří měsíců před vhodným termínem spuštění podle ustanovení článku 23(4).

Článek 22 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. Regulačním orgánům budou jednou měsíčně předkládány minimálně následující položky sledování související se společným výpočtem kapacity:
 - a. kontrola maximálního zóna-zóna faktoru $PTDF$;
 - b. minimální/maximální hodinová salda připadající na jednu nabídkovou zónu;
 - c. maximální hodinové dvoustranné výměny pro každou z hranic nabídkových zón regionu Core CCR;
 - d. využití konečné upravené hodnoty FAV ;
 - e. vnější omezení;
 - f. přehled obchodních intervalů, pro které byl aktivován záložní postup;
 - g. hodinové neanonymizované předběžně řešené prvky CNEC, s vykazáním $PTDF$, F_{max} , FRM , FAV , RAM , a F_i ;
 - h. hodinové neanonymizované aktivní prvky CNEC, vykazující související salda;
 - i. hlavní agregované údaje za jednotlivé nabídkové zóny, pro každý obchodní interval;
 - počet předběžně řešených prvků CNEC;
 - pokud je záloha RAM po prvotním výpočtu podle článku 4(7)(a) nejméně na jednom prvku CNEC nižší než nula;
 - počet předběžně řešených prvků CNEC s uplatněním nápravných opatření;
 - počet předběžně řešených prvků CNEC bez uplatnění nápravných opatření;
 - počet předběžně řešených prvků CNEC porušujících mezní rámec maximálního zóna-zóna faktoru $PTDF$;
 - počet předběžně řešených prvků CNEC porušujících mezní rámec maximálního zóna-zóna faktoru $PTDF$ v důsledku uplatnění optimalizace nápravného opatření;

-
- počet předběžně řešených prvků CNEC s využitím korekčního faktoru za přenos elektřiny *FAV*;
 - zda byl uplatněn záložní postup podle článku 18;
- j. vliv malých korekčních faktorů za přenos elektřiny;
 - k. v případě výskytu: odůvodnění, pokud je uplatněna konečná upravená hodnota *FAV*;
 - l. v případě výskytu: odůvodnění, pokud dojde k porušení maximálního mezního rámce zóna-zóna faktoru *PTDF* u předběžně řešených prvků CNEC v důsledku rozhodnutí podle článku 6(7);
 - m. snížení provedená během validace kapacity mezi zónami v souladu s článkem 26 (5) nařízení CACM;
 - n. seznam prvků CNE s použitím definic I_{max} a odůvodnění této skutečnosti v souladu s článkem 7(1);
 - o. nové prvky CNE a kontingence, které byly doplněny do seznamů v souladu s článkem 6(1) a 6(2), poskytnuté ze strany PPS pro výpočet kapacity, včetně odůvodnění.
4. Konečný, úplný a závazný seznam všech položek sledování, příslušných šablon a přístupových bodů k datům bude sestaven během vyhrazených pracovních seminářů s regulačními orgány. Dohody mezi regulačními orgány regionu Core CCR a provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR bude dosaženo v předstihu nejméně tří měsíců před vhodným termínem spuštění podle ustanovení článku 23(4).

ZAVEDENÍ

Článek 23 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 společnou metodiku 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. Provozovatelé přenosových soustav budou nadále sledovat účinky a výkonnost navržené metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity založené na fyzikálních tocích. Proveďte se to v rámci vyhrazené interní a externí souběžné přípravy, a po zprovoznění metodiky nadále průběžně.
3. Před zavedením metodiky výpočtu kapacity (CCM) se provede analýza informací, jejichž zveřejnění je vyžadováno pro jednotlivé země, která odhalí rozpor článku 21 s vnitrostátními nebo mezinárodními předpisy nebo směrnici (např. EU 114/2008, EU 1227/2011, EU 72/2009). Výsledky této analýzy prováděné příslušnými provozovateli přenosové soustavy ve spolupráci s příslušnými národními regulačními orgány musejí být předloženy všem národním regulačním orgánům v regionu Core CCR, přičemž zveřejňování údajů (článek 21) bude prováděno v souladu s těmito vnitrostátními analýzami.
4. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR si vytknout za cíl zavést společnou metodiku výpočtu denní kapacity tak, že bude provozuschopně připravena na spuštění souběžného provozu s nominovanými organizátory trhu s elektřinou regionu Core CCR, nejpozději v S2-2020 v souladu s článkem 20(8) nařízení CACM,. Vnější souběžné přípravy budou následovány fází integrace jednotného propojení vnitrodenních trhů (SDAC) a přípravami na zprovoznění cílené na S1-2021 jakožto vhodný termín pro zavedení do ostrého provozu na trhu

-
5. 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 nebo dostupné kapacity jakožto výsledku výpočtu vnitrodenní kapacity mezi zónami v regionu CWE, bude-li to předmětné.
 6. Po zavedení společné metodiky výpočtu vnitrodenní kapacity hodlají provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pracovat na podporovaném řešení doplňujícím standardní hybridní propojení trhů, které bude plně zohledňovat vlivy sousedících regionů pro výpočet kapacity při přidělování kapacity, tj. na koncepci vyspělého hybridního propojení trhů (AHC), a to v těsné spolupráci se sousedícími zúčastněnými regiony pro výpočet kapacity. Bude přijato rozhodnutí na základě studie, která bude dodána dva (2) roky po ostrém zprovoznění společného výpočtu vnitrodenní kapacity.
 7. Termíny vymezené výše v článku 23(4) lze upravovat na základě žádosti předložené všemi provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR jejich vnitrostátním regulačním orgánům, pokud zkušební období nesplní nezbytné podmínky pro zavedení.

JAZYK

Článek 24 Jazyk

Jazykem pro účely odkazování na tuto metodiku je angličtina. Pro vyloučení pochyb se uvádí, že pokud budou provozovatelé přenosových soustav potřebovat tuto metodiku 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 této metodiky.