



**Regionální parametry společné metodiky výpočtu denní
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 denní trh..... | 7 |
| Metodiky pro výpočet vstupních údajů | 9 |
| Článek 5 Metodika výběru kritických prvků sítě a kontingencí | 9 |
| Článek 6 Metodika stanovení limitů provozní bezpečnosti | 11 |
| Článek 7 Konečná upravená hodnota | 12 |
| Článek 8 Metodika omezení pro přidělování | 12 |
| Článek 9 Metodika spolehlivostních rezerv | 13 |
| Článek 10 Metodika klíčů pro rozložení výroby | 15 |
| Článek 11 Metodika nápravných opatření při výpočtu kapacity | 17 |
| Podrobný popis přístupu k výpočtu kapacity..... | 17 |
| Článek 12 Matematický popis přístupu k výpočtu kapacity | 17 |
| Článek 13 Úprava o minimální zbývající disponibilní zálohu RAM | 20 |
| Článek 14 Zařazení dlouhodobých přidělených kapacit (LTA) | 21 |
| Článek 15 Pravidla pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření..... | 22 |
| Článek 16 Integrace přeshraničních vysokonapěťových stejnosměrných propojovacích vedení umístěných v regionu Core CCR | 23 |
| Článek 17 Zohlednění hranic regionů mimo region Core CCR | 24 |
| Článek 18 Výpočet konečné oblasti založené na fyzikálních tocích..... | 25 |
| Článek 19 Záložní a výchozí procesy pro pre-coupling..... | 27 |
| Článek 20 Dostupné přenosové kapacity (ATC) pro záložní postup | 27 |
| Článek 21 Metodika validace kapacit..... | 29 |
| Aktualizace a poskytování údajů | 30 |
| Článek 22 Přezkumy a aktualizace | 30 |
| Článek 23 Zveřejňování údajů | 31 |
| Článek 24 Sledování a údaje pro regulační orgány | 32 |
| Zavedení..... | 33 |
| Článek 25 Harmonogram zavedení metodiky výpočtu denní kapacity založené na fyzikálních tocích pro region Core CCR | 33 |
| Jazyk | 35 |
| Článek 26 Jazyk..... | 35 |

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 denní kapacity“.
2. Společná metodika výpočtu denní kapacity zohledňuje ustanovení obecných zásad a cílů stanovených v nařízení CACM, a dále v nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) 714/2009 ze dne 13. července 2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou (dále jen „nařízení (ES) 714/2009“). Cílem nařízení CACM je koordinace a harmonizace výpočtu a přidělování kapacity na denních přeshraničních trzích. Pro tento účel nařízení stanoví požadavky na vypracování společné metodiky výpočtu denní kapacity, jež zajistí efektivní, transparentní a nediskriminační přidělování kapacity.
3. Dle článku 9(9) nařízení CACM musí být předpokládán dopad společné metodiky výpočtu denní kapacity na cíle nařízení CACM popsán a je zde uveden níže. Navržená společná metodika výpočtu denní kapacity obecně přispívá k plnění cílů článku 3 nařízení CACM.
4. Společná metodika výpočtu denní kapacity slouží cíli prosazování efektivní hospodářské soutěže v oblasti výroby, obchodování a zásobování elektřinou (článek 3(a) nařízení CACM), jelikož pro všechny účastníky trhu na všech příslušných hranicích nabídkových zón v regionu Core CCR bude platit shodná společná metodika výpočtu denní kapacity, čímž budou zajištěny rovné vzájemné příležitosti a podmínky pro příslušné účastníky trhu. Účastníci trhu budou mít zajištěn přístup ke shodným spolehlivým informacím o kapacitách mezi zónami a omezeních při přidělování pro účely denních alokací, a to ve shodný časový okamžik a transparentním způsobem.
5. Společná metodika výpočtu denní kapacity přispívá k zajišťování optimálního využití přenosové infrastruktury a provozní bezpečnosti (článek 3(b) a (c) nařízení CACM), jelikož přístup založený na fyzikálních tocích si klade za cíl zajišťovat pro účastníky trhu maximální dostupnou kapacitu v časovém rámci denních trhů v mezích limitů provozní bezpečnosti.
6. Společná metodika výpočtu denní kapacity přispívá k předcházení situacím, za nichž by propojovací kapacita mezi zónami byla omezována pro účely řešení přetížení uvnitř regulačních oblastí, jelikož metodika definuje kritéria významnosti mezi zónami pro kritická prvky sítě a pro kontingence, a zabezpečuje také minimální disponibilní zálohu pro obchodní výměny a souběžně s tím i provozní bezpečnost (článek 3(a) až (c) nařízení CACM a článek 1.7 Přílohy I nařízení (ES) 714/2009).
7. Společná metodika výpočtu denní kapacity slouží cíli optimalizace přidělování kapacity mezi zónami v souladu s článkem 3(d) nařízení CACM, jelikož společná metodika výpočtu denní kapacity uplatňuje přístup založený na fyzikálních tocích, který zabezpečuje účastníkům trhu optimalizovanou kapacitu mezi zónami.
8. Společná metodika výpočtu denní 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 denní kapacity se provádí pomocí transparentních pravidel schválených příslušnými národními regulačními orgány.
9. Pokud jde o cíl transparentnosti a spolehlivosti informací (článek 3(f) nařízení CACM), stanoví společná metodika výpočtu denní kapacity hlavní zásady a hlavní procesy pro časový rámec denních trhů. Společná metodika výpočtu denní kapacity umožňuje provozovatelům přenosových

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

10. Společná metodika výpočtu denní kapacity rovněž přispívá k cíli respektování potřeby spravedlivého a řádného trhu a spravedlivé a řádné tvorby cen (článek 3(h) nařízení CACM), jelikož zajišťuje, aby kapacita mezi zónami byla dána k dispozici pro trh v řádnou dobu.
11. Při vypracovávání společné metodiky výpočtu denní kapacity zohlednili provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pečlivě cíl vytvoření rovných podmínek pro nominované organizátory trhu s elektřinou (článek 3(i) nařízení CACM), jelikož pro všechny nominované organizátory trhu s elektřinou a účastníky jejich trhu budou v rámci regionu Core CCR platit shodná pravidla a nediskriminační zacházení (včetně termínů, výměny údajů, formátů výsledků atd.).
12. Na závěr, společná metodika výpočtu denní kapacity přispívá k cíli zajistit nediskriminační přístup ke kapacitě mezi zónami (článek 3(j) nařízení CACM) zajištěním transparentního a nediskriminačního přístupu k usnadňování přidělování kapacity mezi zónami.
13. Závěrem lze říci, že společná metodika výpočtu denní 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 DENNÍ KAPACITY REGULAČNÍM ORGÁNŮM REGIONU CORE CCR:

OBECNÁ USTANOVENÍ

Článek 1

Předmět a rozsah

Společná metodika výpočtu denní kapacity se považuje za metodiku provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR v souladu s článkem 20 a násl. nařízení CACM a zahrnuje společnou metodiku výpočtu denní kapacity pro hranice nabídkových zón v regionu Core CCR.

Článek 2

Definice a výklad pojmů

1. Pro účely společné metodiky výpočtu denní kapacity se budou použité pojmy vykládat shodně s pojmy obsaženými v článku 2 nařízení CACM, nařízení (ES) 714/2009, ve směrnici Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES, nařízení Komise (EU) 2016/1719 a v nařízení Komise (EU) 543/2013. Kromě toho platí níže uvedené definice, zkratky a označení:
 1. „vyspělé hybridní propojení trhů“ (dále též „AHC“) znamená řešení, které plně zohledňuje vlivy sousedících regionů pro výpočet kapacity v průběhu přidělování kapacity;
 2. „AMR“ je úprava o minimální RAM, tzn. úprava o minimální zbývajících disponibilní zálohu (RAM);
 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. „subjekt zúčtování“ (dále též „BRP“) znamená účastníka trhu nebo jím určeného zástupce s odpovědností za účastníkovy odchylky;

-
5. „CCC“ je subjekt pro výpočet koordinované kapacity vymezený v článku 2(11) nařízení CACM;
 6. „CCR“ je region pro výpočet kapacity vymezený v článku 2(3) nařízení CACM;
 7. „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 procesu plánování;
 8. „CGM“ je společný model sítě stanovený v článku 2(2) nařízení CACM;
 9. „CGMAM“ je metodika sbližování společného modelu sítě;
 10. „CGMM“ je metodika společného modelu sítě podle článku 17 nařízení CACM;
 11. „CNE“ je kritický prvek sítě;
 12. „CNEC“ je kritický prvek sítě s kontingencí;
 13. „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;
 14. 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 Transelectrica S.A. („Transelectrica“), TransnetBW GmbH („TransnetBW“);
 15. „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;
 16. „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 absentují déle než dvě po sobě jdoucí hodiny. Výpočet se provede na základě dlouhodobě existujících dvoustranných kapacit;
 17. „vnější omezení“ (dále též „EC“) znamená maximální dovozní anebo vývozní omezení v dané nabídkové zóně;
 18. „rozšířená metodika založená na fyzikálních tocích“ (dále též „EFB“) znamená řešení, které zohledňuje výměny prostřednictvím všech přeshraničních vysokonapětových stejnosměrných propojovacích vedení uvnitř jednoho regionu pro výpočet kapacity, s uplatněním na fyzikálních tocích založené metodiky tohoto regionu;
 19. „D-1“ znamená denní (ve smyslu „1 den před dnem obchodní dodávky“);
 20. „D-2“ znamená dvoudenní (ve smyslu „2 dny před dnem obchodní dodávky“);
 21. „FAV“ je konečná upravená hodnota;
 22. „oblast založená fyzikálních tocích“ znamená soubor omezení, která vymezují kapacitu mezi zónami, vypočtenou podle přístupu založeného na fyzikálních tocích;
 23. „ F_{max} “ je maximální přípustný tok výkonu;
 24. „ F_i “ je očekávaný tok v obchodní situaci i;

-
25. „ F_0 “ tok připadající na prvek CNEC za situace bez obchodních výměn uvnitř regionu Core CCR;
 26. „ F_{ref} “ je referenční tok;
 27. „ F_{LTN} “ je očekávaný tok po dlouhodobých nominacích;
 28. „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;
 29. „ GSK “ je klíč pro rozložení výroby stanovený v článku 2(12) nařízení CACM;
 30. „HVDC“ je vysokonapěťová stejnosměrná přenosová soustava;
 31. „IGM“ je individuální model sítě stanovený v článku 2(1) nařízení CACM;
 32. „ I_{max} “ je maximální přípustný proud;
 33. „LTA“ jsou dlouhodobé přidělené kapacity;
 34. LTA_{margin} je rezerva na zahrnutí LTA.
 35. „LTN“ jsou dlouhodobé nominace předložené účastníky trhu na základě LTA;
 36. „zástupce pro spojování modelů“ ve smyslu definice v článku 20 CGMM;
 37. „dvojice sousedících nabídkových zón“ znamenají nabídkové zóny se společnou obchodní hranicí;
 38. „MTU“ je obchodní interval;
 39. „MP“ je strana trhu;
 40. „NP“ je saldo;
 41. „oblast předběžného řešení“ znamená konečný soubor závazných omezení pro přidělování kapacit po procesu předběžného řešení;
 42. „proces předběžného řešení“ znamená zjištění a odstranění redundantních omezení z oblasti založené na fyzikálních tocích ze strany CCC;
 43. „dříve přidělené kapacity“ znamenají dlouhodobé kapacity, které již byly přiděleny v dřívějších (ročních nebo měsíčních) časových rámcích;
 44. „PST“ je transformátor s regulací fáze;
 45. „ $PTDF$ “ je korekční faktor za přenos elektřiny;
 46. „PTR“ je fyzické přenosové právo;
 47. „RA“ je nápravné opatření vymezené v článku 2(13) nařízení CACM;
 48. „RAM“ je zbývající disponibilní záloha;
 49. „RAO“ je optimalizace nápravného opatření;
 50. „SDAC“ je jednotné propojení denních trhů;
 51. „bilanční uzel“ znamená jednotný referenční uzel používaný pro stanovení matrice $PTDF$, tj. změna dodávky výkonu generátorů je následována absorbováním této změny dodávky výkonu na bilančním uzlu; Bilanční uzel zůstává pro kalkulace jednotlivých obchodních intervalů konstantní.
 52. „překlenování“ znamená záložní řešení pro pre-coupling, kdy vstupy pro parametry založené na fyzikálních tocích absentují déle než tři po sobě jdoucí hodiny. Tento výpočet je založen na křížení dřívějších a následných dostupných oblastí založených na fyzikálních tocích;
 53. „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);
 54. „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;

-
55. „statický model sítě“ je výčet příslušných prvků sítě přenosové soustavy, včetně jejich elektrických parametrů;
 56. ‘ U ’ je referenční napětí;
 57. „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;
 58. „zóna-bilanční uzel“ *PTDF* znamená korekční faktor za přenos elektřiny při obchodní výměně mezi nabídkovou zónou a bilančním uzlem;
 59. „zóna-zóna *PTDF*“ znamená korekční faktor za přenos elektřiny při obchodní výměně mezi dvěma nabídkovými zónami;
 60. „preventivní nápravné opatření“ znamená nápravné opatření, uplatněné před výskytem kontingence;
 61. „kurativní nápravné opatření“ znamená nápravné opatření, uplatněné po výskytu kontingence;
 62. označení x slouží pro skalár;
 63. označení \vec{x} slouží pro vektor;
 64. označení x slouží pro matici.
2. V této společné metodice výpočtu denní kapacity, nevyžaduje-li to kontext:
 - a. jednotné číslo zahrnuje i číslo množné a naopak;
 - b. obsah a nadpisy jsou uvedeny pouze z praktických důvodů a neovlivňují výklad této společné metodiky výpočtu denní kapacity; a
 - c. jakýkoli odkaz na legislativu, nařízení, směrnice, příkazy, nástroje, kodexy nebo jakékoliv jiné zákonné normy zahrnuje jakékoliv úpravy, doplnění nebo novelizace jejich znění, které budou v danou dobu v platnosti;

Článek 3 Platnost této metodiky

Tato společná metodika výpočtu denní kapacity se vztahuje jen na výpočet denní kapacity v rámci regionu Core CCR. Společné metodiky výpočtu kapacity v rámci jiných regionů pro výpočet kapacity nebo v jiných časových rámcích jsou mimo rámec této metodiky.

Článek 4 Kapacity mezi zónami pro denní trh

1. Pro časový rámec denních trhů se vypočítávají jednotlivé hodnoty kapacity mezi zónami pro každý denní obchodní interval s použitím přístupu založeného na fyzikálních tocích podle vymezení ve společné metodice výpočtu denní kapacity, v souladu s ustanovením článku 20 a násl. nařízení CACM.
2. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR budou poskytovat subjektu pro výpočet koordinované kapacity (CCC) v dostatečném předstihu před termínem závaznosti denní kapacity definovaným v souladu s článkem 69 nařízení CACM následující prvotní vstupní údaje:
 - a. Modely sítě typu D-2 IGM respektující metodiku vyvinutou v souladu s článkem 19 nařízení CACM;
 - b. kritické prvky sítě (CNE) a kontingence v souladu s článkem 5;
 - c. limity provozní bezpečnosti v souladu s článkem 6;
 - d. omezení pro přidělování v souladu s článkem 8;
 - e. spolehlivostní rezervy založené na tocích (*FRM*) v souladu s článkem 9;
 - f. klíč pro rozložení výroby (GSK) v souladu s článkem 10;
 - g. nápravná opatření v souladu s článkem 11.

-
3. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR nebo subjekt jednající za PPS regionu Core CCR zašlou subjektu pro výpočet koordinované kapacity bez zbytečného odkladu pro každý obchodní interval dne dlouhodobé přidělené kapacity (LTA) a nominované kapacity (LTN).
 4. 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).
 5. Po obdržení modelů D-2 IGM zástupce pro spojování modelů spojí tyto modely typu D-2 IGM, a vytvoří tak modely typu D-2 CGM při respektování metodiky vyvinuté v souladu s článkem 17 nařízení CACM.
 6. Pro společný výpočet denní kapacity v regionu Core CCR prováděný subjektem pro výpočet koordinované kapacity se postupuje podle procesního toku vysoké úrovně o sedmi krocích až do nastavení konečné oblasti založené fyzikálních tocích pro proces jednotného propojení denních trhů:
 - a. za prvé jsou dodané vstupní údaje definované v článku 4(2) zařazeny do prvotního výpočtu založeného na fyzikálních tocích dle definice v článku 12, 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 5;
 - c. po určení relevantních prvků CNEC se ve třetím procesním kroku vyberou nápravná opatření (RA), která vyplynou z optimalizace nápravných opatření stanovených v článku 15;
 - d. čtvrtý procesní krok je mezistupeň výpočtu založeného na fyzikálních tocích, kdy:
 - i. provede se nový výpočet založený na fyzikálních tocích dle definice v článku 12, s přihlédnutím k referenční obchodní situaci a k aktualizovaným vstupním údajům, jež jsou výsledkem kroků popsaných v článku 4(6)(b) a 4(6)(c);
 - ii. následuje krok, kterým se určí úprava o minimální RAM (AMR) podle definice v článku 13;
 - iii. a nakonec se zohlední uplatnění pravidel u dříve přidělených kapacit z dlouhodobých aukcí (LTA) podle definice v článku 14.
 - e. po mezistupni výpočtu založeného na fyzikálních tocích validují provozovatelé přenosových soustav výsledné kapacity mezi zónami podle definice v článku 21. 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 21(6);
 - f. šestý procesní krok je předfinální výpočet založený na fyzikálních tocích, kdy:
 - i. provede se nový výpočet založený na fyzikálních tocích dle definice v článku 18, který nebere v úvahu žádnou obchodní výměnu za region Core a aktualizované vstupní údaje, jež jsou výsledkem kroků popsaných v článku 4(6)(d) a 4(6)(e);
 - ii. v následném kroku se uskutečňuje „proces předřešení“ dle definice v článku 18(1)(d);
 - iii. v dalším kroku se odstraní referenční obchodní situace definovaná v článku 18(1)(e);
 - iv. jako závěrečný krok se vypočítá zbývající disponibilní záloha podle definice v článku 12(10).
 - g. sedmý a finální procesní krok je finální výpočet založený na fyzikálních tocích, kdy:
-

-
- i. provede se nový výpočet založený na fyzikálních tocích dle definice v článku 18, který nebere v úvahu žádnou obchodní výměnu za region Core a aktualizované vstupní údaje, jež jsou výsledkem kroků popsaných v článku 4(6)(d) a 4(6)(e);
 - ii. v následném kroku se uskutečňuje „proces předřešení“ dle definice v článku 18(1)(d);
 - iii. v dalším kroku se odstraní referenční obchodní situace definovaná v článku 18(1)(e);
 - iv. následně se provede úprava LTN podle definice v článku 18(1)(f);
 - v. jako další krok se upraví vnější omezení s ohledem na salda, která vyplynou z LTN, v souladu s definicí v článku 18 (2)(c);
 - vi. nakonec se vypočítají zbývající disponibilní zálohy na jednotné propojení denních trhů podle definice v článku 18(1)(g).
7. V souladu s článkem 46 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 před termínem závaznosti denní kapacity dle definice podle článku 69 nařízení CACM.

METODIKY PRO VÝPOČET VSTUPNÍCH ÚDAJŮ

Článek 5 Metodika výběru kritických prvků sítě a kontingencí

1. Každý provozovatel přenosové soustavy regionu Core CCR musí poskytnout seznam kritických prvků sítě (CNE) své regulační oblasti, sestavený na základě zkušeností z provozu. Tento seznam se musí aktualizovat nejméně jednou ročně a v případě změn topologie sítě provozovatele přenosové soustavy v souladu s článkem 22. 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 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 5(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 22.

Kontingencí může být vypnutí:

 - vedení, kabelu nebo transformátoru;
 - přípojnice;
 - výrobní jednotky;
 - zatížení;
 - soubor výše uvedených kontingencí.
3. Přiřazování kontingencí k prvkům CNE se provádí podle seznamu CNE definovaného v článku 5(1) a podle seznamu kontingencí definovaného v článku 5(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 5(3) nebo 5(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 bude denně kontrolována před prvotním výpočtem na základě fyzikálních toků podle článku 5(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 faktor *PTDF* v souladu s článkem 12 vyšší než je hodnota společného mezního rámce 5 %. Hodnota tohoto mezního rámce je definována v souběhu s úpravou o minimální *RAM* podle článku 13, a to jednak jako opatření k minimalizaci případné diskriminace při zacházení s interními prvky sítě a prvky mezi zónami 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.

Prvky CNEC této kategorie se vezmou 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 11, přičemž však nejsou významně ovlivněny změnami v saldech nabídkových zón podle článku 5(6)(a). Prvky CNEC této kategorie lze sledovat pouze během optimalizace nápravného opatření (RAO) a nesmějí omezit kapacitu mezi zónami;

V souladu s článkem 15(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 přeshraničními výměnami, 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 5(6)(a), ani v článku 5(6)(b). Prvky CNEC této kategorie se nesmějí brát v úvahu při společném výpočtu denní 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 5(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 5(6)(a) některý prvek CNEC, který není 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.
 - b. Pokud se některý provozovatel přenosové soustavy za výjimečné situace rozhodne vyloučit ze seznamu vymezeného v článku 5(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 budou dále zkoumat hodnotu společného mezního rámce uváděného v článku 5(6)(a), včetně analýzy vycházející ze společenského prospěchu, a případně rámec upraví v souladu s výsledky souběžných příprav podle článku 25.
 9. Provozovatelé přenosových soustav provedou revizi a aktualizaci metodik určování prvků CNEC v souladu s článkem 22.

Článek 6 Metodika stanovení limitů provozní bezpečnosti

1. V souladu s článkem 23(1) nařízení CACM respektují 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 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 během konkrétní sezóny. 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. pro Platí 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 9, a dále konečnou upravenou hodnotou (FAV) v souladu s článkem 7.
 - 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:

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

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 $\varphi = 0$). Tudíž 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 21(1)(d);

- 2. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR se zaměří na určení maximálního přípustného proudu za použití minimálně sezónních limitů podle článku 6(1)(a)(ii) a ideálně dynamické zatížitelnosti vedení podle článku 6(1)(a)(iii), až na případy, kdy se uplatní podmínky podle článků 6(1)(a)(i) nebo 6(1)(a)(iv).
- 3. Provozovatelé přenosových soustav provedou revizi a aktualizaci limitů provozní bezpečnosti v souladu s článkem 22.

Článek 7 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 21;
 - c. pokud se některý provozovatel přenosové soustavy rozhodne při společném výpočtu denní kapacity využít FAV , musí takový PPS poskytnout regulačním orgánům regionu Core CCR jednoznačný popis konkrétní situace, která k tomuto rozhodnutí vedla, a to ve zprávě o sledování vymezené v článku 24.

Článek 8 Metodika omezení pro přidělování

- 1. V souladu s článkem 23(3)(a) nařízení CACM 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 (jako je frekvence, napětí a dynamická stabilita) závisejí na výrobě nebo spotřebě v dané soustavě, a takováto konkrétní limitující skutečnosti lze 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 výpočtu kapacity a vyjadřují se jako maximální omezení 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 denních 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 denních trhů), a omezují tak saldo příslušné nabídkové zóny ve vztahu ke všem regionům pro výpočet kapacity, zúčastněným na jednotném propojení denních trhů.
4. V případě, že zavedení vnějšího omezení globálního salda v rámci jednotného propojení denních trhů je technicky neproveditelné, vnější omezení se zavede omezením výpočtu kapacity mezi zónami v regionu Core CCR podle formulace v článku 18(2), čímž se vymezí limit salda regionu Core CCR pro příslušnou nabídkovou zónu.
5. Pokud jde o záložní postup podle článku 20, omezení pro přidělování (jelikož jsou vnějšími omezeními) se musejí modelovat jako omezení limitující saldo regionu Core CCR.
6. 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.
7. Provozovatel přenosové soustavy může využít vnější omezení, aby předešel situacím, které jsou příliš vzdálené referenčním tokům probíhajícím po síti v modelu D-2 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.
8. Provozovatel přenosové soustavy může využít vnější omezení v případě modelu centrálního povelování k zajištění provozní rezervy 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.
9. Podrobnosti, odůvodnění a metodika týkající se výpočtu vnějších omezení podle vymezení v člancích 8(6), 8(7) a 8(8) jsou stanoveny v Příloze 1.
10. Provozovatel přenosové soustavy může ukončit využívání vnějšího omezení vymezeného v člancích 8(6), 8(7) a 8(8). Dotčený provozovatel přenosové soustavy takovou změnu oznámí regulačním orgánům regionu Core CCR a účastníkům trhu v předstihu nejméně jednoho měsíce přes jejím uskutečněním.
11. Provozovatelé přenosových soustav provedou revizi a aktualizaci omezení pro přidělování v souladu s článkem 22.

Článek 9 Metodika spolehlivostních rezerv

1. Společná metodika výpočtu denní kapacity je založena na předpovědních modelech přenosové soustavy. Vstupní údaje se vytvářejí dva dny 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 aktualizuje D2 společný model sítě (CGM) tak, aby byla vzata v úvahu situace v reálném čase přinejmenším u nápravných opatření, která se zohledňují ve společném výpočtu kapacity a jsou vymezena v článku 11. Tato nápravná opatření řídí provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR, a proto se nepovažují za neurčitost. Tento krok se provádí zkopírováním konfigurace těchto nápravných opatření v reálném čase a jejich aplikováním na historický model D-2 CGM. Toky výkonu pro takto modifikovaný model D-2 CGM se 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 D-2 CGM v souladu s metodikou vymezenou v článku 12. Následně se vezmou v úvahu stejné obchodní výměny v regionu Core CCR při srovnání toků výkonu na základě společného výpočtu denní kapacity s toky při situaci v reálném čase. Tyto kroky se nazývají očekávané toky (F_{exp}), viz Rovnice 2.

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

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 |
| \vec{NP}_{real} | saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu ve skutečné obchodní situaci |
| \vec{NP}_{ref} | saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v modelu CGM |

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

- b. v rámci druhého kroku a v souladu s článkem 22(3) nařízení CACM se 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 prvek CNE může mít rozdílné hodnoty rezervy *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 BV a TransnetBW;

-
- ii. použít 90. percentil pravděpodobnostního rozdělení vypočtený pouze z prvků CNE bez kontingence. Znamená to, že prvek CNE může mít totožné hodnoty rezervy *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 9(2)(b)(i) nebo 9(2)(b)(ii), která může zredukovat vypočítané hodnoty *FRM* na rozmezí 5 % až 20 % maximálního přípustného toku výkonu F_{max} vypočteného za normálních povětrnostních podmínek.
 - d. Provozovatelé přenosových soustav budou dále zkoumat hodnotu společné míry rizika, na niž se odkazuje v článku 9(2)(b), a případně ji upraví v souladu s článkem 25.
 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 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 linearity a modelování vnějších oblastí provozovatelů přenosových soustav (mimo region Core CCR).
 6. Při ročním přezkumu vymezeném v článku 22 provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vyhodnotí možná zkvalitnění vstupních údajů pro společný výpočet denní kapacity.
 7. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR 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 výpočtu denní kapacity na základě fyzikálních toků pro region Core CCR.

Článek 10 Metodika klíčů pro rozložení výroby

1. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR v souladu s článkem 24 nařízení CACM vypracovali následující metodiku stanovení společného klíče pro rozložení výroby:
 - a. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR vezmou v úvahu údaje o výrobě nebo zatížení dostupné ve společném modelu sítě pro každý ze scénářů vypracovaných v

-
- souladu s článkem 18 nařízení CACM k výběru uzlů, které budou přispívat ke klíči pro rozložení výroby (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;
 - 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-2 CGM, a to 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 D-2 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 úrovně 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 10(2)(a) a 10(3) a případně ji upraví v souladu s výsledky interních souběžných příprav podle článku 25. 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 22.

Článek 11 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 denní 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 denní kapacity berou v úvahu pouze beznákladová nápravná opatření, který lze explicitně modelovat postupem D-2 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 15.
9. Provozovatelé přenosových soustav provedou revizi a aktualizaci nápravných opatření zohledněných při výpočtu kapacity v souladu s článkem 22.

PODROBNÝ POPIS PŘÍSTUPU K VÝPOČTU KAPACITY

Článek 12 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 5(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 z modelu D-2 CGM a klíče pro rozložení výroby *GSK* vymezeného v souladu s článkem 10.
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-2 CGM. Pro každou jednotlivou změnu na uzlu se sleduje účinek na zatížení každého prvku CNE nebo CNEC, který se vypočítá jako procentní podíl. Klíč pro rozložení výroby *GSK* převede tyto uzel-bilanční uzel faktory *PTDFs* (korekční faktory za přenos elektřiny při obchodní výměně mezi uzlem a bilančním uzlem) 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 faktorů <i>PTDFs</i> (sloupce: uzly, 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→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→B,l}* lze následovně provázet se zóna-bilanční uzel faktorem *PTDFs* :

$$PTDF_{A→B,l} = PTDF_{A,l} - PTDF_{B,l}$$

Rovnice 4

5. Nízká hodnota zóna-zóna faktoru *PTDF_{A→B,l}* jako v Rovnici 4, která se blíží hodnotě nula procent, znamená, že výměna mezi nabídkovou zónou A a nabídkovou zónou B má vliv na tok na prvcích CNE nebo CNEC *l*, nikoli však ve vysoké míře. V případě jednotného propojení denních trhů (SDAC) 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 24. 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 metodiky EFB podle článku 16, 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 měnícínu 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 měnícínu 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 16.

7. Maximální zóna-zóna faktor $PTDF$ prvku CNE nebo CNEC ($PTDF_{z2zmax, l}$) představuje maximální vliv, který může mít jakákoli 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 .

8. Referenční tok (F_{ref}) je aktivní tok výkonu na prvku CNE nebo CNEC založený na společném modelu sítě typu D-2 CGM. V případě prvku CNE je F_{ref} simulován přímo z modelu D-2 CGM, zatímco v případě prvku CNEC je F_{ref} simulován prostřednictvím specifikované kontingence.
9. 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-2 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 |

10. Zbývající disponibilní záloha (RAM) na prvku CNEC 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}), úpravy o minimální RAM (AMR), zálohy na zahrnutí dlouhodobě přidělených kapacit (LTA_{margin}), spolehlivostní rezervy (FRM), konečné upravené hodnoty (FAV) a očekávaného toku (F_i) podle následující rovnice:

$$RAM_i = F_{max} + AMR + LTA_{margin} - FRM - FAV - F_i$$

Rovnice 8

Článek 13 Úprava o minimální zbývající disponibilní zálohu RAM

1. V reakci na článek 21(1)(b)(ii) nařízení CACM si provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR, kromě uplatňování maximální mezní hodnoty faktoru zóna-zóna $PTDF$ uvedeného v článku 5(6)(a), vytknou cíl zajistit minimální zbývající disponibilní zálohu RAM na prvky CNEC a před přidělením obchodních výměn určit kapacitu mezi zónami, s výjimkou důvodů daných provozní bezpečností.
2. Záloha poskytnutá k dispozici na každém prvku CNEC pro toky vyplývající ze součtu obchodních výměn v rámci regionu Core CCR nesmí být nižší než 20 % maximálně přípustného toku výkonu F_{max} , aniž je dotčeno právo na vyloučení specifických prvků CNEC podle článku 13(5) a na úpravu kapacity mezi zónami během validace podle článku 21.
3. Pro účely stanovení úpravy o minimální zbývající disponibilní zálohu RAM se vezme v úvahu situace bez obchodních výměn v regionu Core CCR. Toky na všech prvcích CNEC v takové obchodní situaci se určí nastavením salda \vec{NP}_i na nulu v rovnici 7, z čehož vyplyne tato rovnice:

$$\vec{F}_0 = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF} \cdot \vec{NP}_{ref}$$

Rovnice 9

kde

| | |
|-----------------|---|
| \vec{F}_0 | tok připadající na prvek CNEC za situace bez obchodních výměn uvnitř regionu Core CCR |
| \vec{F}_{ref} | tok připadající na prvek CNEC v modelu CGM (referenční tok) |

| | |
|-----------------------------|--|
| <i>PTDF</i> | matrice korekčního faktoru za přenos elektřiny |
| $\overrightarrow{NP}_{ref}$ | saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v modelu CGM |

4. Úprava o minimální zálohu *RAM* (*AMR*) připadající na prvek CMEC se určí za pomoci této rovnice:

$$AMR = \max(0.2F_{max} - (F_{max} - FRM - F_0); 0)$$

Rovnice 10

kde

| | |
|-----------|---|
| F_{max} | Maximální přípustný proud |
| FRM | Spolehlivostní rezerva založená na tocích |
| F_0 | Tok za situace bez obchodních výměn uvnitř regionu Core CCR |

5. Provozovatel přenosové soustavy se může rozhodnout za určitých okolností neuplatnit zálohu *AMR* na konkrétní prvky CNEC, s odůvodněním pro regulační orgány podle článku 24(3)(o). Toto vyloučení lze provést:
- před výpočtem parametrů založených na fyzikálních tocích, pokud PPS zjistí, že je to nezbytné, když poskytuje seznam prvků CNEC v souladu s článkem 4(2); nebo
 - během validačního postupu popsaného v článku 21 a v souladu s článkem 4(6)(e).
6. Vyloučení uplatnění zálohy *AMR* pro daný prvek CBEC dle popisu v článku 13(5) lze aktivovat za situací, kdy neexistují dostatečná disponibilní nápravná opatření, bez ohledu na jejich nákladnost, která by zajišťovala bezpečnost dodávek a bezpečnost soustavy.

Článek 14 Zařazení dlouhodobých přidělených kapacit (LTA)

- Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR v souladu s článkem 21(b)(iii) nařízení CACM musejí uplatňovat následující pravidla pro zohlednění dříve přidělené kapacity mezi zónami:
 - Cílem pravidel je ověřit, že zbývající disponibilní záloha *RAM* na každém prvku CNEC nebo CNEC zůstává nezáporná ve všech kombinacích dříve přidělených obchodních sald.
 - „Dříve přidělené kapacity“ na všech obchodních hranicích regionu Core CCR jsou dlouhodobé přidělené kapacity (LTA). LTA se vypočítají v souladu s nařízením Komise (EU) 2016/1719 ze dne 26. září 2016, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu, podle v něm stanovených termínů.
 - Pokud nebyl proveden výpočet dlouhodobých kapacit podle článku 14(1)(b), provádí se společná koordinace dlouhodobě přidělených kapacit (LTA) ve výročním cyklu během zasedání všech provozovatelů přenosových soustav regionu Core CCR. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR budou společně koordinovat veškeré navržené odchylky od historických hodnot na základě vyhodnocení bezpečnosti.
- Následující rovnice se povinně použije pro všechny možné kombinace sald vzniklé z úplného využití dříve přidělených kapacit na všech obchodních hranicích:

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

Rovnice 11

kde

| | |
|--------------------|--|
| \vec{F}_{LTA_i} | tok připadající na prvek CNEC v kombinaci využití i dlouhodobě přidělených kapacit LTA |
| \vec{F}_{ref} | tok připadající na prvek CNEC v modelu CGM (referenční tok) |
| PTDF | matrice korekčního faktoru za přenos elektřiny |
| \vec{NP}_{LTA_i} | saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v kombinaci využití i dlouhodobě přidělených kapacit LTA |
| \vec{NP}_{ref} | saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v modelu CGM |

Dále se povinně provede kontrola následující rovnice:

$$RAM_{LTA_i} = F_{max} + AMR + LTA_{margin} - FRM - FAV - F_{LTA_i}$$

Rovnice 12

kde

| | |
|----------------|---|
| RAM_{LTA_i} | záloha RAM připadající na prvek CNEC v kombinaci využití i dlouhodobě přidělených kapacit LTA |
| LTA_{margin} | rezerva na zahrnutí LTA |

- Pokud je nejméně jedna ze zbývajících disponibilních záloh RAM_{LTA_i} menší než nula, implikuje to, že dříve přidělené kapacity nejsou plně kryty oblastí založenou na fyzikálních tocích. V takovém případě lze zálohu RAM omezující prvky CNEC zvýšit za použití parametru LTA_{margin} a kompenzovat tím zápornou zálohu RAM_{LTA_i} .

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 tato společná metodiky výpočtu denní kapacity uvede popis pravidel pro úpravu toků výkonu na kritických prvcích sítě v důsledku nápravných opatření:
 - 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;
 - 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 ve stanoveném provozním bodu sítě. Stanovená provozní bod sítě se vyjádří vyrovnanými saldy pro jednotlivé nabídkové zóny, která se odvodí z postupu sbližování společného modelu sítě (CGMA) v souladu s metodikou sbližování společného modelu sítě.
 - Optimalizace nápravných opatření bude automatizovaný, koordinovaný a replikovatelný proces prováděný subjektem pro výpočet koordinované kapacity, který uplatňuje nápravná opatření (RA) v souladu s článkem 11; a

- d. uplatněná nápravná opatření musejí být transparentní pro všechny provozovatele přenosových soustav. a to i v sousedících regionech pro výpočet kapacity, a slouží jako vstupní údaje pro koordinovanou analýzu provozní bezpečnosti uskutečněnou podle článku 75 SO GL.
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 u vyrovnaných sald v postupu sbližování společného modelu sítě, kde cílová funkce $\min(RAM_{rel}) \rightarrow \max$, tedy maximalizace minimální poměrné zálohy RAM u všech optimalizovaných prvků CNEC v souladu s článkem 5(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 13.

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

Rovnice 13

- 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 5(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;
 - 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;
 - omezené počtu aktivovaných kurativních nápravných opatření;
 - maximální zatížení sledovaných (tj. neoptimalizovaných) prvků CNEC v souladu s článkem 5(6)(b), limitující dodatečný tok výkonu v důsledku optimalizace nápravných opatření na maximálně 50 MW a zálohu RAM prvků CNEC přes optimalizací nápravného opatření.
- c. Proměnnými optimalizace jsou stavy přepínání topologických opatření a polohy odboček PST.

Článek 16 Integrace přeshraničních 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 založenou na fyzikálních tocích (EFB).
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 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 (AHC) klade kapacitní omezení jednoho regionu pro výpočet kapacity na výměny mezi zónami dalšího regionů 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 denní kapacity zaváděné podle metodiky EFB jsou dvojího druhu:
 - a. dopad výměny prostřednictvím přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení se zohledňuje pro všechny relevantní prvky CNEC;
 - b. odstávka vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení se zohlední jako kontingence pro všechny relevantní prvky CNEC pro účely simulace nulového toku přes propojovací vedení, jelikož nastává situace N-1.
 5. Pro dosažení integrace přeshraničního vysokonapěťového stejnosměrného propojovacího vedení do procesu založeného na fyzikálních tocích se povinně 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 12(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 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 s regiony mimo region Core CCR se implicitně zachycují v modelu D-2 CGM formou nejlepších předpovědí PPS, 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 zbývajícím disponibilní záloze RAM prostřednictvím referenčního toku F_{ref} přes všechny prvky CNEC (viz též Rovnice 7 a 8 v článku 12). Tyto předpoklady jako takové ovlivní (zvýší nebo sníží) zbývajícím 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 denním propojení trhů. Tím by se omezily neurčitosti v modelu D-2 CGM, pokud jde o předpověď výměn v regionech mimo region Core CCR, a zvýšila by se míra volnosti pro jednotné denní propojení trhů při optimálním přidělování kapacit. Proveditelnost vyspělého hybridního propojení trhů (AHC) bude zkoumána v souladu s článkem 25(7).
4. Vyspělé hybridní propojení trhů se chápe jako cílové řešení pro explicitní modelování situací výměny sousedících regionů pro výpočet kapacity v rámci oblasti na základě fyzikálních toků regionu Core a bude projednáno se sousedícími dotčenými regiony pro výpočet kapacity.
5. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR musejí sledovat přesnost výměn mimo region Core CCR v modelu D-2 CGM. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR musejí příslušné výkazy překládat nejméně jednou ročně.

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 korekčního faktoru za přenos elektřiny $PTDF$), přičemž konečné parametry založené na fyzikálních tocích se vypočítají v těchto po sobě jdoucích krocích:
 - a. určení úpravy o minimální RAM (AMR) podle článku 13;
 - b. plnění pravidel pro dříve přidělené kapacity v článku 14;
 - c. uplatnění možné konečné upravené hodnoty FAV v souladu s článkem 21;
 - d. při jednotném denním 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 zbývajícím 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 redundantní omezení;
 - e. jelikož referenční tok (F_{ref}) je fyzikální tok vypočítaný z modelu D-2 CGM, odráží se v něm zatížení prvků CNE a CNEC vzhledem k předpověděným obchodním výměnám. Tento referenční tok je proto nutno upravit, nejdříve tak, aby se odstranil dopad těchto obchodních

výměn. Korekční faktor za přenos elektřiny *PTDFs* zůstává v tomto kroku shodný. Z toho plyne, že účinek na oblast založenou na fyzikálních tocích znamená změnu v prostoru pro řešení. Vypočítává se s použitím rovnice 7, v souladu s článkem 12(9) pro obchodní situaci bez komerčních výměn v regionu Core.

$$\vec{F}_0 = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF} \cdot (\vec{0} - \vec{NP}_{ref})$$

Rovnice 14

kde

| | |
|------------------|---|
| \vec{F}_0 | tok připadající na prvek CNEC za obchodní situace bez obchodních výměn v regionu Core CCR |
| \vec{F}_{ref} | tok připadající na prvek CNEC v modelu CGM (referenční tok) |
| PTDF | matrice korekčního faktoru za přenos elektřiny |
| $\vec{0}$ | Nulový vektor |
| \vec{NP}_{ref} | saldo regionu Core CCR připadající na nabídkovou zónu v modelu CGM |

- f. dále, tento tok je nutno upravit, aby se zohlednil účinek dlouhodobých nominací (LTN) obchodních intervalů (MTU). Korekční faktor za přenos elektřiny *PTDFs* zůstává v tomto kroku shodný. Z toho plyne, že účinek na oblast založenou na fyzikálních tocích znamená další změnu v prostoru pro řešení:

$$\vec{F}_{LTN} = \vec{F}_0 + \mathbf{PTDF} \cdot \vec{NP}_{LTN}$$

Rovnice 15

kde

| | |
|------------------|---|
| \vec{F}_{LTN} | tok připadající na prvek CNEC po zohlednění dlouhodobé nominace |
| \vec{F}_0 | tok připadající na prvek CNEC za obchodní situace bez obchodních výměn v regionu Core CCR |
| PTDF | matrice korekčního faktoru za přenos elektřiny |
| \vec{NP}_{LTN} | saldo regionu Core CCR vyplývající z dlouhodobé nominace |

- g. Nakonec se zbývající disponibilní záloha pro jednotné denní propojení trhů vypočítá následovně:

$$RAM_{LTN} = F_{max} + AMR + LTA_{margin} - FRM - FAV - F_{LTN}$$

Rovnice 16

2. V případě, že se vnější omezení modeluje jako omezení v rámci výpočtu kapacity mezi zónami regionu Core v souladu s článkem 8(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 *PTDF* pro všechny další nabídkové zóny jsou nastaveny na nulu;
 - c. Hodnota zbývající disponibilní zálohy *RAM* je nastavena na hodnotu vnějšího omezení a upravena tak, aby limity nastavené pro mechanismus jednotného denního propojení trhů byly vztaženy k přírůstkům a úbytkům sald, pokud jde o salda vyplývající z dlouhodobých nominací.

-
3. V případě potřeby nákladných nápravných opatření pro udržení vypočítané kapacity mezi zónami, musejí být taková nápravná opatření koordinována.

Článek 19 Záložní a výchozí procesy pro pre-coupling

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.
 - a. Jestliže vstupní údaje pro výpočet kapacity založené na fyzikálních tocích chybí déle než tři po sobě jdoucí hodiny, lze s přijatelnou mírou rizika vypočítat překlenovací parametry založené na fyzikálních tocích, a to tzv. překlenovací metodou. Překlenovací metoda je založena na křížení dřívějších a následných dostupných oblastí založených na fyzikálních tocích a upravena na nulovou bilanci (aby se vyrušil dopad referenčního programu). Za každého provozovatele přenosové soustavy se shromáždí prvky CNE a CNEC z dřívějších a následných časových značek, přičemž z obou časových značek se zohlední jen nejvíce omezující prvky (křížení).
 - b. Pokud není možné chybějící parametry překlenout, nebo nastane situace popsaná v článku 21(1)(c), mohou provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR uplatnit výpočet „výchozích parametrů založených na fyzikálních tocích“. Výpočet se provede na základě dlouhodobě existujících dvoustranných kapacit. Tyto kapacity lze převést na kapacity mezi zónami založené na fyzikálních tocích, a to prostou lineární operací. Pro optimalizaci kapacit poskytnutých v tomto případě do přidělovacího systému upraví povinně provozovatelé přenosových soustav během procesu výpočtu kapacit dlouhodobé kapacity. Ve výsledku budou dodané kapacity rovny formuli „hodnota dlouhodobě přidělené kapacity LTN + n“ pro každou hranici a každý směr; převedou se na omezení založená na fyzikálních tocích, kdy „n“ bude kladná nebo nulová hodnota, vypočítaná během procesu výpočtu kapacit.

Článek 20 Dostupné přenosové kapacity (ATC) pro záložní postup

1. V případě, že proces jednotného propojení denních trhů není schopen poskytnout výsledky, uplatní se v souladu s článkem 21(3) nařízení CACM záložní řešení. Tento proces vyžaduje stanovení dvoustranných dostupných přenosových kapacit (dále „kapacity ATC pro záložní postup“) pro každý obchodní interval, a to v souladu s „Návrhem záložních postupů podaným provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR“¹, jak to vyžaduje článek 44 nařízení CACM.
2. Oblasti založené na fyzikálních tocích poslouží jako základ pro stanovení kapacit ATC pro záložní postup. Vzhledem k tomu, že výběr souboru dostupných přenosových kapacit z oblasti založené na fyzikálních tocích přináší nekonečný soubor voleb, byl navržen algoritmus, kterým jsou kapacity ATC pro záložní postup stanoveny systematickým způsobem.
3. Pro každý obchodní interval jsou nutné následující vstupní údaje:
 - a. hodnoty dlouhodobě přidělených kapacit;
 - b. konečná oblast založená na fyzikálních tocích popsaná v článku 18;
 - c. omezení pro přidělování podle článku 8(5).
4. Výsledkem výpočtu pro jednotlivé obchodní intervaly jsou následující výstupy:
 - a. Dostupné přenosové kapacity (ATC) pro záložní postup;

¹ Předložen regulačním orgánům regionu Core CCR dne 26. ledna 2018.

- b. omezení s nulovou rezervou po výpočtu kapacit ATC pro záložní postup.
5. Výpočet kapacit ATC pro záložní postup je součástí konečného kroku výpočtu založeného na fyzikálních tocích popsaného v článku 4, a proto se provádí pro každý obchodní interval.
6. Při výpočtu kapacity ATC pro záložní postup se každé omezení pro přidělování podle článku 20(3)(c) modeluje jako další řádek do konečné oblasti založené na fyzikálních tocích následovně:
- 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;
 - hodnoty korekčního faktoru za přenos elektřiny $PTDF$ pro všechny další nabídkové zóny jsou nastaveny na nulu;
 - hodnota RAM je nastavena na částku omezení pro přidělování, poníženou o součet kapacit ATC na hranicích příslušné nabídkové zóny mimo region Core CCR.
7. Výpočet kapacit ATC pro záložní postup je iterační postup zaměřený na zvyšování oblasti dlouhodobě přidělených kapacit při respektování omezení konečné oblasti založené na fyzikálních tocích, vypočtené pro každý obchodní interval popsaný v článku 18.
- za prvé je nutno upravit zbývající disponibilní zálohy (RAM) konečné oblasti založené na fyzikálních tocích (prvky CNE, CNEC a příslušná omezení pro přidělování), a zohlednit tak výchozí bod iterace, jímž je oblast dlouhodobě přidělených kapacit:
 - ze zóny-bilanční uzel faktorů $PTDFs$ ($PTDF_{zone-to-slack}$) se vypočítají zóna-zóna faktory $PTDFs$ ($pPTDF_{zone-to-zone}$), ve kterých se zachovávají pouze kladné číselné údaje:

$$pPTDF_{zone-to-zone,A \rightarrow B} = \max(0, PTDF_{zone-to-slack,A} - PTDF_{zone-to-slack,B})$$

Rovnice 17

kde

| | |
|--|--|
| $pPTDF_{zone-to-zone,A \rightarrow B}$ | zóna-zóna faktor $PTDF$ prvku CNE, CNEC nebo omezení pro přidělování, týkající se výměny z nabídkové zóny A do B , kde se berou v úvahu pouze kladné hodnoty |
| $PTDF_{zone-to-slack,k}$ | zóna-zóna faktor $PTDF$ prvku CNE, CNEC nebo omezení pro přidělování týkající se nabídkové zóny k |

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

- iterační postup pro stanovení kapacit ATC pro záložní postup se zahajuje od oblasti dlouhodobě přidělených kapacit (LTA). Vzhledem k tomu je třeba následujícím způsobem upravit zbývající disponibilní zálohy $RAMs$ s přihlédnutím k dopadu dlouhodobé nominace již ovlivňující zbývající disponibilní zálohy $RAMs$:

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

Rovnice 18

kde

| | |
|------------------------------|--|
| $\overrightarrow{Margin}(0)$ | Záloha v počátečním bodu je iterace 0 |
| $\overrightarrow{RAM}_{LTN}$ | Zbývající disponibilní zálohy po dlouhodobých nominacích (LTN) podle článku 18(1)(g) |

pPTDF_{zone-to-zone}

matrice korekčních faktorů PTDF zóna-zóna všech prvků CNE, CNEC a omezení pro přidělování, týkající se výměny mezi všemi páry sousedících nabídkových zón regionu Core CCR, se zohledněním pouze kladných hodnot

- b. Tato iterační metoda uplatňovaná pro výpočet kapacit ATC pro záložní postup se v každém iteračním kroku i soustřeďuje na následující úkony:
- pro každý prvek CNE, CNEC a omezení pro přidělování konečné oblasti založené na fyzikálních tocích se sdílí zbývající záloha mezi vnitřními hranicemi regionu Core CCR, které jsou kladně ovlivněny stejnými podíly;
 - z těchto podílů na záloze se vypočítají maximální dvoustranné výměny, a to tak, že každý podíl se vydělí kladným zóna-zóna faktorem *PTDF*;
 - dvoustranné výměny se aktualizují přičtením minimálních hodnot získaných ze všech prvků CNE, CNEC a omezení pro přidělování.
 - Provede se aktualizace záloh na prvky CNE, CNEC a omezení pro přidělování s uplatněním nových dvoustranných výměn z kroku iii, následuje návrat na krok i;
 - iterace pokračují, dokud maximální hodnota ze všech omezení pro absolutní rozdíl mezi rezervou iterací i+1 a i není menší než stop kritérium;
 - výsledné kapacity ATC pro záložní postup nabývají hodnot, které byly určeny pro maximální dvoustranné výměny uvnitř regionu Core CCR získané iterací i+1 po zaokrouhlení dolů na celé číslo;
 - Po výpočtu algoritmu existují některé prvky CNE, CNEC a omezení pro přidělování, u nichž nezůstala žádná zbývající disponibilní záloha. Ty jsou limitujícími omezeními kapacit ATC pro výpočet záložního postupu.

Článek 21 Metodika validace kapacit

- 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:
 - výskyt mimořádné kontingence nebo nucené odstávky podle definice v článku 3 SO GL;
 - pokud nejsou dostatečná nákladná nápravná opatření a nenákladná nápravná opatření podle článku 11, potřebná pro zajištění vypočítané kapacity podle článku 4(6)(d) na všech prvcích CNEC;
 - chyba ve vstupních údajích, která vede k nadhodnocení kapacity mezi zónami z pohledu provozní bezpečnosti;
 - případná potřeba krytí toků jalového výkonu na určitých prvcích CNEC;
- 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.
- Pokud je s ohledem na situace vymezené v článku 21(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 21(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 21(1)(c) může provozovatel přenosové soustavy také požádat o společné rozhodnutí o zahájení přípravy výchozích parametrů založených na fyzikálních tocích. V případě situace vymezené v článku 21(1)(b) se může provozovatel přenosové soustavy také rozhodnout neuplatnit zálohu AMR na specifické prvky CNEC podle článku 5..
 5. Jakékoli snížení kapacit mezi zónami během procesu validace bude povinně sděleno účastníkům trhu a odůvodněno regulačním orgánům v souladu s článkem 23, respektive článkem 24. 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 21(1)(c) musí tato zpráva obsahovat opatření k předcházení podobným chybám.
 6. 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 21(3).

AKTUALIZACE A POSKYTOVÁNÍ ÚDAJŮ

Článek 22 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 1 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 1 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 3 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 23 Zveřejňování údajů

1. Údaje uvedené v článku 23(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. prvotní výchozí parametry založené na fyzikálních tocích (bez dlouhodobých nominací) budou zveřejňovány v termínu D-1 před nominacemi dlouhodobých práv pro každý obchodní interval následujícího dne. Pro tento soubor prvotních parametrů založených na fyzikálních tocích se všechny dlouhodobé nominace na všech hranicích nabídkových zón regionu Core CCR předpokládají s nulovou hodnotou ($LTN=0$);
 - b. dlouhodobé nominace (LTN) pro každou hranici regionu Core CCR, kde se uplatňují fyzická přenosová práva, budou zveřejňovány v termínu D-1 (cílový čas 10,30 h)² pro každý obchodní interval následujícího dne;
 - c. konečné parametry založené na fyzikálních tocích budou zveřejňovány v termínu D-1 (cílový čas 10,30 h) pro každý obchodní interval následujícího dne a zahrnou zóna-bilanční uzel faktory $PTDFs$ a zbývající disponibilní zálohu RAM pro každý „předběžně řešený“ prvek CNEC;
 - d. kromě toho budou v termínu D-1 (cílový čas 10,30 h) zveřejňovány následující datové položky pro každý obchodní interval následujícího dne:
 - i. maximální a minimální saldo každé nabídkové zóny;
 - ii. maximální dvoustranné výměny mezi všemi nabídkovými zónami regionu Core CCR;
 - iii. Dostupné přenosové kapacity (ATC) pro záložní postup.
 - e. v termínu D-1 (cílový čas 10,30 h) mohou být zveřejňovány následující údaje:
 - i. skutečné názvy prvků CNEC a vnějšího omezení;
 - ii. EIC kód prvku CNE a EIC kód kontingence;
 - iii. podrobný rozpis zbývající disponibilní zálohy RAM připadající na prvek CNEC:
 - F_{max} , včetně údaje, jestli je stanoven na základě trvalých nebo dočasných limitů;
 - F_{LTN} ;
 - I_{max} ;
 - FRM ;
 - AMR ;
 - LTA_{margin} ;
 - FAV .

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

-
- iv. podrobný rozpis zbývajících disponibilních záloh *RAM* připadajících na vnější omezení:
 - F_{max} ;
 - F_{LTN} .
 - v. Pro každé nápravné opatření, který vyplývá z optimalizace nápravných opatření:
 - Druh nápravného opatření (RA);
 - Místo RA.
 - f. následující údaje z modelu D-2 CGM pro každý obchodní interval, pro každou nabídkovou zónu regionu Core CCR a každého provozovatele přenosové soustavy mohou být zveřejňovány ex post v termínu D+2:
 - i. vertikální zatížení;
 - ii. výroba;
 - iii. nejlepší předpověď salda.
 - g. 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 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 25(4).

Článek 24 Sledování a údaje pro regulační orgány

1. S ohledem na úvodní odůvodnění a článek 26(5) nařízení CACM budou regulačním orgánům regionu Core CCR poskytovány údaje o sledování jak podklad pro dohled a pro nediskriminační a účinné řízení přetížení v regionu Core CCR.
2. Poskytované údaje o sledování kromě toho budou sloužit jako podklad pro zprávu vypracovávanou ve dvouletých intervalech v souladu s článkem 27(3) nařízení CACM.
3. Regulačním orgánům budou jednou měsíčně předkládány minimálně následující položky sledování související se společným výpočtem kapacity:
 - a. výsledky jednou za hodinu prováděných kontrol dlouhodobě přidělených kapacit
 - b. kontrola maximálního zóna-zóna faktoru *PTDF*;
 - c. minimální/maximální hodinová salda připadající na jednu nabídkovou zónu;
 - d. maximální hodinové dvoustranné výměny pro každou z hranic nabídkových zón regionu Core CCR;
 - e. využití konečné upravené hodnoty *FAV*;
 - f. vnější omezení;
 - g. hodinové kapacity ATC pro záložní postup pro všechny hranice regionu Core CCR
 - h. měsíční přehled časových značek, pokud se použije překlenování;
 - i. měsíční přehled časových značek, u nichž byly uplatněny výchozí parametry založené na fyzikálních tocích;
 - j. hodinové neanonymizované předběžně řešené prvky CNEC, s vykazáním *PTDF*, F_{max} , *FRM*, *AMR*, LTA_{margin} , *FAV*, *RAM* a F_{ref} ;
 - k. hodinové neanonymizované aktivní prvky CNEC, vykazující související salda a stínové ceny;
 - l. 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(6)(a) nejméně na jednom prvku CNEC nižší než nula;
 - počet prvků CNEC ovlivněných zařazením dlouhodobě přidělených kapacit (LTA);
 - 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 CNE 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*;
 - počet předběžně řešených prvků CNEC, kde nebyla uplatněna *AMR* v souladu s článkem 13(5);
 - zda byla použita technologie překlenování;
 - zda byly uplatněny parametry založené na fyzikálních tocích;
- m. vliv malých korekčních faktorů za přenos elektřiny;
- n. v případě výskytu: odůvodnění, pokud je uplatněna konečná upravená hodnota *FAV*;
- o. v případě výskytu: odůvodnění, pokud není uplatněna *AMR*
- p. 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 5(7);
- q. snížení provedená během validace kapacity mezi zónami v souladu s článkem 26 (5) nařízení CACM;
- r. seznam prvků CNE s použitím definic *I_{max}* a odůvodnění této skutečnosti v souladu s článkem 6(1);
- s. nové prvky CNE a kontingence, které byly doplněny do seznamů v souladu s článkem 5(1) a 5(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 25(4).

ZAVEDENÍ

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

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

1. Provozovatelé přenosových soustav v regionu Core CCR zveřejní společnou metodiku výpočtu denní kapacity bez zbytečného odkladu poté, co všechny národní regulační orgány schválí tuto navrženou metodiku, nebo bude přijato rozhodnutí Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů v souladu s článkem 9(10), 9(11) a 9(12) nařízení CACM.
2. Provozovatelé přenosových soustav budou nadále sledovat účinky a výkonnost navržené metodiky výpočtu denní kapacity založené na fyzikálních tocích. Provede se to v rámci vyhrazené interní a

externí souběžné přípravy, a po zprovoznění metodiky nadále průběžně. Kritéria sledování / ukazatele KPI budou definovány v koordinaci s národními regulačními orgány a ostatními zúčastněnými stranami (viz též Tabulka 1 – Příloha 2).

3. Před zavedením metodiky výpočtu kapacity (CCM) se provede analýza informací, jejichž zveřejnění je vyžadováno pro jednotlivé země, která odhalí rozpor článku 23 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 23) 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 S1-2019 v souladu s článkem 20(8) nařízení CACM, s výjimkou uplatňování metodiky na spolehlivostní rezervu založenou na tocích *FRM* v souladu s článkem 22 nařízení CACM. Vnější souběžné přípravy budou následovány fází integrace jednotného propojení denních trhů (SDAC) a přípravami na zprovoznění cílené na S1-2020 jakožto vhodný termín pro zavedení do ostrého provozu na trhu Milníky a kritéria pro zavedení CCM jsou prezentovány v Tabulce 1 – Příloha 2. Délka trvání vnějších souběžných příprav bude záviset na zkušenostech z trhu, výsledcích hospodářské prospěšnosti, i na délce schvalovacího procesu na straně národních regulačních orgánů.
5. Spolehlivostní rezerva založená na tocích vymezená v článku 9 bude pro účely společného výpočtu denní kapacity zavedena 3 měsíce po nashromáždění údajů za 1 rok od doby ostrého zprovoznění propojování denních trhů založeného na tocích v regionu Core CCR.
6. V souladu s článkem 25(4) bude během tohoto přechodného období spolehlivostní rezerva založená na tocích *FRM* určována v souladu s článkem 9.
7. Po zavedení společné metodiky výpočtu denní kapacity hodlají provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR pracovat na podporovaném řešení doplňujícím standardní hybridní propojení trhů, které bude plně zohledňovat vlivy sousedících regionů pro výpočet kapacity při přidělování kapacity, tj. na koncepci vyspělého hybridního propojení trhů (AHC), a to v těsné spolupráci se sousedícími zúčastněnými regiony pro výpočet kapacity. Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR si kladou za cíl být provozně kompatibilní dva (2) roky od doby, kdy bude propojování denních trhů založené na tocích v regionu Core CCR zavedeno do ostrého provozu na trhu. O zavedení koncepce vyspělého hybridního propojení trhů (AHC) bude rozhodnuto společně se sousedícími zúčastněnými regiony pro výpočet.
8. Termíny vymezené výše v člancích 25(2), 25(4) a 25(5) lze upravovat na základě žádosti předložené všemi provozovateli přenosových soustav regionu Core CCR jejich vnitrostátním regulačním orgánům, pokud zkušební období nesplní nezbytné podmínky pro zavedení.

Provozovatelé přenosových soustav regionu Core CCR zavedou společnou metodiku výpočtu denní kapacity na hranici nabídkové zóny regionu Core CCR jen tehdy, bude-li hranice nabídkové zóny provozována v implicitních alokačních seancích společně se všemi ostatními hranicemi nabídkových zón regionu Core CCR.

JAZYK

Článek 26 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.

PŘÍLOHA 1 - Odůvodnění využívání a metodiky výpočtu vnějších omezení

Následující oddíl popisuje podrobně odůvodnění využívání a metodiky aktuálně používané každým provozovatelem přenosové soustavy regionu Core CCR pro stanovení parametrů a zavádění vnějších omezení v souladu s potřebami. Právní výklad způsobilosti k využívání vnějších omezení a popis jejich přínosu k cílům nařízení CACM je zpracován ve vysvětlivce.

Rakousko:

APG aktuálně neuplatňuje vnější omezení. Vzhledem k nedostatku zkušeností z provozu bude tento oddíl později předmětem změn a dalších úprav.

Belgie:

Elia využívá omezení dovozního limitu, které souvisí s dynamickou stabilitou sítě. Pro toto omezení se stanoví odhad pomocí pravidelně prováděných offline studií. Offline studie zahrnuje analýzu napěťových kolapsů analýzu stability prováděnou v souladu s článkem 38 SO GL. Jakožto malé středisko je Elia skutečně vystavena rizikům omezení napětí a napěťového kolapsu v případě nízkého objemu výroby v rámci belgické sítě. Proto Elia požaduje, aby byl udržován určitý objem elektřiny vyráběný v Belgii, aby se tak předcházelo porušení napěťových omezení (tj. prevence poklesu napětí pod minimální bezpečnostní limit). Analyzována jsou také rizika dynamické nestability pro vyhodnocení rozsahu strojového vybavení požadovaného v rámci sítě Elia pro zajišťování minimální dynamické stability, aby nedocházelo k přechodným jevům. Tyto analýzy a výsledky vedou k využívání maximální importní pozice.

Chorvatsko:

HOPS aktuálně neuplatňuje vnější omezení. Vzhledem k nedostatku zkušeností z provozu bude tento oddíl později předmětem změn a dalších úprav.

Česká republika:

ČEPS aktuálně neuplatňuje vnější omezení. Vzhledem k nedostatku zkušeností z provozu bude tento oddíl později předmětem změn a dalších úprav.

Francie:

RTE aktuálně neuplatňuje vnější omezení.

Německo a Lucembursko:

Němečtí a lucemburští provozovatelé přenosových soustav neuplatňují vnější omezení pro nabídkovou zónu Německo-Lucembursko.

Maďarsko:

MAVIR aktuálně neuplatňuje vnější omezení.

Nizozemsko:

TenneT TSO B.V. je nucena uplatňovat vnější omezení z důvodu souhry napěťových omezení a limitů plynoucích z používání linearizovaného klíče pro rozložení výroby. Napěťová omezení odůvodňují maximální importní pozici, jelikož je třeba udržovat určitý objem elektřiny vyráběný v Nizozemsku, aby se tak předcházelo porušení napěťových omezení (tj. prevence poklesu napětí pod minimální bezpečnostní

limit). Jako prevence toho, aby odchylky předpovědních a realizovaných hodnot dodávek vyrobené elektřiny, plynoucí i z používání linearizovaného klíče pro rozložení výroby, nedosahovaly nepřijatelné míry, je nezbytné využívat vnější omezení k limitování únosného rozsahu salda pro nizozemský dovoz a salda exportu. Tento poslední bod je podrobněji objasněn níže.

Metodika výpočtu denní kapacity založená na fyzikálních tocích využívá klíč pro rozložení výroby (GSK) k určení způsobu, jímž se změna salda mapuje na výrobní bloky v konkrétní nabídkové zóně. Tento algoritmus vyžaduje, aby byl klíč GSK lineární a aby za pomoci uplatňování klíče GSK bylo možno dosáhnout minimálního a maximálního salda („rozsahu proveditelnosti“) nabídkové zóny. TenneT TSO B.V. uplatňuje metodu klíče GSK při stanovení reálného plánu výroby na každou hodinu a tento plán platí pro všechna možná salda v rámci oblasti založené na fyzikálních tocích. Aby to bylo možné uskutečnit, lze výrobní bloky rozdělit do tří skupin v pořadí důležitosti: pevné výrobní bloky, které vždy produkují maximální výstupní výkon, nečinné výrobní bloky, které jsou mimo provoz a „překlenovací“ výrobní bloky, které zabezpečují „překlenovací“ kapacitu pro dosahování všech mezitímních sald, vyžadovaných algoritmem při konkrétní situaci v síti. Pro dosažení maximálního salda vyrábějí všechny „překlenovací“ výrobní bloky na maximální výkon. Pro dosažení minimálního salda všechny „překlenovací výrobní bloky“ vyrábějí na minimální výkon. Absolutní rozdíl mezi minimálním a maximálním saldem tudíž určuje objem požadované „překlenovací kapacity“, tj. celkovou kapacitu požadovanou od „překlenovacích výrobních bloků“.

Pokud by TenneT TSO B.V. neuplatňovala vnější omezení, přičemž by byly možné vyšší importní a exportní pozice, bylo by nutno několik výroben provozovaných v praxi jako pevné (kogenerační jednotky, uhelné elektrárny apod.) namodelovat jako „překlenovací výrobní bloky“. V některých případech by přehrazení výrobního bloku z „nečinného“ do „překlenovacího“ statusu, nebo z „pevného“ do „překlenovacího“ statusu mohlo znamenat skok na přibližné úrovni 50 % výstupního výkonu příslušné elektrárny, což by dále mělo významný vliv na předpovídané výkonové toky na prvcích CNEC v blízkosti takové elektrárny. Výsledkem je snížení přesnosti klíče GSK. Jelikož výroba v těchto elektrárnách je modelována méně přesně a odchylky mezi předpovídanými a realizovanými toky rostou zejména na některých prvcích CNEC na nepřijatelnou úroveň s významným dopadem na oblast kapacity. Důsledkem by byla potřeba uplatňovat vyšší spolehlivostní rezervy FRM pro částečné pokrytí takových odchylek, což bude trvale limitovat disponibilní kapacitu pro trh. Pro zabránění příliš značným odchylkám v dodávkách vyrobené elektřiny je proto nutno za pomoci vnějších omezení limitovat celkový rozsah proveditelnosti, který by měl být pokrýván klíčem GSK.

TenneT TSO B.V. chápe, že se může jevit divné, že pouze TenneT TSO B.V. odůvodňuje využívání vnějších omezení výše uvedenou argumentací. Je však třeba zdůraznit, že Nizozemsko představuje malé středisko, ve srovnání s dalšími středisky disponující velkým objemem kapacity v propojovacím vedení, což implikuje velmi velký rozsah proveditelnosti ve srovnání s celkovou instalovanou kapacitou. Kupříkladu TenneT TSO B.V. v minulosti již uplatnila vnější omezení 5 GW na importní i exportní pozici, z čehož již v uvedený časový okamžik plyne rozsah proveditelnosti 10 GW pro celkem zhruba 15 GW výrobní kapacity včetně klíče GSK. U jiných středisek s mnohem vyšším objemem instalovaného výkonu nebo relativně nižším objemem kapacity v propojovacím vedení je poměrný objem „překlenovací kapacity“ v jejich klíči GSK mnohem menší, a proto také odchylky předpovídané a realizované výroby jsou menší. Jinak řečeno maximální rozsah proveditelnosti, který lze klíčem GSK pokrýt, aniž odchylky mezi předpovídanou a realizovanou výrobou vzrostou na nepřijatelnou úroveň, je větší než celkový instalovaný výkon na propojovacím vedení pro tato střediska, a není tedy nezbytné využívat vnější omezení jako opatření k limitování těchto odchylek.

TenneT TSO B.V. určuje maximální dovozní a vývozní omezení pro Nizozemsko na základě offline studie, která zahrnuje analýzu napěťových kolapsů, analýzu stability a analýzu zvýšené neurčitosti vyvolané (lineárním) klíčem pro rozložení výroby během různých dovozních a vývozních situací, v souladu s článkem 38 SO GL. Provedení studie trvá několik měsíců, opakována bude podle potřeby (např. při zavedení nového propojovacího vedení), nejméně však jednou ročně, a může mít za výsledek aktualizaci uplatňovaných hodnot pro vnější omezení nizozemské soustavy.

Polsko:

Vnější omezení v Polsku se uplatňují v souladu s článkem 8(8) metodiky CCM. Tato omezení odrážejí schopnost polských výroben zvyšovat výrobu (potenciální omezení ve směru vývozu) nebo výrobu snižovat (potenciální omezení ve směru dovozu), a to v závislosti na technických omezeních jednotlivých výrobních jednotek, stejně jako na minimálních rezervních zálohách nutných pro zajištění bezpečného provozu polské elektrizační soustavy jako celku. Tato věc je blíže objasněna v dalších částech tohoto dokumentu.

Odůvodnění zavedení vnějších omezení ze strany PSE

Zavedení vnějších omezení ze strany PSE souvisí se skutečností, že v podmínkách v Polsku uplatňovaného modelu trhu s integrovaným plánováním (nazývaného také systém centrálního povelování) nese polský provozovatel přenosové soustavy významně vyšší odpovědnost za vyváženost soustavy ve srovnání se standardní úrovní odpovědnosti provozovatele přenosové soustavy v podmínkách modelů decentrálně povelovaného trhu. Druhý z modelů se obvykle definuje v rozmezí nanejvýš hodinového (hour-ahead) časového rámce (včetně provozu v reálném čase), kdežto pro PSE jakožto polského provozovatele přenosové soustavy platí rozšířené termíny konání v předstihu – krátké (vnitrodenní a denní). PSE tudíž nese odpovědnost, která je na decentralizovaných trzích svěřována subjektům zúčtování (BRP). Z tohoto důvodu musí PSE pečovat o rezervy, které generují zálohy pro celou polskou elektrizační soustavu, což vede k provádění omezení pro přidělování, pokud je to nezbytné pro zajištění provozní bezpečnosti polské elektrizační soustavy ve smyslu dostupné výrobní kapacity pro kladnou a zápornou regulaci kapacity a reziduální poptávky³. Na decentralizovaných trzích se očekává přímo od subjektů zúčtování, že se budou starat o své výrobní rezervy a následné zatížení, zatímco provozovatel přenosové soustavy zajišťuje rezervy pouze pro řešení kontingencí v časovém rámci nanejvýš následující hodiny. Na centrálně povelovaném trhu provozovatel přenosové soustavy při zajišťování vyrovnané bilance mezi výrobou a nabídkou provádí povelování výrobních jednotek, přičemž bere v úvahu jejich provozní omezení, přenosová omezení a požadavky na rezervy. To se uskutečňuje v rámci integrovaného procesu plánování jako optimalizační problém nazývaný bezpečností omezené nasazení zdrojů (security constrained unit commitment, SCUC) a ekonomické povelování (SCED). Znamená to, že oba tyto přístupy (tj. decentralizovaný a centrálně povelovaný trh) zabezpečují obdobnou úroveň proveditelnosti přenosových kapacit nabízených na trhu z pohledu výrobních kapacit.

Jak bylo uvedeno výše, je nezbytný systematický výklad všech kodexů přenosových soustav, aby bylo zajištěno jejich důsledné uplatňování. V SO GL definice konkrétní stavů systému zahrnují roli významných uživatelů sítě (výrobní moduly a odběrná elektrická zařízení). Aby byla v „normálním“ stavu, vyžaduje přenosová soustava dostatečné rezervy činného a jalového výkonu na řešení výskytu kontingencí (článek 18) – možný vliv těchto problémů na obchod mezi zónami byl zmíněn výše. Limitů provozní bezpečnosti jsou v pojetí v SO GL rovněž nedefinované jako nějaká uzavřená skupina, jelikož

³ Reziduální poptávka je součástí poptávky koncových uživatelů nepokrytá obchodními smlouvami (samostatné plány výroby).

článek 25 ukládá, že každý provozovatel přenosové soustavy *stanoví limity provozní bezpečnosti pro každý prvek své přenosové soustavy přinejmenším s ohledem na tyto fyzikální charakteristiky (...)*. Definice kontingence v nařízení CACM (*zjištěná a potenciální nebo již vzniklá porucha prvku; vztahuje se nejen na prvky přenosové soustavy, ale i na významné uživatele sítě a prvky distribuční sítě, pokud mají význam pro provozní bezpečnost přenosové soustavy*) je tedy v souladu s výše uvedeným rámcem SO GL a ukazuje, že uplatňování CACM by mělo zahrnovat okolnosti týkající se výroby a zatížení.

Pokud jde o způsob, jímž PSE obstarává regulační zálohy, je třeba zdůraznit, že Nařízení, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice (nařízení EBGL) umožňuje provozovatelům přenosových soustav uplatnit integrovaný proces plánování, během něhož jsou energie a rezervy nakupovány zároveň (inherentní rys systémů centrálního povelování). Zajištění dostatečných rezerv v takovém případě vyžaduje nastavení limitu pro objem elektřiny, který dokáže soustava jako celek importovat nebo exportovat (podrobněji objasněno níže). Pokud se nařízení CACM bude vykládat tak, že uvedené řešení vylučuje a vyžaduje povinně, aby PPS nabízel kapacitu, i pokud to může vést k nedostatečným rezervám, znamenalo by to zneplatnění ustanovení nařízení EBGL a znemožnění nebo přinejmenším značné ztížení dodržování SO GL.

Specifikace bezpečnostních limitů bude porušena, nebude-li uplatňováno vnější omezení

Pokud jde o omezení používání k zajištění dostatečných provozních rezerv, jestliže jedna z propojených soustav trpí nedostatkem rezerv pro případ neočekávaných odstávek nebo neplánované změny zatížení (platí pro systémy centrálního povelování), může u dotčeného PPS dojít k déletrvající odchylce od plánovaných výměn. Takové odchylky mohou mít za následek systémovou odchylku v celé synchronně propojené oblasti a zapříčinit vzdálení frekvence soustavy od její nominální úrovně. I v případě, že nedojde k porušení limitů frekvence, aktivuje taková odchylka zálohy pro automatickou regulaci frekvence, které pak v důsledku toho nebudou k dispozici pro jiné kontingence, budou-li v souladu se svým účelem vyžadovány. Jestliže nastane jiná kontingence, může se pak frekvence snadno odklonit až za své bezpečné limity, se všemi souvisejícími zápornými důsledky. Z tohoto důvodu může uvedená odchylka vést až k porušení limitů provozní bezpečnosti a je nutné jí zabránit udržováním nezbytných rezerv ve všech nabídkových zónách, aby se tak žádný provozovatel přenosové soustavy neodklonil od svého plánu déletrvajícím způsobem (tj. na déle než 15 minut, během nichž bude daným PPS plně uplatněna záloha pro regulaci výkonové rovnováhy). Nakonec pak neschopnost udržet plánovanou bilanci pro oblast, jakožto důsledek nedostatečných provozních rezerv, povede k neřízeným změnám v tocích výkonu, což může vyvolat přetížení vedení (tj. překročení tepelných limitů), s dalším důsledkem v podobě rozpadu soustavy při rozdílných frekvencích v jednotlivých dílčích soustavách. Výše popsáný problém postihuje PSE odlišným způsobem než ostatní provozovatele přenosových soustav regionu Core CCR, a to z důvodů objasněných v následujícím odstavci.

Úloha PSE při vyrovnávání výkonové bilance soustavy

PSE přímo poveluje všechny významné výrobní jednotky v Polsku, přičemž zohledňuje provozní charakteristiky a přenosová omezení s cílem pokrývat PSE předpovídané zatížení a dbá přitom na požadavky adekvátních rezerv. Ke splnění tohoto úkolu provádí PSE proces operativního plánování, který se zahajuje v předstihu tří let před koordinací příslušné opravy (údržby) a pokračuje formou ročních, měsíčních a týdenních aktualizací denního bezpečnostního omezeného nasazení zdrojů (SCUC) a ekonomického povelování (SCED). Výsledky tohoto denního trhu se pak průběžně aktualizují ve vnitrodenním časovém rámci až do provozu v reálném čase.

V rámci ročního časového rámce se PSE snaží distribuovat údržbové opravy dle požadavků výroben během roku tak, aby byla v předstihu udržována průměrná minimální roční rezervní výrobní záloha⁴ na průměrné měsíční úrovni, a to nad úroveň předpovídaného odběru, s již započtenými přidělenými kapacitami na propojení. Cílem měsíčních a týdenních aktualizací je udržování této rezervní zálohy na každý den⁵, je-li to možné. Tento proces zahrnuje také plánování údržby sítě, proto jsou řádně zohledňována veškerá omezení s původem v provozu sítě.

Proces denního SCUC má za cíl dosahovat stanovené hodnoty točivé rezervy⁶ (nebo rychle aktivované; v polské realitě se týká pouze jednotek v přečerpávacích elektrárnách) na každou hodinu následujícího dne, a umožňovat tak regulaci v kladném i záporném směru.. To zahrnuje primární a sekundární regulační výkon zajištěný předkontraktně jako vedlejší dodávka. Zbytek této rezervy pochází z využívání vyrovnávacích nabídek, které povinně předkládají všechny centrálně povelované výrobní jednotky (v praxi všechny jednotky napojené na přenosovou síť, přičemž největší jsou napojené na vedení 110 kV, s výjimkou kogeneračních elektráren, jelikož ty jsou v provozu především v závislosti na odběru tepla). Zbývající výroba se bere v úvahu podle toho, jak ji plánují vlastníci, což je vzhledem k její stabilní povaze (kogenerační, malé tepelné a vodní) funkční řešení. Jedinou výjimkou z tohoto pravidla jsou větrné elektrárny, kde je výroba s ohledem na svou kolísavost předpovídána přímo PSE. PSE má tedy právo využívat veškerou centrálně povelovanou výrobu v běžném provozu pro potřeby vyrovnávání výkonové bilance soustavy. Záporné požadavky na rezervy během údobí nízkého zatížení (noční doba) se berou v úvahu rovněž, stejně jako potenciál přečerpávacího provozu přečerpávacích elektráren, pokud je to reálné.

Další aktualizace SCUC/SCED během provozního dne přihlížejí ke všem změnám, k nimž dochází v systému (nucené odstávky a všechna omezení výrobních jednotek a prvků sítě, zatížení a aktualizace předpovědí větrné výroby atd.), To obvykle umožňuje udržovat s hodinovým předstihem točivou rezervu na minimální úrovni 1000 MW (tj. potenciální ztráta největší výrobní jednotky 850 MW (je předmětem změn, protože jsou uváděny do provozu nové jednotky) plus cca 150 MW primární regulační rezervy (zálohy pro automatickou regulaci frekvence) jako podíl PSE na RGCE.

Stanovení vnějších omezení v Polsku

Při stanovení vnějších omezení zohledňuje polský provozovatel přenosové soustavy nejnovější informace o výše uvedených technických charakteristikách výrobních jednotek, předpovídaném zatížení elektrizační soustavy, a také o minimálních rezervních zálohách vyžadovaných v rámci celé polské elektrizační soustavy, aby byl zajištěn bezpečný provoz a importní/exportní forwardové smlouvy, které je nutno dodržovat od časových horizontů předchozího přidělení kapacity.

Vnější omezení jsou obousměrná, se samostatnými hodnotami pro každý obchodní interval a zvláště pro směr importu do Polska a exportu z Polska.

Pro každou hodinu se omezení vypočítají s použitím následující rovnice:

⁴ Rezervní výrobní záloha se řídí polským kodexem přenosové soustavy a v současnosti je stanovena v poměru 18 % (bod II.4.3.4.18). Je předmětem změn v závislosti na výsledcích procesů vývoje provozního plánování.

⁵ Rezervní výrobní záloha na měsíční a týdenní koordinaci se také řídí polským kodexem přenosové soustavy (bod II.4.3.4.18) a v současnosti je stanovena v poměru 17 % (měsíční)14% (týdenní).

⁶ Stanovené hodnoty jsou: 9 % nad předpovídaný odběr pro kladnou regulaci a 500 MW pro zápornou. Tyto hodnoty se řídí polským kodexem přenosové soustavy (bod 4.3.4.19) a jsou předmětem změn - viz poznámku pod čarou 2,

$$\text{EXPORT}_{\text{constraint}} = P_{CD} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$\text{IMPORT}_{\text{constraint}} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CDmin} - P_{NCD} \quad (2)$$

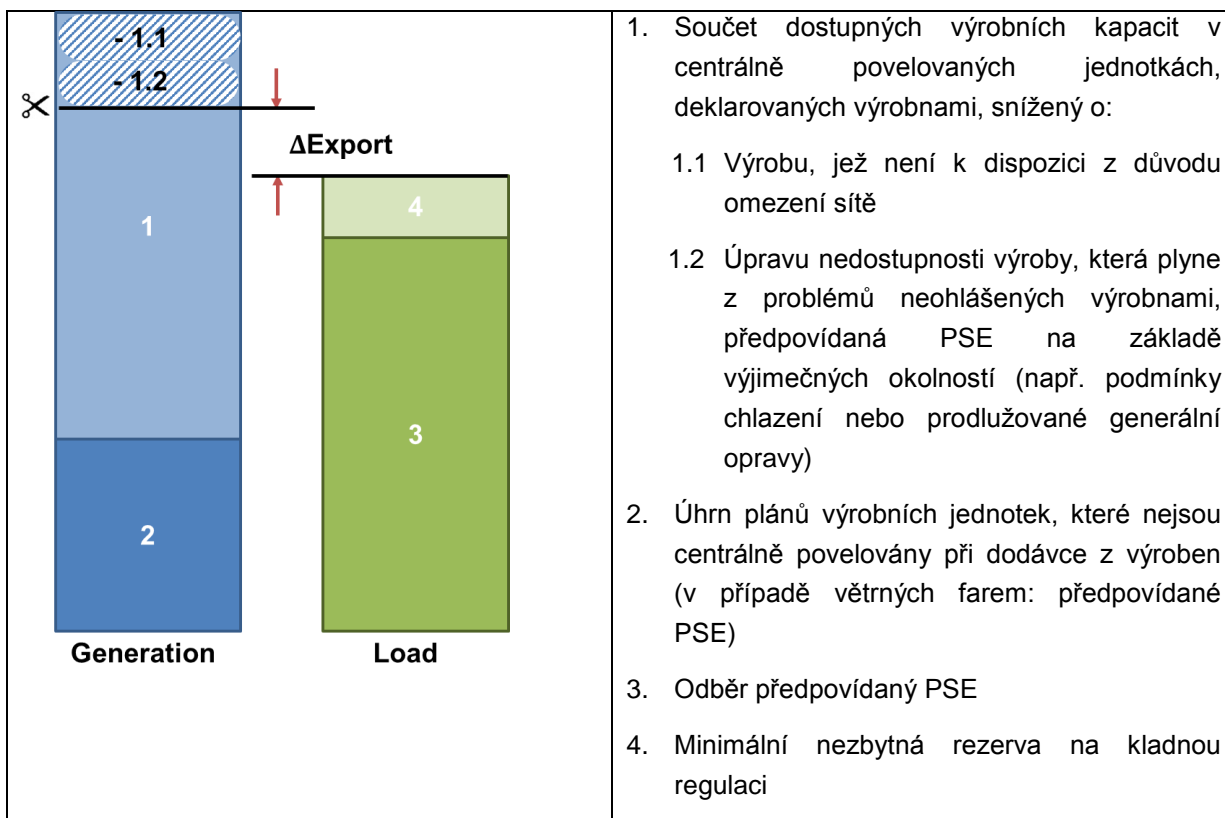
kde:

| | |
|---------------|--|
| P_{CD} | součet dostupných výrobních kapacit v centrálně povelovaných jednotkách deklarovaných výrobními ⁷ |
| P_{CDmin} | Úhrn technického minima centrálně povelovaných výrobních jednotek, jež jsou v provozu |
| P_{NCD} | Úhrn plánů výrobních jednotek, které nejsou centrálně povelovány při dodávce z výroben (v případě větrných farem: předpovídané PSE) |
| P_{NA} | Výroba, která není k dispozici z důvodu omezení sítě (plánovaných odstávek anebo předvídaných přetížení). |
| P_{ER} | Úprava nedostupnosti výroby, která plyne z problémů neohlášených výrobními, předpovídaná PSE na základě výjimečných okolností (např. podmínky chlazení nebo prodlužované generální opravy) |
| P_L | Odběr předpovídaný PSE |
| P_{UPres} | Minimální rezerva na kladnou regulaci |
| $P_{DOWNres}$ | Minimální rezerva na zápornou regulaci |

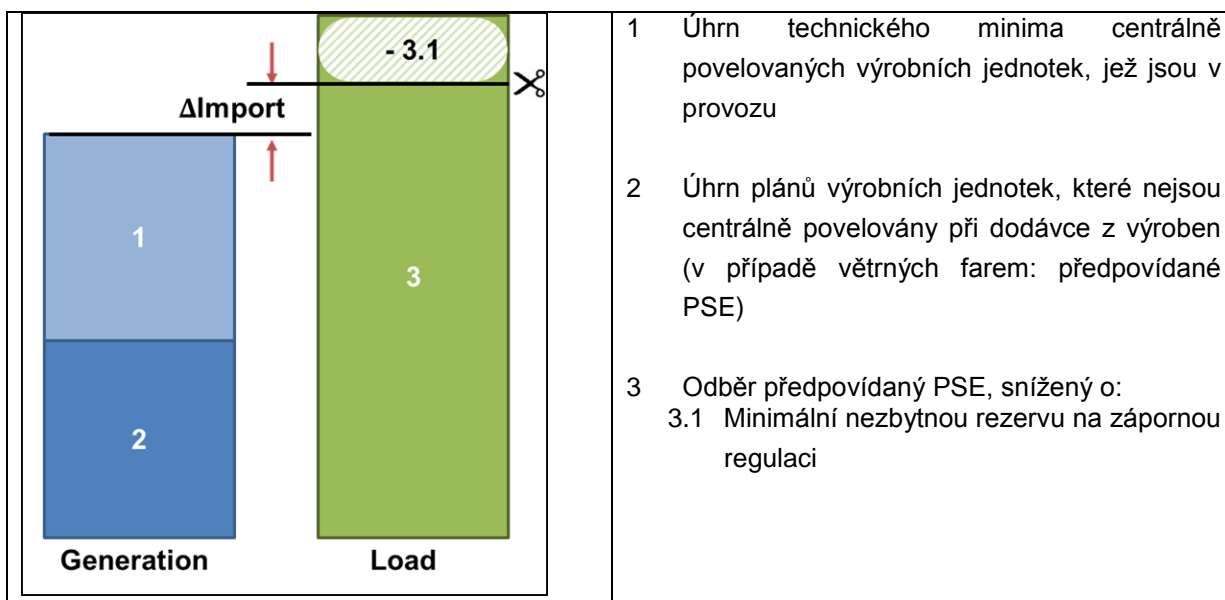
Pro názornost je formou vyobrazení 1 a 2 níže znázorněn proces praktického stanovení vnějších omezení v rámci výpočtu denní přenosové kapacity. Údaje znázorňují způsob, jímž provozovatelé přenosové soustavy připravují předpověď polské výkonové bilance na každou hodinu následujícího dne vždy ráno den předem, kdy stanoví rezervy ve výrobních kapacitách dostupných pro potenciální vývoz a dovoz pro denní trh. Pro vnitrodenní trh se přiměřeně použije totožná metoda.

Vnější omezení v rámci směru exportu je platné, pokud $\Delta\text{Exportu}$ je nižší než úhrn přenosových kapacit na všech polských propojeních ve směru exportu. Vnější omezení v rámci směru importu je platné, pokud $\Delta\text{Exportu}$ je nižší než úhrn přenosových kapacit na všech polských propojeních ve směru importu.

⁷ Poznámka: výrobní jednotky, které jsou udržovány mimo trh na základě smluv s PPS o strategických rezervách, se při tomto výpočtu nezohlední.



Vyobrazení 1: Stanovení vnějších omezení ve směru vývozu (výrobní kapacity k dispozici pro případný vývoz) v rámci výpočtu denní přenosové kapacity



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

Nové vyhodnocení frekvence

Vnější omezení se stanoví průběžným procesem na základě nejnovějších informací pro každý časový horizont přidělování kapacity, od forwardového až po denní a vnitrodenní. V případě denního procesu

se uvedené údaje vypočítají ráno dne D-1 ze samostatných hodnot pro každý obchodní interval, a zvlášť pro směr importu do Polska a exportu z Polska.

Vliv vnějších omezení na jednotné propojení denních trhů a jednotné propojení vnitrodenních trhů

Omezení pro přidělování ve formě vnějších omezení uplatňovaných PSE neumenšují efektivitu procesu jednotného propojování denních a vnitrodenních trhů. Vzhledem k potřebě zajistit odpovídající dostupnost výroby a výrobních rezerv v rámci polské elektrizační soustavy ze strany PSE jako provozovatele přenosové soustavy jednajícího podle modelu centrálně povelovaného trhu, a dále ke skutečnosti, že PSE nenakupuje provozní rezerva v předstihu před procesem propojování trhů, je uvalování omezení na maximální objemy importu a exportu v rámci procesu propojování trhů (je-li potřebné) nejefektivnějším způsobem sladování bezpečnosti soustavy a obchodních příležitostí. Tento přístup má za výsledek přinejmenším tutěž úroveň generování kapacit zúčastněných na přeshraničním obchodu, jaké je dosahováno u decentralizovaných systémů, kde subjekty zúčtování nebo provozovatel přenosové soustavy nakupují rezervy v předstihu, takže se rovněž neúčastní na přeshraničním obchodu. Je tím navíc umožněno vyhnout se konkurenci mezi provozovatelem přenosové soustavy a účastníky trhu o výrobní zdroje.

Je třeba zdůraznit, že vnější omezení uplatňovaná v Polsku nebudou ovlivňovat schopnost žádné ze zemí regionu Core provádět výměnu energie, jelikož tato omezení mají dopad pouze na polské export nebo import. Tudíž tranzit před Polsko bude v případě aplikace vnějších omezení možný.

Vliv vnějších omezení na sousedící regionů pro výpočet kapacity

Vnější omezení se stanoví pro celou polskou elektrizační soustavu, což znamená, že jsou platná současně pro všechny regiony pro výpočet kapacity, s nimiž má PSE alespoň jednu hranici (např. Core, Baltic a Hansa).

Je třeba zdůraznit, že toto řešení se průkazně osvědčilo jako nejefektivnější uplatňování omezení pro přidělování. Posuzování omezení pro přidělování odděleně v jednotlivých regionech pro výpočet kapacity by od PSE vyžadovalo rozdělit globální omezení pro přidělování na dílčí hodnoty podle regionů pro výpočet kapacity, což by bylo méně efektivní než zachování globální hodnoty. Kromě toho během hodin, kdy Polsko není schopno absorbovat už žádnou elektřinu navíc zvenčí z důvodu porušení minimálních požadavků na výrobu v klesavém směru, nebo pokud Polsko není schopno vyexportovat už žádnou další elektřinu z důvodu nedostatečných výrobních rezerv ve stoupavém směru, lze polské přenosové infrastrukturu nadále nabízet tranzit, což se také skutečně děje, a tím posilovat obchodní příležitosti a společenský prospěch ve všech dotčených regionech pro výpočet kapacity.

Časová období, po která jsou uplatňována vnější omezení

Jak je popsáno výše, vnější omezení se stanoví prostřednictvím průběžného procesu pro jednotlivé časové rámce přidělování kapacity, takže jsou k dispozici pro všechny obchodní intervaly (hodiny) příslušného alokačního dne.

Proč omezení pro přidělování nelze efektivně přeměnit na kapacity kritických prvků sítě nabízené na trhu

Využívání omezení pro přidělování kapacity si stanoví cíl zajišťovat ekonomickou efektivitu mechanismu propojování trhů na těchto propojovacích vedeních a plnit zároveň požadavky bezpečnosti dodávek

energie odběratelům. Pokud mají být výše popsané výrobní podmínky zohledňovány v přeshraničních kapacitách, které PSE bude nabízet ve formě přiměřených úprav hraničních přenosových kapacit, bude to znamenat, že PSE bude potřebovat odhadnout nejpravděpodobnější směr trhu (importy nebo exporty na konkrétních propojovacích vedeních) a odpovídajícím způsobem zredukovat kapacity mezi zónami v těchto směrech. V rámci přístupu založeného na fyzikálních tocích by to bylo třeba udělat na každé kritické pobočce formou snižování zbývajících disponibilních záloh RAM. Nicméně z hlediska účastníků trhu je vzhledem k inherentním nejistotám o výsledcích trhů takový přístup zatížen rizikem suboptimálního rozdělení omezení pro přidělování na jednotlivá propojení – nadhodnocených na jednom propojovacím vedení a podhodnocených na dalším, nebo naopak. V důsledku toho uplatňování omezení pro přidělování jakožto způsobu zvládnutí celkových omezení polské soustavy odděleně od kapacit na jednotlivých vedeních umožňuje nejefektivnější využívání přenosové infrastruktury, tj. plně v souladu s cenovými rozdíly na jednotlivých trzích.

Rumunsko:

Transelectrica neuplatňuje vnější omezení.

Slovensko:

SEPS aktuálně neuplatňuje vnější omezení. Vzhledem k nedostatku zkušeností z provozu bude tento oddíl později předmětem změn a dalších úprav.

Slovinsko

ELES aktuálně neuplatňuje vnější omezení.

PŘÍLOHA 1 - Implementační milníky a kritéria pro zavádění metodiky výpočtu denní kapacity

Tabulka 1. Implementační milníky a kritéria pro zavádění metodiky výpočtu denní kapacity

| # | Milník | Kritéria, která je nutno splnit před přechodem na další milník |
|---|--|--|
| 1 | Vnitřní souběžné přípravy | <ul style="list-style-type: none">• Průmyslový nástroj je připravený k použití• Proces výpočtu kapacit na základě fyzikálních toků je reálnému provozu přiblížený proces, který budou provádět operátoři provozovatelů přenosových soustav;• Výsledky simulace trhů lze pro zúčastněné strany zveřejňovat denně. |
| 2 | Vnější souběžné přípravy | <ul style="list-style-type: none">• Minimálně šestiměsíční běh vnějších souběžných příprav, kde:<ul style="list-style-type: none">◦ podklad fyzikálních toků je spolehlivý pro vyprodukování parametrů a výsledků výpočtu kapacity. |
| 3 | Uvedení metodiky výpočtu denní kapacity do provozu | <ul style="list-style-type: none">• Provozní připravenost na zavedení vyspělého hybridního propojení trhů do procesu výpočtu a přidělování denní kapacity;• Koordinace a odsouhlasování mezi příslušnými regiony pro výpočet kapacity. |
| 4 | Kompatibilita metodiky výpočtu denní kapacity s vyspělým hybridním propojováním trhů | <ul style="list-style-type: none">• O uvedení do provozu bude rozhodnuto v koordinaci se sousedícími regiony pro výpočet kapacity |