



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Analýza dopadů změny řízení sekundární regulace - aFRR

Impact assessment of aFRR control concept change

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Jiří Salavec

Bc. Sebastian Rygl

Praha 2020

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Rygl** Jméno: **Sebastian** Osobní číslo: **434844**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Analýza dopadů změny řízení sekundární regulace - aFRR

Název diplomové práce anglicky:

Impact assessment of aFRR control concept change

Pokyny pro vypracování:

Popis fungování a řídicí koncepty sekundární regulace / aFRR.
Popis implementačního rámce Evropské platformy pro výměnu regulační energie ze záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací.
Analýza vývoje dostupných regulačních záloh a dopadu na likviditu trhu.
Simulace modelových scénářů při aktivaci sekundární regulace / aFRR.
Doporučení pro změny legislativy a metod řízení elektrizační soustavy.

Seznam doporučené literatury:

Úvod do liberalizované energetiky -Trh s elektřinou. 2. Praha: Asociace energetických manažerů, 2016. ISBN 978-80-260-9212-4.
Nařízení Komise (EU) 2017/2195, rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice - <https://www.enu.cz/documents>
Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj>

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Jiří Salavec, ČEPS, a.s.

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **13.01.2020** Termín odevzdání diplomové práce: **22.05.2020**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2021**

Ing. Jiří Salavec
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně, pod vedením vedoucího diplomové práce, v souladu s Metodickými pokyny o dodržování etických principů pro vypracování vysokoškolských závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

V Praze dne

podpis

Poděkování

Rád bych tímto poděkoval vedoucímu svojí diplomové práce Ing. Jiřímu Salavcovi za jeho vynaložený čas, odborné vedení, vstřícnost a podmětne připomínky k práci. Zároveň bych rád poděkoval společnosti ČEPS za veškerá poskytnutá data pro vypracování diplomové práce.

Abstrakt

Diplomová práce se v teoretické části zabývá popisem současné podoby podpůrných služeb v České republice s důrazem na sekundární regulaci - aFRR. Navazující část je věnována popisu nařízení EBGL a souvisejícího implementačního rámce aFRR. Praktická část práce se věnuje analýze dostupných regulační záloh. Dále pak obsahuje simulaci přínosu spolupráce v rámci společné evropské aFRR-platformy s využitím žebříčku nabídkových cen. Závěrečná část práce je věnována doporučením pro změnu legislativy vyplývajícím z předchozích částí diplomové práce.

Klíčová slova

Podpůrné služby, služby výkonové rovnováhy, sekundární regulace, standardní produkt, aFRR, platforma, aFRRIF, regulační zálohy, CMOL

Abstract

The theoretical part of the diploma thesis deals with the description of the current form of ancillary services in the Czech Republic with an emphasis on secondary regulation - aFRR. The followed-up part describes the EBGL Regulation and the aFRR implementation framework. The practical part of the thesis is devoted to the analysis of aFRR balancing capacity and simulation of the benefits of cooperation within the platform using the common merit order list. The final part of the thesis is the recommendation for changing the legislation determining from the previous parts of diploma thesis.

Key words

Ancillary services, balancing services, secondary regulation, standard product, aFRR, platform, aFRRIF, balancing capacity, CMOL

Obsah

Seznam zkratk	10
1. Úvod.....	12
2. Zajišťování výkonové rovnováhy	13
2.1 Systémové služby.....	15
2.2 Podpůrné služby.....	16
3. Popis fungování aFRP a principy řízení.....	30
3.1 Řízení aFRR.....	31
3.2 Aktivace aFRR.....	33
4. Evropská aFRR-platforma.....	35
4.1 Implementační rámec aFRR.....	36
4.2 PICASSO	39
5. Analýza dostupných regulačních záloh.....	47
5.1 Zpracování dat pro analýzu.....	47
5.2 Analýza záloh z hlediska používaných technologií	48
5.3 Analýza záloh na základě rychlosti najíždění	49
6. Analýza vývoje dostupného objemu aFRR a dopad na likviditu	52
6.1 Změny doby do plného náběhu.....	52
6.2 Analýza dopadů změny doby do plného náběhu.....	53
6.3 Odstavování energetických zařízení	56
6.4 Analýza dopadů odstavování energetických zařízení	58
6.5 Analýza předpokládaného scénáře v roce 2025	60
7. Simulace modelových scénářů při aktivaci sekundární regulace - aFRR	66
7.1 Popis fungování optimalizačního algoritmu	66
7.2 Simulace modelových scénářů.....	72
7.3 Vyhodnocení vlivu aktivace aFRR na náklady TSO	77
7.4 Vyhodnocení vlivu aktivace aFRR na výnosy BSP.....	81

7.5	Vyhodnocení simulačního modelu	82
8.	Doporučení pro změny legislativy a metody řízení elektrizační soustavy	84
8.1	Kodex PS – část II- Podpůrné služby	84
8.2	Vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou.....	86
8.3	Cenové rozhodnutí regulační úřadu č. 5.....	86
8.4	Interní předpisy ČEPS	86
9.	Závěr.....	87
10.	Seznam použité literatury	90
11.	Seznam obrázků.....	94
12.	Seznam tabulek.....	96

Seznam zkratk

ACE	Regulační odchylka – Area Control Error
ACER	Agentura pro spolupráci energetických regulačních úřadů
aFRP	Automaticky ovládaný proces obnovy frekvence a výkonové rovnováhy
aFRR	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací
AOF	Optimalizační funkce aktivace
BS	Start ze tmy – Black start
BSP	Poskytovatel podpůrných služeb – Balancing service provider
CEP	Zimní energetický balíček - Clean energy package for all Europeans
CMOL	Společný žebříček nabídkových cen - Common Merit Order List
DT	Denní trh s SVR
EBGL	Nařízení (ES) 2017/2195, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice
ENTSO-E	Evropská síť provozovatelů přenosové soustavy
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektrizační soustava
FAT	Doba do plného náběhu
FB	Fiktivní blok
FCP	Proces automatické regulace frekvence
FCR	Zálohy pro automatickou regulaci frekvence
FRR	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy
IN	Imbalance netting
Kodex PS	Kodex přenosové soustavy
LFC	Řízení výkonové rovnováhy a frekvence – Load Frequency Control
mFRPt	Ručně ovládaný proces obnovy frekvence a výkonové rovnováhy
mFRRt	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do t min
MOL	Žebříček nabídkových cen – Merit Order List
MZt	Minutová záloha
NRA	Vnitrostátní regulační orgán
OB	Obchodní blok
OP	Ostrovni provoz
PpS	Podpůrné služby
PR	Primární regulace
PS	Přenosová soustava
RE	Regulační energie

RR	Zálohy pro náhradu
RRP	Proces náhrady záloh
SOGL	Nařízení (ES) č. 2017/1485, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav
SR	Sekundární regulace
SRUQ	Sekundární regulace napětí a jalového výkonu
SVR	Služby výkonové rovnováhy
SyO	Systemová odchylka
TSO	Provozovatel přenosové soustavy – Transmission system operator
VŘ	Výběrové řízení

1. Úvod

Dnešní energetický sektor se stále více ubírá směrem evropské spolupráce se snahou zvýšit tak především bezpečnost provozu synchronních zón a snižovat společně náročnost energetického sektoru jak z hlediska ekonomického, tak především z pohledu ekologie. Evropská unie podněcuje tuto spolupráci pomocí nařízení, které směřují ke sjednocení trhů s elektrickou energií. Jedním z nich je i nařízení EBGL, které zavazuje provozovatele přenosových soustav ke spolupráci v oblasti zajišťování výkonové rovnováhy. Pro umožnění takové spolupráce je však zapotřebí harmonizovat způsoby zajišťování výkonové rovnováhy pro jednotlivé státy a to za pomoci standardních produktů regulační energie. Tyto produkty splňují veškeré harmonizované podmínky a umožňují tak spolupráci mezi provozovateli přenosových soustav.

Jedním z těchto produktů je i produkt pro proces automatické regulace výkonové rovnováhy - aFRP neboli dle do nedávna ustáleného názvosloví sekundární regulace. Dopadům změn harmonizace podmínek toho procesu se věnuji ve své diplomové práci. Pro správné pochopení fungování aFRP v České republice nejprve popisují současný způsob zajišťování výkonové rovnováhy. Na tento popis navazuji představením implementačního rámce aFRR vycházejícího z nařízení EBGL a společné evropské aFRR-platformy.

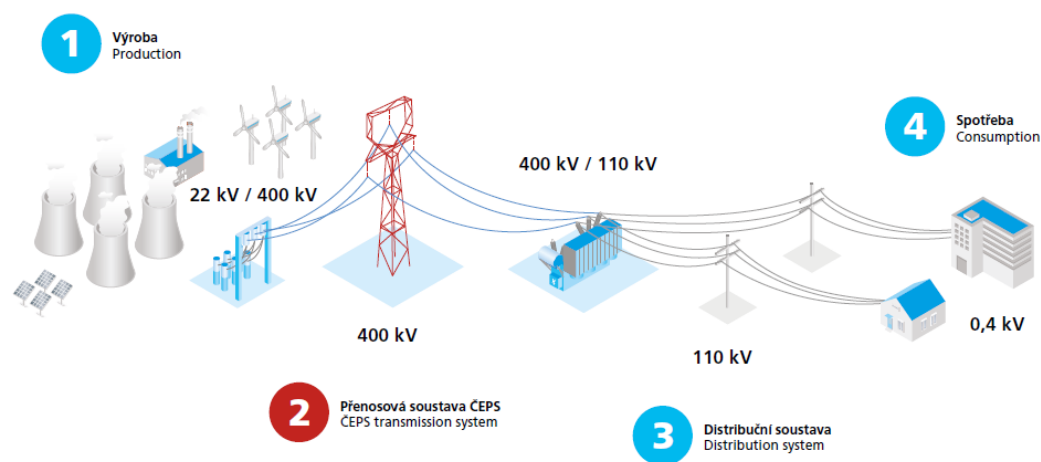
Cílem této diplomové práce je tedy na základě nabytých poznatků analyzovat dopady standardizace současné podoby aFRR. V rámci analýzy se tak zaměřuji na současné certifikované zálohy z hlediska dostupného regulačního objemu a jeho kategorizace dle používaných technologií a rychlosti najíždění zdrojů, na kterých jsou zálohy poskytovány. Od těchto parametrů záloh se totiž odvíjí dopady harmonizace doby do plného náběhu, jejíž změna je stěžejním bodem standardizace aFRR. Dále se tedy v analýzách věnuji budoucímu vývoji celkového dostupného objemu aFRR v závislosti na změně doby do plného náběhu a předpokládanému odstavení energetických zařízení, které zálohy poskytují. Na základě provedených analýz pak posuzuji dopady změny dostupného objemu na likviditu trhu s aFRR.

Následně se za pomoci simulací zabývám ověřením principu fungování a přínosů aFRR-platformy. Simulace provádím na fiktivním modelu, který vychází z propojení českého provozovatele přenosové soustavy se sousedními regulačními oblastmi. Cílem simulačního modelu je popsat základní principy fungování aktivace záloh pro aFRP za pomoci optimalizačního algoritmu. Ověřit, zda daná spolupráce povede ke snížení nákladů na aktivaci záloh pro provozovatele přenosové soustavy. A popsat jakým způsobem ovlivní používání aFRR-platformy pro aktivace záloh jejich poskytovatele.

Závěrečným cílem práce je vytvořit doporučení pro změnu legislativy a metod řízení elektrizační soustavy. Doporučení pro změny vycházejí z implementačního rámce aFRR-platformy a ze závěrů analýz vývoje dostupného objemu regulačních záloh. Tyto doporučení by měly umožnit hladký přechod ze současné podoby aFRR na podobu standardního produktu.

2. Zajišťování výkonové rovnováhy

Doprava elektrické energie mezi výrobcem a koncovým spotřebitelem je podmíněna fyzikálními zákony a během své cesty zpravidla využije elektrických vedení různých napěťových hladin. Schéma fyzické dopravy elektrické energie je jednoduše znázorněno na Obr. č. 1. Energie z elektráren je transformována na velmi vysoké napětí pro snížení ztrát při přenosu. Pomocí přenosové soustavy (PS) je dopravována na velké vzdálenosti do místa koncentrované spotřeby. Dále je za pomoci distribuční soustavy dopravena k jednotlivým spotřebitelům.



Obr. č. 1 Přehled toků elektrické energie [1]

Přenosová soustava je proto důležitým prvkem energetického systému, který se skládá z vedení o napěťové hladině 400 kV, 220 kV a vybraných vedení na hladině 110 kV. Přenosovou soustavu v České republice na základě licence vydávané Energetickým regulačním úřadem (ERÚ) spravuje společnost ČEPS. V ČR je tedy pouze jeden provozovatel, který má na starosti PS ČR. V synchronní zóně Kontinentální Evropa je celkem 43 provozovatelů, v některých státech, jako například v Německu, je dokonce i více než jeden provozovatel přenosové soustavy (TSO).

TSO je zodpovědný za zajištění bezpečného provozu v každém okamžiku. Provoz celé ES vyžaduje neustálou výkonovou rovnováhu mezi výrobou a spotřebou elektrické energie tak, aby byla splněna základní bilanční rovnice (2.1). Pokud dojde k jejímu narušení, musí provozovatel přenosové soustavy zasáhnout a přijmout opatření, která výkonovou rovnováhu obnoví. K zajišťování

výkonové rovnováhy slouží provozovateli přenosové soustavy takzvané služby výkonové rovnováhy (SVR), které spadají do kategorie podpůrných služeb (PpS). [2]

$$P_{dod} + P_{imp} = P_{odb} + P_{exp} + P_{ztr} \quad (2.1)$$

kde

P_{dod} je celková okamžitá dodávka elektřiny do elektrizační soustavy [MW]

P_{imp} je celkový dovoz [MW]

P_{odb} je celkový okamžitý odběr elektřiny z elektrizační soustavy [MW]

P_{exp} je celkový vývoz [MW]

P_{ztr} jsou celkové ztráty v elektrizační soustavě [MW].

V případě přebytku spotřeby nad výrobou musí být výroba navýšena nebo spotřeba snížena, a naopak při nedostatku spotřeby musí být výroba snížena nebo spotřeba navýšena. Tímto způsobem lze udržet výkonovou rovnováhu a zajistit spolehlivou dodávku elektřiny pro koncové odběratele.

V případě nedodržení výkonové rovnováhy z důvodu poruchy na straně výroby, spotřeby či sítě dochází ke zhoršení kvalitativních parametrů elektrické energie. To může vést až k tak zvanému havarijnímu stavu, kdy se parametry nacházejí ve stavu, při kterém hrozí blackout, neboli rozsáhlý výpadek dodávky elektrické energie a rozpad sítě. Nejdůležitějším parametrem z hlediska výkonové rovnováhy je frekvence. V synchronní zóně Kontinentální Evropa je daná ustálená hodnota frekvence 50 Hz.

V okamžiku, kdy se výroba nebo spotřeba v elektrizační soustavě odchyluje od plánu, vzniká odchylka. Kladná odchylka soustavy vzniká v okamžiku, kdy je v soustavě přebytek výkonu, tedy v případě, kdy dojde k výpadku nebo snížení odběru spotřebního zařízení nebo k nadvýrobě především intermitentních zdrojů. Naopak záporná odchylka soustavy nastává v okamžiku, kdy je v soustavě nedostatek výkonu, tedy v případě, dojde-li k náhlému zvýšení odběru spotřebního zařízení nebo ke snížení výroby či výpadku zdroje.

Pro bezpečné provozování přenosové soustavy jsou stanovena harmonizovaná pravidla daná Evropskou sítí provozovatelů přenosové soustavy (ENTSO-E) a smlouvami mezi provozovateli přenosových soustav. Jedná se tedy o soubor minimálních požadavků na provoz soustavy v rámci Evropské unie a synchronní zóny Kontinentální Evropa. Technické požadavky na jednotlivá zařízení připojená k přenosové či distribuční soustavě, podmínky připojení, dále také komunikaci a pravidla přípravy provozu pak stanovují národní podmínky pro provozovatele přenosových soustav. Tyto požadavky se mohou v jednotlivých státech lišit.

V synchronní zóně Kontinentální Evropa se využívá decentralizované řízení soustav, kdy za řízení dílčích regulačních oblastí odpovídají příslušní TSO. Řízení těchto dílčích regulačních oblastí je

založeno na základních principech zahraniční spolupráce, jako jsou princip solidarity, princip neintervence, na zálohách rovnoměrně distribuovaných v celém systému a na řízení salda regulačních oblastí.

V rámci principu solidarity jsou v celém systému udržovány na výrobních blocích výkonové zálohy primární regulace tak, aby v případě výpadku jednoho zařízení byla ostatní zařízení schopná autonomně reagovat na změnu frekvence. Velikost záloh primární regulace se stanovuje na současný výpadek až dvou největších energetických zařízení v celém systému. V případě, kdy dojde k výpadku, a tak k nerovnováze spotřeby a výroby v jedné z oblastí, je okamžitě v celém systému aktivována záloha, aby došlo ke stabilizování frekvence. Reakce se dělí proporcionálně mezi všechny zařízení, které poskytují tuto službu.[2]

Řízení salda regulační oblasti slouží k udržení salda výkonů se sousedními soustavami na sjednané hodnotě. Saldo oblasti je definováno jako okamžitý součet toků na přeshraničních vedeních. Hodnota měřeného salda se porovnává s plánovanou hodnotou v rámci regulační oblasti. Odchylka salda odpovídá systémové odchylce (SyO) dané regulační oblasti. Pokud je odchylka záporná, dochází k neplánovanému importu a musí se tak zvýšit výroba na regulačních zdrojích, aby byl neplánovaný import vyrovnán. V případě neplánovaného exportu, je-li odchylka kladná, se musí snížit výroba nebo zvýšit spotřeba na zdrojích poskytujících regulační energii.

S řízením salda výkonů regulační oblasti velmi úzce souvisí princip neintervence. Dle principu neintervence má každý provozovatel přenosové soustavy udržovat regulační zálohy tak velké, aby byl schopen do 15 minut vyrovnat jakýkoliv výpadek jednoho prvku své soustavy (neboli tak zvané kritérium N-1), což znamená, že způsobenou výkonovou nerovnováhu vyrovnává pouze příslušná regulační oblast. [2]

V neposlední řadě patří mezi základní principy i rovnoměrné rozprostření zařízení poskytujících regulační zálohy. Rovnoměrná distribuce je v rámci přenosové soustavy zajištěna stanovením kodexového maxima výkonu, který může jedno zařízení pro danou podpůrnou službu poskytovat. Dochází tak k omezení vlivu výpadku jednoho zařízení poskytující danou zálohu.

2.1 Systémové služby

Provozovatelé přenosových soustav jsou zodpovědní za kvalitu, bezpečnost a spolehlivost dodávky elektřiny v přenosové soustavě. K zajištění bezpečného provozu jsou dle definice v pravidlech provozování přenosové soustavy (Kodex PS) potřeba systémové služby.

Z hlediska kvality elektřiny se hledí především na frekvenci a napětí, jež jsou posuzovány prostřednictvím kritérií vycházejících z platných technických norem. Systémové služby jsou udržování kvality elektřiny, udržování výkonové rovnováhy v reálném čase, obnovení provozu a dispečerské řízení. [3]

2.2 Podpůrné služby

K zajištění systémových služeb používá provozovatel přenosové soustavy podpůrné služby, které jsou poskytovány jednotlivými účastníky trhu s elektřinou. Podpůrné služby se dělí dle svých parametrů do dvou hlavních kategorií, kategorie služeb výkonové rovnováhy a nefrekvenčních služeb.

V Tab. č. 1, je zobrazeno rozdělení podpůrných služeb do výše zmíněných kategorií. Podpůrné služby jako proces automatické regulace frekvence, automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy, ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy a proces náhrady záloh řadíme do kategorie služeb výkonové rovnováhy. Do kategorie nefrekvenčních služeb pak patří služby sekundární regulace U/Q, ostrovní provoz a start ze tmy. [4]

Služby výkonové rovnováhy	Nefrekvenční služby
Proces automatické regulace frekvence - FCP	Sekundární regulace U/Q – SRUQ
Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy - aFRP	Ostrovní provoz-OP
Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy - mFRP	Start ze tmy-BS
Proces náhrady záloh - RRP	

Tab. č. 1 Rozdělení podpůrných služeb [4]

2.2.1 Změna názvosloví

V rámci implementace evropského nařízení č. 2017/2195, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice (EBGL), a nařízení č. 2017/1485, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav (SOGL) do pravidel provozování přenosové soustavy, došlo ke změně názvosloví některých podpůrných služeb. Jednotlivé změny názvů služeb jsou zobrazeny v následující Tab. č. 2. Ve zbylé části práce budu používat výhradně novou terminologii.

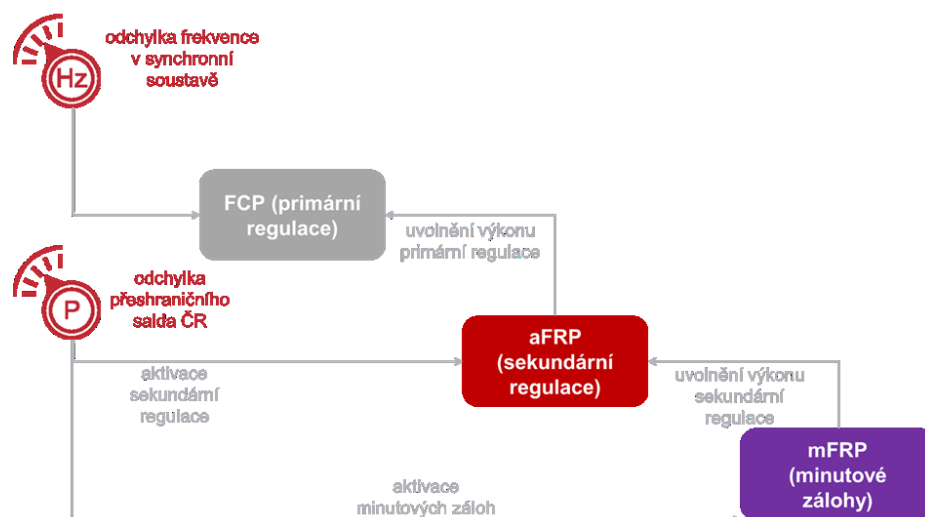
do 31. 3. 2019	od 1. 4. 2019
Primární regulace frekvence (PR)	Proces automatické regulace frekvence (FCP)
	Záloha pro automatickou regulaci frekvence (FCR)
Sekundární regulace (SR)	Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)
	Záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (aFRR)
Minutové zálohy (MZt)	Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRPt)
	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do t-minut (mFRRt)

Tab. č. 2 Názvosloví podpůrných služeb [4]

2.2.2 Služby výkonové rovnováhy

Pro zajišťování výkonové rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektrické energie slouží takzvané služby výkonové rovnováhy. Aktivací těchto služeb, kromě procesu automatické regulace frekvence, vzniká regulační energie. Zde je nutné rozlišovat rozdíl mezi pojmy regulační energie a regulační záloha. Regulační záloha je pouze zařízení s dostupným výkonovým rozsahem, které je na základě aktivace připraveno svůj výkon změnit a dodat tak regulační energii. K aktivaci zálohy a vzniku regulační energie však nemusí dojít. Regulační záloha se tedy dá přirovnat k jaké si opci na regulační energii. Pro regulaci výkonové rovnováhy společnost ČEPS zajišťuje dostatek regulační energie (RE) aktivací regulačních záloh, tedy aktivací služeb výkonové rovnováhy aFRP, mFRP a RRP.

Princip fungování služeb výkonové rovnováhy a jejich vzájemné propojení je znázorněn níže na Obr. č. 2. V závislosti na měření frekvence se nejprve automaticky aktivuje FCR. V návaznosti na odchylku salda regulační oblasti následuje automatická aktivace aFRR, která uvolňuje FCR, která byla použita pro pokrytí odchylky v dané regulační oblasti. Při dlouhotrvající velké odchylce nebo výpadku velkého bloku se aktivují zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací a umožňují tak uvolnění výkonu aFRR. [4, 5]



Obr. č. 2 Schéma principu fungování SVR [4]

Proces automatické regulace frekvence - FCP

Proces automatické regulace frekvence funguje jako první služba pro zajištění výkonové rovnováhy. V případě změny frekvence od jmenovité hodnoty v synchronní oblasti dochází v řádu jednotek sekund k aktivaci záloh pro automatickou regulaci frekvence.

Jedná-li se o pokles frekvence způsobené zápornou odchylkou soustavy, dochází okamžitě k aktivaci záloh, konkrétně ke zvýšení výroby nebo snížení spotřeby a tím je zastaven další pokles frekvence a frekvence je stabilizována. Pokud dojde ke zvýšení frekvence způsobené kladnou odchylkou, dochází k okamžitému snížení výroby nebo zvýšení spotřeby, a tím naopak k zastavení dalšího růstu frekvence.

V synchronně propojené elektrizační soustavě je FCR založena na již výše zmíněném principu solidarity. To v praxi znamená, že nezávisle na odchylce se zapojují všechny zdroje, které jsou součástí procesu automatické regulace frekvence.[6]

Aktivace probíhá automaticky na zařízeních působením lokálních řídicích systémů reagujících na změnu frekvence. Celková velikost FCR je v rámci synchronní zóny Kontinentální Evropa stanovena ENTSO-E na 3000 MW. Tato velikost je stanovena tak, aby postačila k vyrovnání výpadku výroby či spotřeby a nedošlo k překročení odchylky frekvence o hodnotu 200 mHz. Záloha pro automatickou regulaci musí být provozovatelem energetického zařízení uvolněna do 30 sekund od okamžiku zaznamenání odchylky frekvence. Pro Českou republiku je velikost záloh pro automatickou regulaci frekvence přibližně 80 MW. [2]

Pro rovnoměrné rozdělení záloh pro FCP jsou v České republice stanoveny kodexové limitní hodnoty tak, aby došlo k omezení vlivu výpadku zařízení poskytujících FCR. Kodexové minimum pro zálohy automatické regulace frekvence stanovuje minimální velikost zálohy na jednom zařízení

na 3 MW. Maximální velikost zálohy je poté stanovena kodexovým maximem na 10 MW na jednom zařízení.[6]

Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy - aFRP

Navazující služba výkonové rovnováhy, která začíná reagovat v současné době do deseti minut, se nazývá automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy. Zálohy jsou v každé regulační oblasti řízeny provozovatelem přenosové soustavy. aFRR jsou řízeny centrálně prostřednictvím regulátoru frekvence a salda předávaných výkonů příslušného TSO. Díky regulátoru jsou aFRR řízeny plně automaticky. Při aktivaci záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací dochází ke změně výkonu bloku, na základě odchylky od salda předávaných výkonů. aFRR je využívána jako kladná nebo záporná záloha, dle změny výkonu na svorkách poskytujícího zařízení.

Poskytovatelé aFRR v ČR musí poskytovat celou zálohu nejpozději do 10 minut od požadavku dispečinku ČEPS při dodržení nasmlouvané rychlosti, která je minimálně 2 MW/min. Kromě požadavků z technického hlediska je omezena i velikost zálohy poskytované z jednoho bloku. Kodexové minimum pro zálohy poskytující aFRP stanovuje minimální hodnotu na 10 MW z jednoho zařízení. Maximální hodnota daná kodexovým maximem je stanovena na 70 MW poskytovaných na jednom zařízení. [6]

Vzhledem k tématu diplomové práce je automaticky ovládanému procesu obnovení frekvence a výkonové rovnováhy detailně věnována kapitola 3.

Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy - mFRPt

V případě, kdy výkonová nerovnováha trvá v řádech desítek minut či hodin nebo dojde ke vzniku odchylky soustavy větší, než je objem nakoupených aFRR, používají se pro vyrovnání výkonové bilance zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (mFRRt). Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy tak umožňuje nahrazení aFRR. K aktivaci minutových záloh dochází manuálně, tedy na přímý pokyn dispečera příslušného TSO.

V rámci služby výkonové rovnováhy mFRRt musí energetická zařízení být schopna poskytnout sjednanou regulační zálohu do t-minut od příkazu dispečinku ČEPS. Regulační záloha je využívána buď jako kladná nebo záporná, dle změny výkonu na svorkách poskytujícího zařízení. [2]

Příkladem možné realizace kladné minutové regulační zálohy pro mFRPt+ jsou zvýšení výkonu nebo odpojení spotřebního zařízení, jako je například přečerpávací vodní elektrárna v režimu čerpání. Naopak záporná regulační minutová záloha pro mFRPt- může být realizována připojením zatížení o odpovídající velikosti či snížením výkonu energetického zařízení. [2]

Dle času, za kterou dána záloha musí být schopna zareagovat, se zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací dělí do tří kategorií, a to s aktivací do 5 minut (mFRR5) a do

15 minut (mFRR15±). Kodexové minimum pro jedno zařízení poskytující zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 5 minut (mFRR5) je 30 MW. Naopak maximální velikost poskytované zálohy není kodexem stanovena. Omezení maximální hodnoty je v pravomoci provozovatele přenosové soustavy, tedy společnosti ČEPS. Doba, po kterou musí být garantována odpovídající odezva zálohy, jsou minimálně čtyři hodiny, a to i v případě, pokud je záloha aktivována na konci intervalu, v rámci kterého má být dle smlouvy záloha rezervována. [6]

Pro zálohy poskytující službu mFRR15+ a mFRR15- je také stanoveno kodexové minimum o velikosti 10 MW a kodexové maximum o velikosti 70 MW na jednom zařízení. Ručně řízené 15 minutové zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy nemají na rozdíl od 5 minutových záloh omezenou dobu aktivace. [4][6]

Proces náhrady záloh - RRP

V neposlední řadě za službu výkonové rovnováhy považujeme i proces náhrady záloh (RRP), neboli zálohy pro náhradu (RR). Jedná se o zálohy činného výkonu, které slouží k podpoře a obnově požadované úrovně FRR. Zálohy se dělí na kladné RR+ a záporné RR-. Oba typy regulačních záloh musí být aktivovány do 30 minut od příkazu dispečera ČEPS. Služba je aktivována v takzvaných pevných čtvrthodinách, na dobu 15 minut, což je i minimální doba aktivace. Maximální doba aktivace záloh náhrady je doba 60 minut.

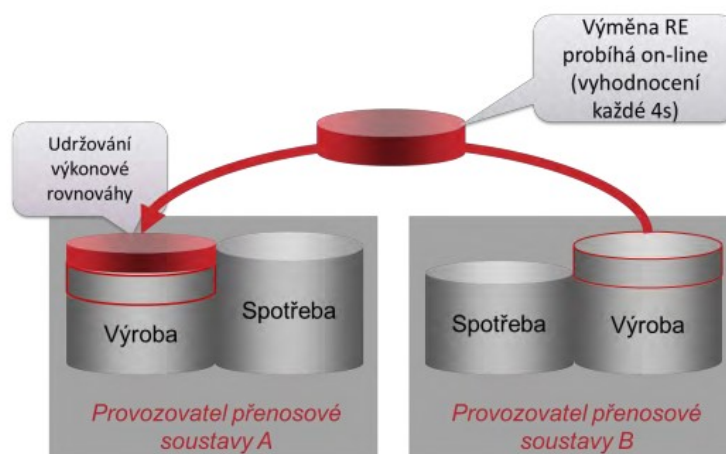
Na rozdíl od ostatních SVR jsou RR placeny pouze za regulační energii. Pro proces náhrady zálohy se totiž v České republice využívají volné nabídky a nedochází tak k platbě za rezervaci. Pro zálohy poskytující proces náhrady je stanoveno kodexové minimum na hodnotu 10 MW a kodexové maximum na hodnotu 70 MW na jednom zařízení. [4, 6]

2.2.3 Imbalance netting

Pod anglickým pojmem „Imbalance netting (IN)“ se rozumí přeshraniční výměna odchylek propojených ES v reálném čase. Tato výměna vede k zabránění aktivace aFRR v opačných směrech. Pro uskutečnění výměny odchylek v příslušných směrech jsou zapotřebí volné přeshraniční kapacity, které se nevyužily během předchozích časových rámců obchodování s elektřinou.

Na Obr. č. 3 je zobrazeno schéma fungování IN. V soustavě TSO A je nedostatek výkonu, proto má soustava zápornou odchylku. V soustavě provozované TSO B je kladná odchylka, protože je v soustavě přebytek výkonu. Bez využití Imbalance netting by oba provozovatelé přenosových soustav aktivovali své služby výkonové rovnováhy v opačných směrech. Jestliže ale mezi TSO A a TSO B dochází k přeshraniční výměně odchylek, dojde k exportu kladné odchylky od TSO B do soustavy TSO A. Provozovatel přenosové soustavy A tak díky importu kladné odchylky neaktivuje

odpovídající SVR, stejně tak TSO B nemusí díky exportu kladné odchylky aktivovat SVR. Sníží se tak potřebná část výkonu aktivovaného ze SVR. [2][7]



Obr. č. 3 Schéma Imbalance netting [1]

Provozovatel české přenosové soustavy, společnost ČEPS, je členem IN projektu International Grid Control Cooperation-IGCC, v rámci kterého dochází k výměně odchylek. Mezi členské státy využívající IGCC patří ke konci března 2020 provozovatelé přenosových soustav v Německu, Dánsku, Nizozemsku, Švýcarsku, České republice, Belgii, Rakousku, Francii, Chorvatsku, Slovinsku, Polsku, Itálii a Maďarsku. [8]

2.2.4 Havarijní dodávka regulační energie

Havarijní dodávka regulační energie umožňuje výpomoc při odstranění přebývajícího nebo doplnění chybějícího výkonu mezi provozovateli přenosových soustav v synchronní oblasti. K havarijní dodávce může dojít například z důvodu neplnění podmínky N-1, při přetížení mezistátních přenosových vedení nebo přebytkem/nedostatkem výkonu v elektrizační soustavě. Smlouva o havarijní dodávce je uzavřena mezi dvojicí TSO. Na základě smluv je možné oboustranné plnění, oba provozovatelé přenosových soustav mohou požádat o havarijní dodávku regulační energie. K aktivaci dochází prostřednictvím dispečinku TSO.[4]

2.2.5 Nefrekvenční podpůrné služby

Zbylá část podpůrných služeb patří do kategorie takzvaných nefrekvenčních podpůrných služeb. Tyto služby jsou používány k zajišťování provozu PS a kvality napětí. [4]

Sekundární regulace U/Q

Podpůrná služba sekundární regulace U/Q (SRUQ) slouží k udržení zadané velikosti napětí v pilotních uzlech přenosové soustavy. To je zajišťováno automatickým řízením jalového výkonu na zařízeních poskytujících tuto službu. [6]

Ostrovní provoz

Schopností ostrovního (OP) provozu disponují energetická zařízení, která jsou schopná pracovat do části soustavy odděleně od vnější soustavy neboli do tak zvaného ostrova. Tato služba je nezbytná pro řešení nouzových stavů a jejich předcházení. Vzhledem k tomu, že zařízení pracuje do izolované části soustavy, jsou kladeny velké nároky na jeho regulační schopnost, jelikož dochází k značným změnám frekvence a napětí. Energetické zařízení se schopností ostrovního provozu musí být schopné do ostrovního provozu přejít, následně se v provozu udržet a v neposlední řadě být schopné i opětovného připojení k soustavě.[6]

Start ze tmy

Schopnost najetí energetického zařízení bez vnější podpory zdroje napětí se nazývá „start ze tmy“ (BS). Zařízení disponující schopností „startem ze tmy“ je schopné dosáhnout daného napětí, být připojené k síti a sloužit k jejímu napájení v ostrovním režimu. Po částečném nebo úplném rozpadu soustavy je tak díky této nefrekvenční službě možné uvést postupně postiženou oblast v krátkém čase do původního stavu. Mezi požadavky na vybrané energetické zařízení patří dodržení daného postupu a jeho koordinovatelnost, schopnost ostrovního provozu a dostupnost služby samotné. [6]

2.2.6 Certifikace

Kterýkoliv účastník trhu s elektrinou disponující zařízením, které splňuje veškeré podmínky stanové Kodexem PS, se může stát poskytovatelem podpůrných služeb. Zájemce o poskytování podpůrných služeb musí nejprve splnit nutné administrativní náležitosti, které proces žádosti o poskytování obsahuje. V rámci procesu musí zájemce prokázat příslušnému TSO, že je schopen dodržet požadované technické hodnoty služby a kvalitativní parametry, jako jsou například nároky na elektronickou komunikaci a další.

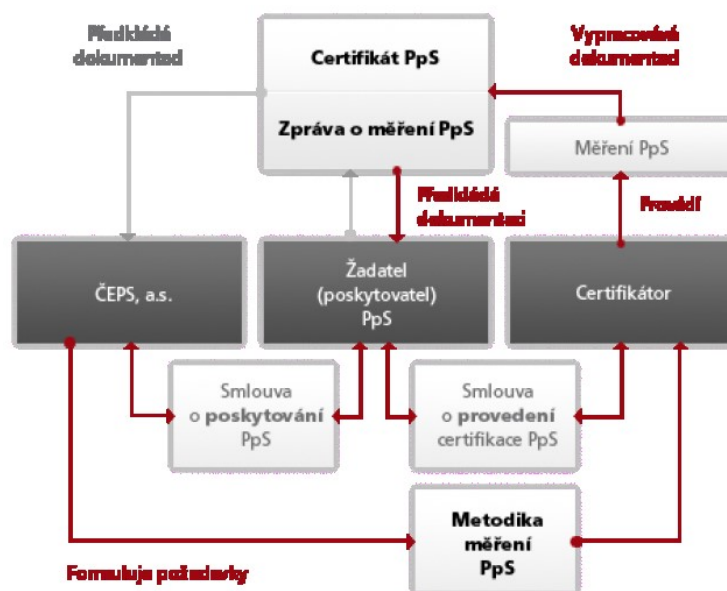
Pro tyto účely slouží certifikační měření neboli certifikace. Jedná se o proces, jehož výstupem jsou dva stěžejní dokumenty pro zájemce o poskytování PpS. Konkrétně jde o certifikát schopnosti poskytovat danou podpůrnou službu a zprávu z certifikačního měření. Způsob a podmínky provádění měření jsou stanoveny metodikou certifikačních měření PpS, která vychází z Kodexu PS.

Příklad technických požadavků pro certifikaci aFRR:

- zapínání a vypínání aFRP z místa obsluhy
- signalizace chodu aFRP na dispečink ČEPS
- nastavení rychlosti aFRR na minimální velikost rychlosti 2 MW/min
- nastavení mezí jednotlivých regulačních záloh, min velikost aFRRi, min = 10 MW
- automatický přenos veškerých požadovaných hodnot z terminálu zařízení do ŘS ČEPS [5].

Kodex PS taktéž stanovuje, že certifikační měření provádí nezávislý orgán takzvaný certifikátor, který prošel autorizačním procesem. Celý proces certifikace musí na své náklady zajistit sám zájemce o poskytování PpS. Proto dochází k uzavření smlouvy o provedení certifikace PpS mezi zájemcem a certifikátorem. Certifikátor poté provádí měření, na jehož základě vydává dva výše zmíněné dokumenty o měřených a vyhodnocovaných parametrech pro konkrétní službu PpS. Tyto dokumenty jsou pak podkladem pro žadatele k uzavření smlouvy o poskytování konkrétní podpůrné služby. Pro zřehlednění celého certifikačního procesu jsou v Obr. č. 4 znázorněny interakce mezi jednotlivými zúčastněnými stranami.

Pro zájemce o podpůrné služby na území regulační oblasti provozovatele české přenosové soustavy provádí certifikace skupina více certifikátorů. Například certifikaci služeb výkonové rovnováhy pro společnost ČEPS provádí čtyři různí certifikátoři, a to jmenovitě I&C Energo a.s., AFRY CZ s.r.o., ORGREZ, a.s. a OSC, a.s. [6][9]



Obr. č. 4 Schéma procesu certifikace [9]

Samostatná certifikace nezaručuje zájemcům splnění podmínek pro poskytování podpůrných služeb. Na základě certifikace totiž TSO provádí zkoušky a funkční testy řízení zařízení. Dále se testují komunikační trasy mezi řídicím systémem a zařízením tak, aby byla ověřena bezproblémová odezva zařízení při aktivaci příslušné služby. Po úspěšných zkouškách už je možné se žadatelem o SVR uzavřít rámcovou dohodu o podmínkách nákupu a poskytování SVR nebo služeb nefrekvenčních.

Ani uzavření rámcové dohody nepřisuzuje danému zařízení přímo poskytování podpůrných služeb. Avšak na základě dohody se poskytovatel může o jednotlivé služby ucházet prostřednictvím výběrových řízení, či na denním trhu.[6, 9]

2.2.7 Obstarávání podpůrných služeb

Provozovatel přenosové soustavy obstarává podpůrné služby pro zajištění systémových služeb dvěma způsoby. Pro služby výkonové rovnováhy je využíváno obstarávání prostřednictvím výběrových řízení, nákupem na denním trhu a v krajním případě přímým oslovením poskytovatele. Nefrekvenční služby obstarává ČEPS prostřednictvím přímých smluv s poskytovatelem.

Za systémové služby platí každý odběratel elektrické energie dle jejího odebraného množství (Kč/MWh). Ceny za systémové služby jsou stanoveny na každý rok v rámci cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu. Pro rok 2020 je tato cena stanovena na hodnotu 77,12 Kč/MWh bez DPH. Díky platbě za systémové služby tak společnost ČEPS ročně získá okolo 6 miliard Kč, které použije na nákup podpůrných služeb, aby zajistila bezpečný a spolehlivý provoz ES ČR. [10]

Společnost ČEPS nakupuje PpS na základě zákona o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích č. 458/2000 Sb. Poskytování podpůrných služeb je otevřené pro všechny poskytovatele, kteří splňují požadavky Kodexu PS. Při obstarávání je dodržován nediskriminačním přístup k cenovým nabídkám všech poskytovatelů PpS podle pravidel výběrových řízení či denního trhu.

Při nákupu PpS je zohledňováno v první řadě zajištění kvality a spolehlivosti provozu na úrovni PS v reálném čase, dále minimalizace nákladů na zajišťování PpS a optimalizace nákladů účastníků trhu spojených s vyrovnáváním odchylek.

Způsoby obstarávání SVR rozlišujeme dle obchodních nástrojů, které jsou k obchodování používány. To na způsob obstarávání SVR prostřednictvím dlouhodobých kontraktů ve výběrovém řízení a druhou možností je obstarávání pomocí krátkodobých kontraktů na denním trhu se SVR (DT) [6, 11]

Dlouhodobé kontrakty

Dlouhodobé kontrakty na poskytování SVR jsou uzavírány prostřednictvím výběrových řízení (VŘ). Výběrová řízení vyhláší společnost ČEPS na následující období dopředu, konkrétně jsou výběrová řízení vyhlášována na tři roky dopředu, rok či poté dle potřeby jsou výběrová řízení vypisována v průběhu roku. V rámci VŘ na tři roky dopředu se nakupuje přibližně 40-50 % celkového objemu SVR. Rok dopředu se poté obstarává pomocí VŘ dalších 30-40 %.

Granularita SVR, které může poskytovatel nabídnout ve výběrovém řízení, začíná od nejdelší možné délky nabídky roku přes měsíc a kalendářní týden až k pásnu kalendářního týdne. Pásma se dělí dle doby poskytování na pracovní a nepracovní dny a na denní a noční pásma. Kdy denní pásmo začíná v 06:00:01 a končí v 22:00:00. Noční pásmo je tedy analogicky v době zbývající.

K vypisování VŘ využívá společnost ČEPS obchodní systém MMS, ve kterém jsou vypisována VŘ na jednotlivé kategorie SVR (FCR, aFRR, mFRRt). Poskytovatelé ve výběrovém řízení uvádějí nabízený objem zálohy a nabídkovou cenu. V případě, že se společnost ČEPS rozhodne nabídnutou službu nakoupit, uzavírá s poskytovatelem smlouvu na poskytování SVR. Na základě smlouvy je poté poskytovateli SVR smluvní cena za rezervaci zálohy uhrazena. [5, 11]

Denní trh se SVR

Denní trh slouží pro dokupování SVR na den dopředu. Na tento způsob nákupu připadá zbylých 5 %. Nákup probíhá pomocí automatizované elektronické aukce na každou hodinu zvlášť. Obstarávány jsou jednotlivé kategorie SVR (FCR, aFRR, mFRRt). Pro platbu za poskytování SVR získané prostřednictvím DT se využívá marginální cena, což je cena nejdražší přijaté nabídky za poskytování konkrétní služby v dané hodině. [5, 11]

Ostatní

Nepodaří-li se TSO při nákupu SVR obstarat pomocí VŘ nebo DT, může pro nákup využít přímé oslovení poskytovatele. Cena za poskytování pak musí respektovat běžné ceny na trhu.

Prostřednictvím přímé smlouvy s poskytovatelem jsou kromě výše zmíněných, obstarávány i kategorie nefrekvenčních služeb.

Poslední způsobem obstarávání podpůrných služeb je aktivace volných nabídek regulační energie. Tento způsob se používá pro proces náhrady záloh. Volné nabídky regulační energie ze záloh pro náhradu může předložit kterýkoliv poskytovatel RRP bez nároku na úhradu regulační zálohy.[5]

Přehled obstarávaných objemů SVR

Pro představu objemu záloh, který je prostřednictvím výše zmíněných způsobů obstarávání zapotřebí nasmlouvat, jsou uvedeny v Tab. č. 3 roční průměrné potřeby regulační záloh. Uvedené průměrné roční potřeby objemu záloh respektují pravidla nařízení SOGL a provozní bezpečnosti.

aFRR+	aFRR-	mFRR5	mFRR15+	mFRR15-
345 MW	350 MW	505 MW	290 MW	250 MW

Tab. č. 3 Roční průměrné potřeby FRR [12]

Nařízení SOGL stanovuje pravidla pro určení minimálního potřebného objemu záloh pro regulaci výkonové rovnováhy (FRR). Stanovení objemu vychází z historických záznamů o systémové odchylce. Tyto záznamy nesmí být starší než půl roku a zároveň musí pokrývat období minimálně jednoho roku. Celkový objem kladných záloh FRR stanovený z historických záznamů pak musí být schopen po 99 % času pokrýt záporné odchylky. Stejně tak celkový objem záporných záloh pro FRP musí být schopen pokrýt kladné odchylky po 99 % času. Celkový potřebný objem jak kladných tak záporných záloh pro FRP se tedy dělí mezi dva podprocesy, a to jmenovitě mezi aFRP a mFRPt.

Roční celkové průměrné potřeby pro kladné zálohy se pohybují okolo 1140 MW. Z této celkové hodnoty je přibližně jedna třetina objemu tvořena aFRR+ a zbylá část objemu se dělí mezi mFRR5 a mFRR15+. Celková roční průměrná potřeba pro záporné zálohy je okolo 600 MW, z toho objemu více než polovina připadá na aFRR- a zbylá část na mFRR15-. [12][13]

Změny způsobu obstarávání v souvislosti se zimním energetickým balíčkem

Od počátku roku 2020 došlo k výrazné změně pravidel obstarávání podpůrných služeb, které vyplývají z nařízení č. 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou, které je součástí zimního energetického balíčku - CEP. Tímto nařízením nastala pro TSO povinnost od 1. 1. 2020 nakupovat podpůrné služby na krátkodobém trhu.

Konkrétně v druhé kapitole, článku 6, odstavce 9 je vymezeno období pro uzavírání smluv na poskytování regulační zálohy na dobu o maximální délce jednoho dne a dále nařízení vymezuje časové období pro uzavření smlouvy o poskytování regulační zálohy maximálně jeden den před dnem poskytování. Z popsaných omezení vyplývá povinnost pro TSO nakupovat služby výkonové rovnováhy na denním trhu. [14]

Zároveň však CEP zohledňuje možnost udělení výjimky vnitrostátním regulačním orgánem (NRA). Ten může na základě ohrožení bezpečnosti zajištění dodávek nebo zvýšení hospodářského užítku udělit výjimku a schválit dřívější uzavírání smluv nebo delší smluvní období. TSO musí i přes udělení výjimky obstarávat na DT alespoň 40 % objemu standardních regulačních záloh a alespoň 30 % objemu všech regulačních záloh na více než jeden den před poskytnutím. Zbylý objem by provozovatel přenosové soustavy měl obstarávat za pomoci měsíčních kontraktů uzavíraných nejdříve měsíc před dodávkou. I proto tuto povinnost však může regulační orgán udělit výjimku, dle které by TSO mohl požádat o prodloužení smluvních období zbývající části záloh na dobu dvanácti měsíců. Výjimka pro obstarávání na DT nemá pevně stanovený poměr mezi denním trhem a dlouhodobými kontrakty, provozovatel přenosové soustavy může požádat o udělení výjimky pro obstarávání menšího objemu pomocí dlouhodobých kontraktů. [14]

V tabulce Tab. č. 4 je zobrazeno procentuální porovnání objemů mezi jednotlivými způsoby obstarávání SVR. Vzhledem k tomu, že při původním způsobu obstarávání služeb výkonové rovnováhy se téměř veškerý objem regulačních záloh obstarával prostřednictvím dlouhodobých kontraktů, a to až na tři roky dopředu, požádala společnost ČEPS ještě před účinností nařízení Energetický regulační úřad o udělení výjimky.

Způsoby obstarávání	původní	dle CEP	dle maximální výjimky
Výběrové řízení	95 %	-	70 %
Denní trh	5 %	100 %	30 %

Tab. č. 4 Porovnání jednotlivých způsobů obstarávání SVR

Žádost o výjimku byla provozovatelem přenosové soustavy zdůvodněna obavou o pokrytí potřeby dostatečného objemu regulačních záloh na denním trhu. Denní trh se službami výkonové rovnováhy se vzhledem ke konkurenci s trhem se silovou elektřinou vyznačuje nízkou likviditou.

Druhým důvodem, kvůli kterému ČEPS zastává negativní postoj i k obstarávání podpůrných služeb dle poměru objemů stanoveného výjimkou, je stav současného IT systému a organizační nepřipravenost TSO i poskytovatelů SVR.

V neposlední řadě byly zmiňovány dopady na hospodářský užitek. Tento argument je založen na srovnání průměrných cen mezi SVR obstarávanými prostřednictvím dlouhodobých a krátkodobých kontraktů v předchozím roce. Na základě dat z tabulky je patrné, že poskytovatelé SVR jsou ochotni díky dlouhodobě plánovaným výnosům nabízet regulační zálohy za nižší ceny než prostřednictvím denního trhu. Například průměrné ceny za poskytování záloh pro aFRP+ na denním trhu byly za dané období větší o téměř 87 %. V případě mFRR15- dosahují průměrné ceny na denním trhu dokonce až pětinasobku průměrné ceny ve výběrovém řízení.[12]

FRR	Cena ve VŘ [Kč/MWh]	Cena na DT [Kč/MWh]	DT oproti VŘ [%]
aFRR+	355	664	87%
aFRR-	246	698	184%
mFRR5+	491	1788	264%
mFRR15+	215	491	128%
mFRR15-	140	873	524%

Tab. č. 5 Porovnání cen FRR v závislosti na způsobu obstarávání v roce 2019 [12]

Pokud by došlo k nárůstům cen dle tabulky výše, projevila by se tato změna jak v ceně pro konečného zákazníka tak i v ekonomice provozu poskytovatelů SVR. Například u poskytovatelů v teplárenském sektoru by díky vyšší ceně za SVR mohlo dojít k poklesu minimální ceny za teplo. Tento pozitivní vývoj ceny tepla by se pak mohl promítnout u koncových zákazníků. Zároveň by ale kvůli větším nákladům TSO na SVR došlo k nárůstu ceny elektřiny pro koncové zákazníky prostřednictvím navýšení platby za systémové služby.

Je však důležité si uvědomit, že kromě negativních dopadů změny způsobu obstarávání jako je hrozba přesunu části poskytovatelů na trh se silovou elektřinou, má přechod na denní trh i pozitivní dopady. Omezení dlouhodobých kontraktů a především zrušení výběrových řízení až na tři roky dopředu výrazně zkracuje dobu pro vstup nových poskytovatelů SVR. V neposlední řadě i vyšší průměrná cena na DT a tedy vyšší výnosy z poskytování jsou motivačním faktorem pro vstup více poskytovatelů na denní trh. Celkově tedy může dojít k nárůstu konkurenčního prostředí na denním trhu, což má potenciál projevit se poklesem průměrné ceny.

Přes veškerou argumentaci negativních dopadů Energetický regulační úřad společnosti ČEPS výjimky neudělil s odůvodněním, že výše popsaná argumentace je dle ERÚ bezpředmětná. Avšak

se zamítnutím bylo zároveň ERÚ potvrzeno, že veškeré dříve uzavřené smlouvy o poskytování SVR prostřednictvím dlouhodobých kontraktů před vstoupením nového nařízení v platnost se retroaktivně neruší. Společnost ČEPS má tak na rok 2020 zajištěno 70 % objemu záloh SVR a na následující rok 2021 má zajištěno 60 % objemu záloh SVR. [15]

Od začátku roku tedy provozovatel české přenosové soustavy nakupuje potřebné objemy regulačních záloh pro SVR prostřednictvím nového denního trhu. Na novém denním trhu se nabídky SVR ohodnocují nabídkovou cenou, kdyžto na původním denní trhu se používaly ceny marginální. Dále došlo ke změnám časů pravidelných událostí jako je například termín uzávěrky pro zadávání nabídek. [11]

Z Tab. č. 6 jsou patrné dopady přechodu způsobu obstarávání celého objemu SVR prostřednictvím denního trhu. Oproti historickým údajům v předcházející tabulce jsou průměrné ceny většiny SVR na DT nižší, než se předpokládalo. Například průměrná cena aFRR- na DT klesla z 698 Kč/MWh na 561 Kč/MWh, což představuje snížení ceny o téměř 20 %. Avšak ceny na DT stále výrazně převyšují ceny ve VŘ. Současná průměrná cena aFRR- na DT je větší o 1,3 násobek průměrné ceny ve VŘ. Jedná se však pouze o data ze začátku roku. Dá se očekávat, že tento pokles bude mít rostoucí trend především díky výše zmíněným důvodům zvětšujícího se objemu obstarávaného na DT a nárůstu konkurence. Ta ovšem v letních měsících kvůli odstávkám bude klesat. I přesto se ceny SVR na DT mohou dále snižovat. [15]

FRR	Cena ve VŘ [Kč/MWh]	Cena na DT [Kč/MWh]	DT oproti VŘ [%]
aFRR+	316	503	59%
aFRR-	244	561	130%
mFRR5	486	573	18%
mFRR15+	177	433	145%
mFRR15-	138	553	301%

Tab. č. 6 Porovnání cen FRR po změně způsobu obstarávání SVR s daty do 21. 2. 2020 [15]

2.2.8 Přeshraniční výměna a sdílení záloh

Výše popsané způsoby obstarávání jsou využívány pro regulační zálohy, které se fyzicky nacházejí v regulačních oblastech jednotlivých provozovatelů přenosových soustav. Nařízení SOGL ovšem umožňuje obstarávat regulační zálohy za pomoci výměny či sdílení regulačních záloh.

Výměna regulačních záloh umožňuje přístup k regulačním zálohám, které se nenacházejí v jiných regulačních oblastech. TSO tak může tyto regulační zálohy využít pro splnění požadavků na dimenzování záloh FCR, FRR a RR. Nařízení SOGL však stanovuje limity pro výměnu jednotlivých regulačních záloh, aby nedocházelo k obstarávání veškerého objemu regulačních záloh pomocí procesu výměny. Limit pro výměnu FCR je zajištění alespoň 30 % celkového objemu

FCR fyzicky uvnitř regulační oblasti příslušného TSO. Pro výměnu FRR a RR jsou limity stanoveny na hodnotu nejméně 50 % celkového objemu regulačních záloh.

Druhým procesem spolupráce mezi provozovateli přenosových soustav, který umožňuje SOGL je proces sdílení záloh. Při tomto procesu zohledňuje více než jeden provozovatel přenosové soustavy stejnou regulační zálohu, respektive její objem. Pomocí sdílení regulačních záloh mohou TSO splnit potřeby, které vyplývají z příslušných požadavků na dimenzování záloh FCR, FRR a RR. Nařízení SOGL taktéž definuje limity pro sdílení objemů regulačních záloh. Ke sdílení FCR nesmí docházet s ostatními TSO ze stejné synchronní propojené oblasti, aby nedošlo ke snížení celkového objemu FCR synchronně propojené oblasti, jak je popsáno v části podkapitoly 0 věnované dimenzování FCR. Stanovení limitů sdílení FRR vychází z metodiky stanovené všemi TSO. [16]

FCR cooperation

Jednou z prvních spoluprací, které na základě možností z SOGL vznikly, je spuštění společné platformy pro výměnu záloh FCP. Do této spolupráce se prozatím zapojili provozovatelé přenosových soustav z šestice států západní Evropy, jako jsou Německo, Rakousko, Belgie, Nizozemí, Švýcarsko a Francie. V rámci spolupráce dochází k sdružení nabídek záloh od všech poskytovatelů z jednotlivých regulačních oblastí v rámci týdenních aukcí na jednotlivé dny. Každé TSO má přesně definované jaký podíl FCR musí být přímo poskytován ze záloh v jejich příslušné regulační oblasti. Na základě limitů nastavených v SOGL dochází k optimalizaci kombinace přijatých nabídek FCR pro jednotlivé regulační oblasti. Dalším omezením je minimální nabízený objem ve výši 1 MW, což je třetina minimálního objemu oproti hodnotě stanové Kodex PS v české přenosové soustavě. Díky nastaveným podmínkám spolupráce je umožněn snadnější přístup pro menší účastníky trhu a celkově se tak zvyšuje likvidita trhu s FCR. Tato spolupráce byla spuštěna v červenci roku 2019. [17, 18]

Spolupráce DE-AT nákup aFRR

Dalším příkladem spolupráce Evropských provozovatelů přenosových soustav je společný trh s regulační energií z aFRR mezi TSO Německa a Rakouska. Tento projekt spolupráce je spuštěn už od počátku roku 2017, kdy došlo k harmonizaci veškerých pravidel pro poskytování regulační energie z aFRR. Dle dosavadních výsledků jsou obě strany díky optimalizaci aktivace nabídek aFRR schopny snižovat náklady na aktivaci. V roce 2020 obě země zároveň spustily i společný nákup regulačních záloh a tedy výměnu aFRR. [19, 20]

Účast ČEPS

Provozovatel české přenosové soustavy se doposavad v žádné z těchto forem spolupráce neangažuje. Avšak případné možnosti přístupu k daným spolupracím jsou předmětem analýz. Budoucí zapojení ČEPS do případné výměny či sdílení regulačních záloh tak není vyloučeno.

3. Popis fungování aFRP a principy řízení

Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy funguje z hlediska způsobu řízení a aktivace v jednotlivých státech Evropy rozdílně. Velikost nabízené zálohy a rychlost zatěžování jsou hlavní parametry, které ovlivňují kvalitu zálohy pro aFRP. Tyto parametry jsou dány především technologickými vlastnostmi zařízení. [2]

Lokálně řízená aFRR v konkrétní regulační oblasti navazuje při obnovení výkonové rovnováhy na FCR a postupně ji nahrazuje. Řízení aFRR je založeno na principu neintervence, kdy odchylku frekvence či salda si musí regulovat ta regulační oblast, kde ke vzniku této odchylky došlo. Regulační odchylka (ACE) vychází z následující rovnice.

$$ACE = \Delta P - K * \Delta f \quad (3.1)$$

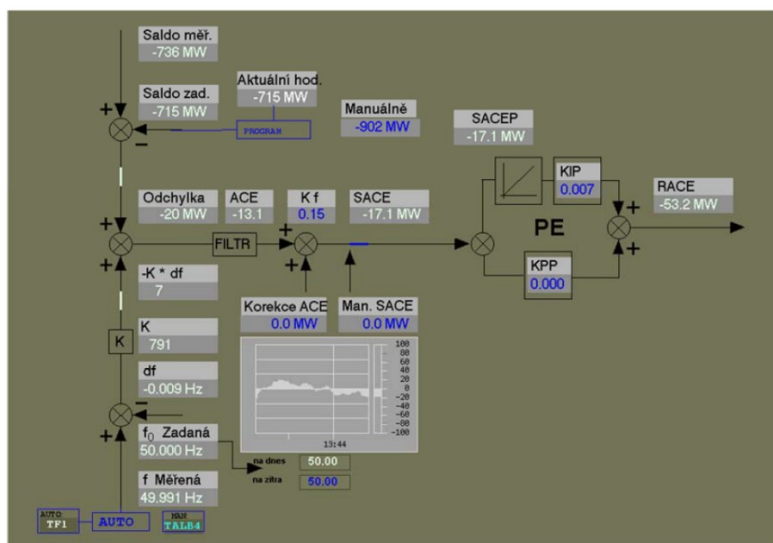
kde

ΔP -rozdíl mezi skutečným a plánovým saldem, odchylka salda

K - výkonové číslo soustavy (MW/Hz)

Δf -rozdíl skutečné a zadané frekvence.

Schéma na obrázku níže, Obr. č. 5, popisuje proces změny hodnoty výkonu aFRR na základě požadavku regulátoru frekvence a předávaných výkonů. Vstupem regulátoru je rozdíl mezi měřeným a plánovým saldem výkonů. Odchylka salda výkonu je přepočítávána přes výkonové číslo soustavy, aby v saldu výkonu byla brána v potaz aktivace FCR, která závisí na odchylce frekvence celé synchronní zóny. Do odchylky salda předávaných výkonů se tak nezapočítává aktivace FCR. Výstupem regulátoru jsou v závislosti na způsobu řízení a aktivace požadovaná hodnota odezvy pro zálohy typu aFRR. [6]

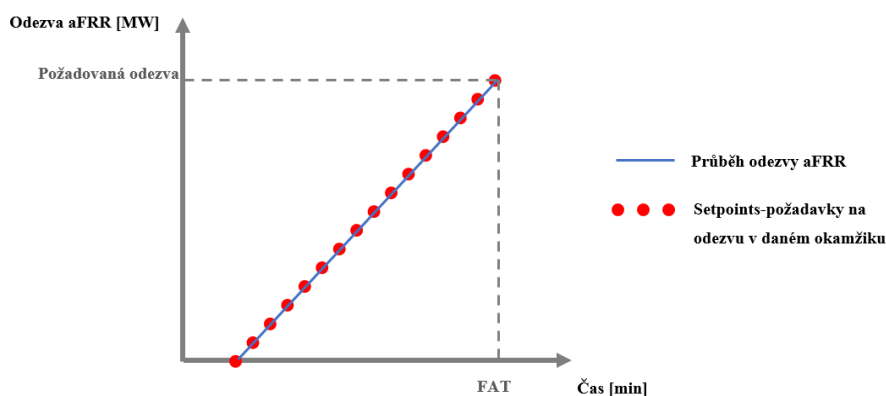


Obr. č. 5 Schéma fungování řízení aFRR [21]

3.1 Řízení aFRR

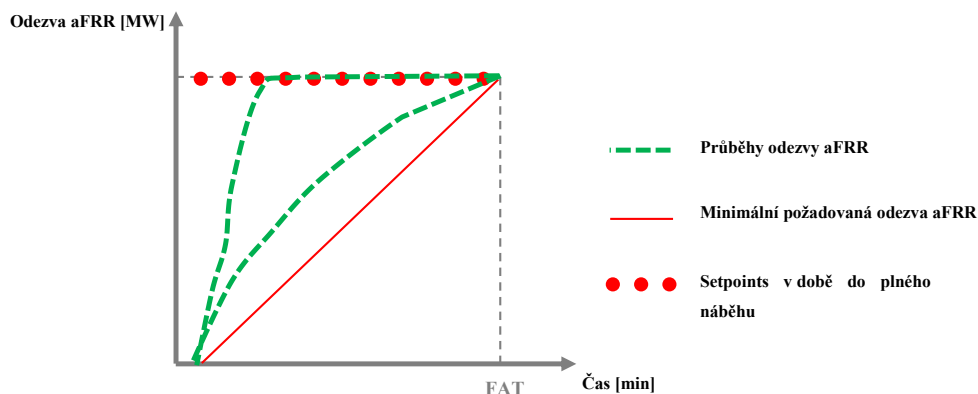
Před popisem jednotlivých způsobů řízení aFRR je potřeba zadefinovat dobu do plného náběhu (FAT). Doba do plného náběhu vymezuje časový interval od požadavku TSO na aktivaci zálohy do požadované hodnoty odezvy zálohy. Doba do plného náběhu je dána součtem doby přípravy zálohy a doby najíždění zálohy na požadovanou odezvu.

Pro automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy existují dva způsoby zasílání řídicích signálů. První způsob řízení je založen na zasílání rampované požadované hodnoty a je zobrazen na Obr. č. 6. Odezva aFRR se pak musí pohybovat v úzkém pásmu tolerance pro daný požadavek. Jednotlivé požadavky se pohybují po lineární rampě, jejíž poměr vychází z času plného náběhu a požadované odezvy, tzn. rampovací rychlosti. [22]



Obr. č. 6 Řídicí signály aFRR-Setpoints

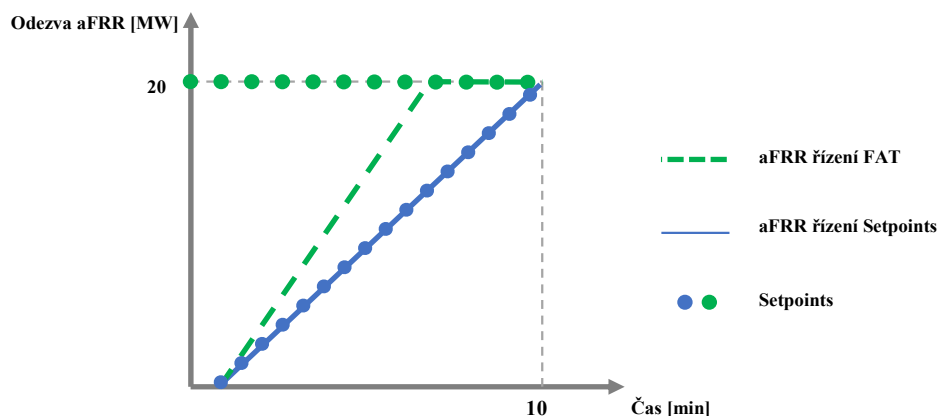
Druhý způsob řízení zobrazený na Obr. č. 7, je založen na době do plného náběhu a jeho jméno vychází z anglické překlady full activation time – FAT. Tento způsob řízení aFRR nemá limitovanou odezvu zálohy pomocí úzkého pásma tolerance odvíjejícího se od požadavků stanovených rampovací rychlostí jako u předchozího přístupu. Rampovací rychlost pouze vymezuje minimální požadovanou odezvu aFRR. TSO podává záloze pouze řídicí signál pro aktivaci daného objemu. Průběh odezvy zálohy se tak může pohybovat v širokém pásmu tolerance vymezeného požadovanou odezvou zálohy v době do plného náběhu a minimální požadovanou odezvou. Způsob řízení FAT umožňuje aktivaci záloh tak rychle, jak je to jen možné. Od zálohy pro aFRP se poté očekává 100 % odezva v časovém rozmezí do času plného náběhu. [22, 23]



Obr. č. 7 Řídicí signály aFRR FAT

Pokud porovnáme oba způsoby řízení, umožňuje řídicí signál FAT větší pásmo tolerance pro odezvu. TSO i tak vyžaduje rychlost reakce pomocí minimální požadované odezvy, která vychází z požadované odezvy zálohy a doby do plného náběhu. Způsob řízení FAT tak umožňuje rychlejší odezvu.[22]

Porovnání obou řídicích signálů je zobrazeno v Obr. č. 8. pomocí teoretického číselného příkladu aktivace aFRR o požadovaném objemu odezvy 20 MW. Poskytující záloha je schopná dosáhnout požadovaného objemu odezvy rychlostí 2,5 MW/min. Pokud bude záloze zaslán řídicí signál FAT, záloha najede na požadovaný objem odezvy za dobu 8 minut. Tento průběh je vyznačen zelenou křivkou. V případě druhého řídicího signálu Setpoints respektuje záloha při najíždění certifikovanou rychlost 2 MW/min. Průběh odezvy odpovídající řídicímu signálu Setpoints, který je vyznačen modrou barvou, dosáhne požadovaného objemu odezvy v době do plného náběhu, tedy po deseti minutách. Do doby do plného náběhu dodá záloha řízena signálem Setpoints celkem 1,67 MWh regulační energie a za řízení s řídicím signálem FAT dodá za stejnou dobu celkem 2 MWh regulační energie. Řídicí signál tak umožňuje v průběhu aktivace dodávku většího množství regulační energie, což přináší větší výnosy pro poskytovatele záloh a dochází tak k rychlejšímu snížení odchylky soustavy.



Obr. č. 8 Porovnání řídicích signálů aFRR

V praxi však oba způsoby vedou i tak k podobným výsledkům. V procesu harmonizace aFRR tak nebyl zvolen konkrétní způsob řízení záloh. Volba používaného způsobu řízení je tedy pouze na TSO, který tak může zachovat historicky zavedený způsob. [22]

3.2 Aktivace aFRR

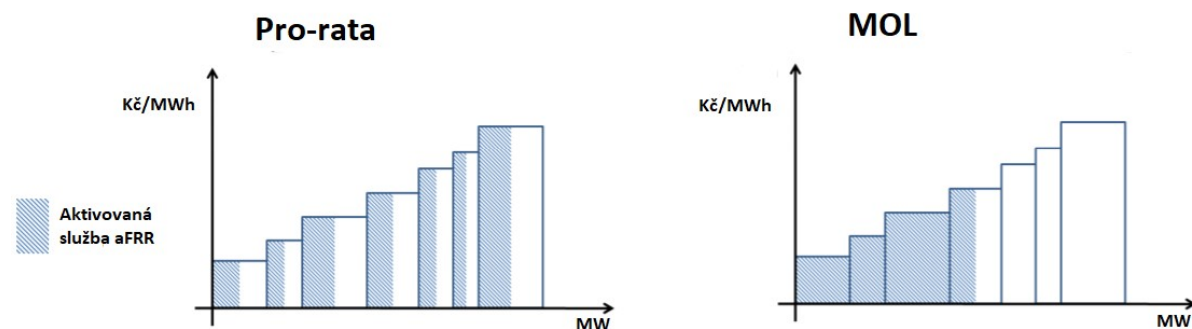
K aktivaci aFRR dochází automaticky. Na základě řídicího signálu zaslaného dispečerským řídicím systémem se aktivuje hodnota činného výkonu dle požadavku regulátoru. V reálném provozu dochází k aktivaci kontinuálně, a tak zálohy pro aFRP neustále mění hodnoty své odezvy v závislosti na požadavku. Momentálně se v synchronní zóně Kонтinentální Evropa používají dva způsoby pro aktivaci záloh pro aFRP. Prvním je Pro-rata a druhým je žebříček nabídkových cen (MOL).

Pro-rata

Princip aktivačního systému Pro-rata spočívá v aktivaci všech zařízení poskytujících aFRR současně, grafické znázornění je vyobrazeno na levé straně Obr. č. 9. K aktivaci dochází proporcionálně vzhledem k velikosti jednotlivých záloh. Systém nebere během aktivace v potaz cenu regulační energie jednotlivých záloh a aktivuje zálohy tedy nezávisle na ní. V ČR, která tento systém v současnosti používá, je proto cena stanovena fixně cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu jako 2350 Kč/MWh za dodávku kladné regulační energie a 1 Kč/MWh za dodávku záporné regulační energie. Rychlost odezvy je díky aktivaci všech zdrojů konstantní v celém regulačním rozsahu aFRR.

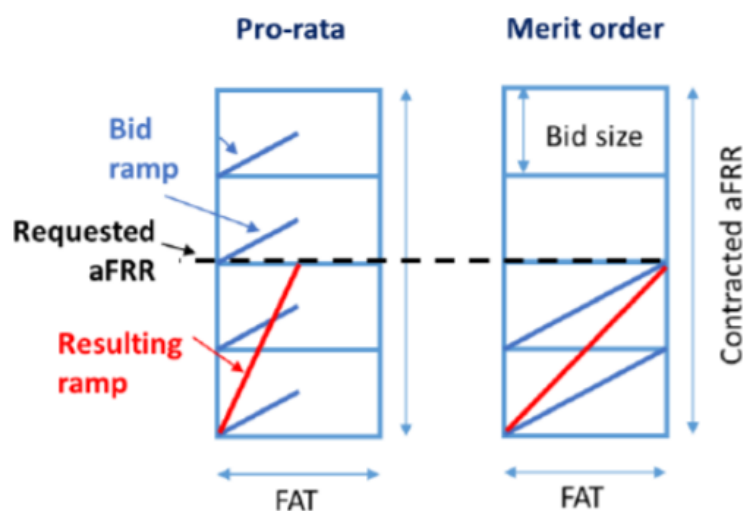
MOL

Žebříček nabídkových cen neboli Merit order list, jak je tento aktivační systém v anglickém jazyce nazýván, aktivuje zálohy vzestupně od nabídek s nejlevnější cenou regulační energie viz grafické znázornění na pravé straně Obr. č. 9. Princip žebříčku nabídkových cen spočívá v seřazení všech nabídek RE v závislosti na ceně od nejnižší po nejvyšší. K aktivaci dochází postupně od nabídky s nejlevnější cenou regulační energie. Rychlost regulace se odvíjí od aktivovaných množství záloh.



Obr. č. 9 Grafické znázornění způsobů aktivace nabídek aFRR [9]

Porovnání obou způsobů aktivace na stejném souboru nabídek záloh regulační energie z hlediska rychlosti odezvy systému je znázorněno na Obr. č. 10. U řízení Pro-rata je při požadavcích na aktivaci menšího objemu aFRR doba reakce kratší, než je doba do plného náběhu. Naopak u metody MOL dojde k aktivaci méně nabídek. Při aktivaci malého počtu regulační záloh, vzhledem k rychlosti reakce aktivovaných záloh, se doba reakce rovná době do plného náběhu nejpomalejší zálohy. Při aktivaci celého objemu regulačních záloh je doba do plného náběhu záloh shodná.



Obr. č. 10 Porovnání FAT v závislosti na způsobu aktivace [22]

Z cenového hlediska je transparentnější variantou aktivace založena na principu MOL. Poskytovatelé jsou díky způsobu aktivace od nejnižší ceny motivováni nabízet svoji regulační energii za nízkou cenu, tak aby došlo k aktivaci jejich zálohy. Z hlediska cenové regulace pak není nutné do trhu zasahovat. Trh nabídek je efektivní. V opačném případě u aktivace záloh pomocí systému Pro-rata dochází k aktivaci záloh bez ohledu na cenu. Proto je u tohoto způsobu aktivace vyžadován zásah do trhu stanovením fixní ceny tak, aby se zamezilo zneužívání. V případě porovnání z ekonomického hlediska se preferovaná varianta systému aktivace odvíjí od aktivovaného objemu a ceny regulační energie v systému Pro-rata. Ta je v České republice regulována ERÚ. Při aktivaci malého objemu záloh je zpravidla levnější variantou MOL, jelikož dochází k aktivaci pouze záloh s cenou nižší, než je cena v systému Pro-rata. Pokud je ale potřeba aktivovat velký objem nabídek, dochází u systému MOL k aktivaci nabídek na horní cenové hranici žebříčku a celkové náklady aktivace převýší variantu s aktivací Pro-rata, kde je cena předmětem regulace. [24][22]

4. Evropská aFRR-platforma

Všichni provozovatelé přenosových soustav, kteří jsou propojeni v rámci synchronní zóny Kontinentální Evropa, mohou navázat zahraniční spolupráci v oblasti zajišťování výkonové rovnováhy s provozovateli v ostatních regulačních oblastech, viz kapitola 0 o přeshraniční výměně a sdílení záloh. Podmínky spolupráce jsou omezeny především kapacitou přenosové sítě nebo dostatečným objemem regulačních záloh. Do nedávané doby bylo z hlediska přeshraniční výměny regulační energie možné využívat pouze Imbalance netting. Avšak nařízení EBGL přeshraniční výměnu regulační energie přímo nařizuje, bude tedy postupně docházet k výměně regulační energie v mnohem větší míře.

EBGL totiž zavazuje všechny provozovatele přenosové soustavy ke spolupráci a v patřičné míře ke sjednocení pravidel pro poskytovatele regulační energie za účelem vytvoření správně fungujícího trhu pro zajišťování výkonové rovnováhy.

Jedním z prvních kroků je vytvoření takzvaných standardních produktů regulační energie, na kterých jsou výměny regulační energie založeny. Standardními produkty se rozumí jednotlivé harmonizované služby výkonové rovnováhy definované všemi provozovateli přenosových soustav v synchronní oblasti.

Cílem EBGL je integrace trhu s regulační energií, a to prostřednictvím společných centrálních evropských platforem pro zajišťování výkonové rovnováhy. Tyto platformy musí umožnit vzájemnou výměnu regulační energie a systémových odchylek mezi všemi TSO v synchronní oblasti. Platformy pro zajišťování výkonové rovnováhy mají být celkem čtyři, a to jmenovitě platforma pro proces vzájemné výměny systémových odchylek, platforma pro výměnu regulační energie z aFRR, platforma pro výměnu regulační energie z mFRR a v neposlední řadě pro výměnu regulační energie z RR. Za účelem implementace těchto platforem byly vytvořeny příslušné implementační projekty IGCC (IN), PICASSO (aFRR), MARI (mFRR) a TERRE (RR).[25]

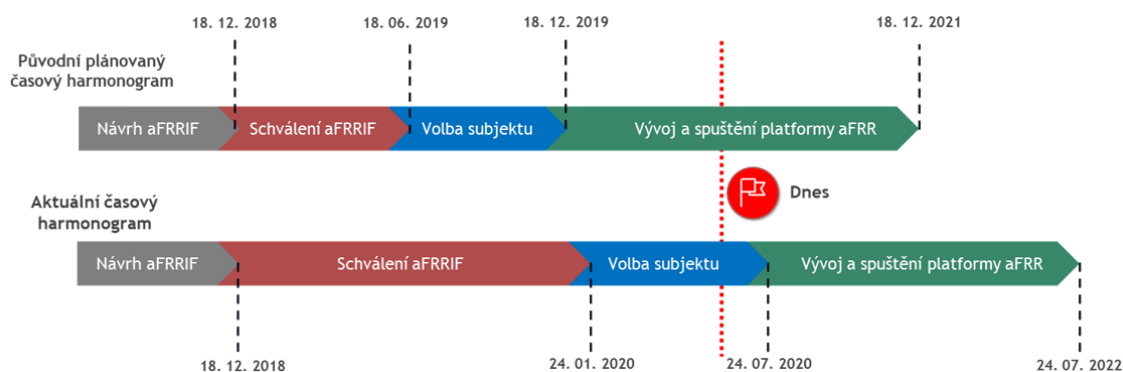
Jelikož cílem diplomové práce je posoudit dopady změny řízení sekundární regulace neboli aFRR, budu se v další části práce, pod bodem 4.1, věnovat podrobnému popisu pouze standardního produktu aFRR popsáno v implementačním rámci aFRR.

4.1 Implementační rámec aFRR

Návrh rámce pro evropskou platformu výměny regulační energie ze záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací musí dle EBGL obsahovat obecnou strukturu platformy, plán a harmonogram jejího zavedení. Dále definice standardního produktu, společného žebříčku nabídkových cen a optimalizační funkci aktivace, včetně popisu algoritmu pro její provoz. V neposlední řadě návrh rámce musí obsahovat podrobné zásady pro rozdělení společných nákladů. [25]

Z pohledu časového harmonogramu došlo v průběhu implementace projektu PICASSO k řadě změn původně stanovených termínů. Nařízení EBGL vstoupilo v platnost 18. 12. 2017. Provozovatelé přenosových soustav museli vypracovat návrh rámce aFRR do jednoho roku od dne vstupu EBGL v platnost, tedy do 18. 12. 2018. Všichni provozovatelé přenosových soustav, jako i společnost ČEPS, podali návrh ke schválení v řádném termínu vnitrostátním regulačním orgánům.

Avšak NRA se ve stanovené době šesti měsíců neshodli na konečném znění. Schvalovací proces v mezidobí přešel do pravomoci Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER). Na Obr. č. 11 je znázorněno porovnání původního časového harmonogramu s aktualizovaným časovým harmonogramem ke dni 24. 1. 2020, kdy agentura ACER oficiálně schválila návrh implementačního rámce pro aFRR.



Obr. č. 11 Časový harmonogram implementace aFRR-platformy

Od schválení návrhu rámce pro zavedení aFRR-platformy do doby šesti měsíců, tedy do dne 24. 7. 2020, musí provozovatelé přenosových soustav určit subjekt pověřený provozováním aFRR-platformy. Daným subjektem může být zvolen jeden ze zúčastněných TSO nebo společnost vlastněná provozovateli přenosových soustav. V současné době se o volbě subjektu diskutuje. Ze strany provozovatelů přenosových soustav je preferována varianta, aby subjekt pověřený za provozování platformy byl jeden z nich, konkrétně by se mělo jednat o provozovatele části německé přenosové soustavy, a to společnost TransnetBW.

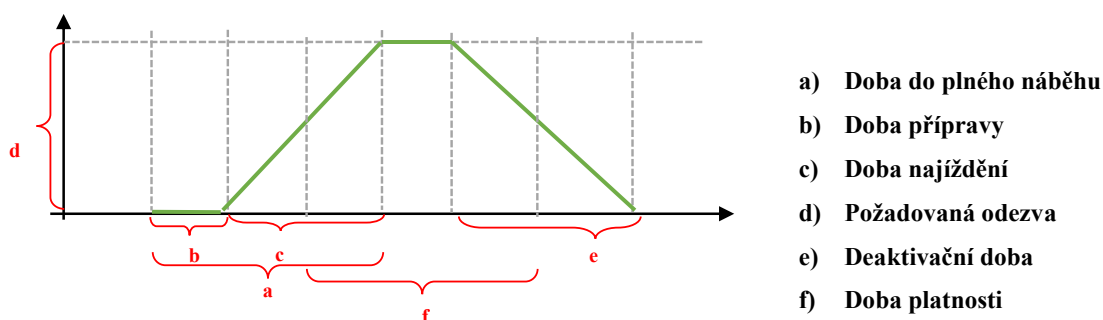
Nařízení EBGL v časovém harmonogramu vývoje aFRR-platformy stanovuje prostor pro případnou modifikaci. Časová hranice pro vypracování návrhu na modifikaci aFRR-platformy je

do osmnácti měsíců po schválení návrhu aFRRIF. Všichni provozovatelé přenosových soustav mohou vypracovat návrh na modifikaci aFRR-platformy, návrh však musí být podložen analýzou nákladů a přínosů. Jelikož k návrhu modifikace nemusí vůbec dojít, nebylo toto období do schématu časového harmonogramu zaneseno.

Posledním milníkem harmonogramu je 24. 7. 2022, tímto dnem je vymezena doba třiceti měsíců po schválení implementačního rámce, do kdy musí implementovat všichni provozovatelé přenosových soustav platformu pro výměnu regulační energie z aFRR a využívat ji pro aktivaci záloh. Před vypršením tohoto časového období musí všichni zúčastnění TSO ve spolupráci s příslušnými národními regulačními orgány upravit legislativní podmínky pro poskytování služeb výkonové rovnováhy tak, aby umožnili včasný přístup do aFRR-platformy. [13][26]

4.1.1 Standardní produkt aFRR

Díky rozdílnému historickému vývoji a rozdílnému energetickému mixu se podmínky poskytování aFRR v jednotlivých zemích výrazně lišily. Pro snadné sjednocení trhů s regulační energií bylo nutné vytvořit harmonizované podmínky poskytování pro regulační zálohy. K tomuto účelu vznikly standardní produkty regulační energie. Pro názornější popis parametrů standardního produktu jsou v Obr. č. 12 vyznačeny na teoretickém průběhu jednotlivé charakteristické parametry aktivace energetického zařízení.



Obr. č. 12 Schéma průběhu odezvy regulační zálohy standardního produktu aFRR

Doba do plného náběhu

Průběh aktivace aFRR má přímý vliv na obnovu výkonové rovnováhy regulační oblasti. Maximální doba do plného náběhu musí být dostatečně krátká, aby zaručila garantované parametry FRR požadované v rámci SOGL. V současnosti je doba do plného náběhu aFRR v ČR omezena na 10 minut. Nejpozději dnem spuštění aFRR-platformy dojde k přechodu na dobu do plného náběhu FAT = 7,5 minuty stanovené prostřednictvím charakteristiky standardního produktu aFRR. Dále od 18. 12. 2024 bude plná doba do plného náběhu zkrácena dokonce na 5 minutovou hranici. Do této

dobu jsou všichni TSO povinni upravit pravidla pro poskytovatele SVR tak, aby tuto změnu umožnili.

Doba přípravy

Doba přípravy je součástí doby do plného náběhu. V rámci tohoto časového intervalu nedochází k dodávce regulační energie. Jedná se o časový interval mezi požadavkem na aktivaci ze strany TSO a počátkem dodávky regulační energie. Požadavky na dobu přípravy se v jednotlivých regulačních oblastech liší. Vzhledem k četnosti aktivace aFRR je stanovení harmonizované doby do plného náběhu považováno jako dostatečná podmínka standardního produktu aFRR a s dobou přípravy není počítáno.

Doba najíždění

Po odečtení doby na přípravu od doby do plného náběhu je zbylá část časového intervalu definována jako doba najíždění. Časový interval začíná od dodávky regulační energie a končí odpovídající plnou aktivací. Délka doby najíždění vychází z rychlosti, za kterou je regulační záloha schopná dosáhnout požadované odezvy. Jedná se o takzvanou rychlost najíždění. Stanovení rychlosti najíždění pro jednotlivé zálohy SVR je součástí certifikace. Standardní produkt aFRR nemá zdefinovanou minimální rychlost najíždění. V české přenosové soustavě je minimální rychlost najíždění, kterou musí zálohy pro aFRP v současné době disponovat, vymezena v Kodexu PS na hodnotu $c_{min} = 2 \text{ MW/min}$.

Požadovaná odezva

Odpovídají množství regulační energie, které má být dle řídicího signálu v době do plného náběhu aktivováno. U standardního produktu aFRR musí být zajištěna jeho dělitelnost, aby mohlo docházet k aktivaci nižšího objemu, než byl stanoven nabídkou.

Deaktivační doba

Doba, za kterou regulační záloha musí přejít od plného náběhu na nulovou hodnotu. Zařízení jako celek se vrací na nastavenou hodnotu. Deaktivační doba standardního produktu by neměla být delší, než je doba do plného náběhu.

Doba platnosti

Doba platnosti nabídky je definována jako doba, po kterou je nabídka platná a neměnná. Požadavek TSO na aktivaci může nastat kdykoliv v době platnosti nabídky. Čím kratší je doba aktivace, tím větší je schopnost poskytovatelů SVR upravovat cenu a objem svých nabídek dle aktuálních situací na trhu. Aktivace či deaktivace musí být možná v jakémkoliv okamžiku během doby platnosti. Délka doby platnosti byla při harmonizaci aFRR stanovena na 15 minut.

Parametry nabídek

Parametry nabídek standardního produktu aFRR, které určují poskytovatelé SVR, jsou nabízený objem, směr nabídky (kladná či záporná regulační energie) a cena za výkon v EUR/MWh. Dále musí nabídka obsahovat informace o místě poskytování zálohy, respektive v jaké regulační oblasti bude záloha regulační energie poskytovat. Přechodem na standardní produkt tak dojde ke změně několika parametrů nabídek oproti současně požadovanému formátu, jenž vychází z Kodexu PS.

Momentálně se prostřednictvím systému ČEPS zadávají nabídky s cenou za výkon v českých korunách, Kč/MWh. Avšak do společného systému musí být nabídky zadávány s cenou v eurech, EUR/MWh. Do nabízení regulačních záloh tak navíc jistým způsobem vstupuje i vzhledem ke společnému trhu s regulační energií měnové riziko. Rozlišení nabídek bylo stanoveno na 0,01 EUR/MWh. Zda bude cenu v eurech uvádět přímo poskytovatel SVR nebo bude k převodu z českých korun docházet na základě kurzu stanoveného v rámci nabídkového systému ČEPS, není ještě rozhodnuto.

Další změnou oproti stávajícím parametrům jsou minimální velikosti nabízených regulačních záloh, na kterých může být aFRP nabízen. Minimální poskytovaný objem v rámci nabídek ve společném žebříčku byl stanoven pro standardní produkt na 1 MW. Tato hranice by měla snížit vstupní bariéry, a i zvládnutelnou náročnost optimalizační funkce AOF pro aktivaci aFRR z hlediska IT. Jelikož nabídky standardního produktu aFRR musí být dělitelné, je omezení maximální poskytovaného objemu stanoveno na 9999 MW. Přehled parametrů, které musí nabídky standardního produktu aFRR splňovat, je zobrazen v Tab. č. 7. [23][26]

Parametry standardního produktu aFRR		
FAT od 18. 12. 2024	5	min
Doba platnosti	15	min
Rozlišení cen nabídek v	0,01	EUR/MWh
Minimální nabízený objem	1	MW
Maximální nabízený objem	9999	MW

Tab. č. 7 Parametry standardního produktu aFRR [26]

4.2 PICASSO

Pro tvorbu a realizaci aFRR-platformy byl vytvořen implementační projekt PICASSO. Název projektu PICASSO, vychází z anglické zkratky názvu The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation.

V červenci 2017 podepsalo osm zakládajících provozovatelů přenosových soustav projektu PICASSO memorandum o porozumění, které mělo za cíl vytvořit návrh, implementaci a provozování platformy pro společnou aktivaci automatických záloh pro obnovení frekvence za

účelem integrace jejich aFRR. Od té doby se ke spolupráci připojila většina evropských provozovatelů přenosových soustav jako členové nebo alespoň jako pozorovatelé. Obr. č. 13 poskytuje přehled o současných členech a pozorovatelích projektu PICASSO.

V průběhu projektu dochází ke konzultaci a vytváření technických požadavků, společných zásad správy a obchodních procesů pro aFRR-platformu. Provozovatelé přenosových soustav dále zavedou a uvedou do provozu evropskou platformu pro aktivaci nabídek pomocí společného žebříčku nabídkových cen. [24]

Hlavními cíli projektu jsou:

- Navrhnout, realizovat a provozovat aFRR-platformu, která je v souladu s rámci EBGL, SOGL, jakož i s dalšími předpisy.
- Zvýšení ekonomické a technické účinnosti v rámci bezpečnosti systému.
- Integrace evropských trhů aFRR při respektování modelu TSO-TSO.[24]



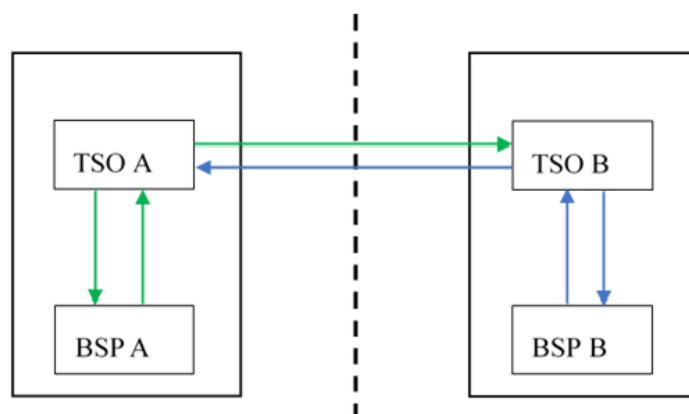
Obr. č. 13 Přehled členů a pozorovatelů projektu PICASSO [27]

4.2.1 Podoba aFRR-platformy

V souladu s nařízením EBGL musí všichni provozovatelé přenosových soustav v synchronní oblasti používat mnohostranný model TSO-TSO se společnými žebříčky nabídkových cen pro výměnu všech nabídek regulační energie ze všech standardních produktů. [23, 24]

Model TSO-TSO

Model TSO-TSO je model pro výměnu služeb výkonové rovnováhy. Na Obr. č. 14 je graficky znázorněno schéma modelu, kde poskytovatelé služeb výkonové rovnováhy (BSP) poskytují SVR svému připojovacímu TSO a ten ji následně poskytuje TSO, které o službu požádalo. Všechny interakce s poskytovateli služeb výkonové rovnováhy v jiné oblasti jsou tak prováděny prostřednictvím připojovacího TSO. Výměnu služeb výkonové rovnováhy představuje jak výměna regulační energie, tak výměna regulačních záloh. V případě standardního produktu aFRR připojovací TSO zadává požadavek na aktivaci záloh na základě poptávek připojovacího tak žádajícího TSO. Připojovací TSO následně vyplácí BSP náklady za poskytování služby dle marginálních nákladů z MOL a nese zodpovědnost za přenos, respektive zajištění dostatečných přeshraničních kapacit mezi regulačními zónami. [25][28]



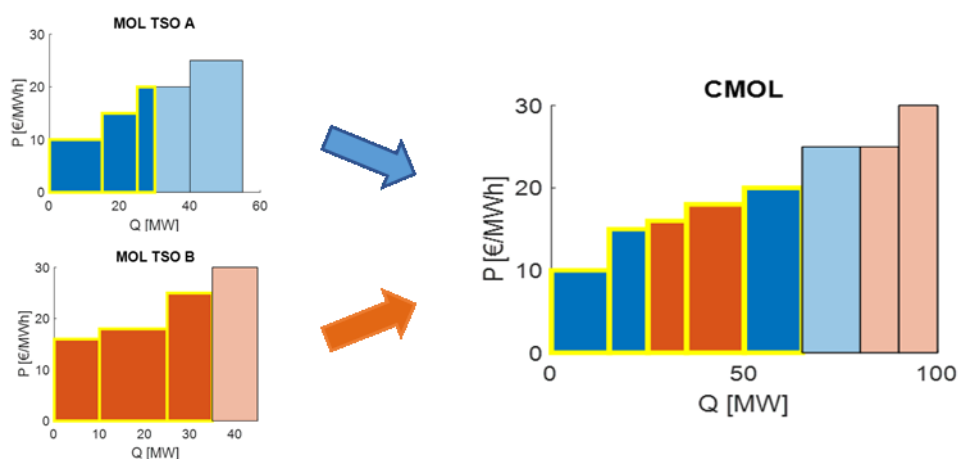
Obr. č. 14 Schéma modelu TSO-TSO

Společný žebříček nabídkových cen-CMOL

Společný žebříček nabídkových cen (CMOL-Common Merit Order List) je z hlediska principu fungování stejný způsob aktivace jako výše popsany MOL. Avšak ve společném žebříčku jsou nabídky regulačních záloh od všech zúčastněných TSO. Veškeré nabídky jsou seřazeny dle nabídkových cen za dodávku energie. Jedná o stejný princip aktivace jako výše popsany MOL. V žebříčku tak přednostně dochází k aktivaci nabídek s nižší nabídkovou cenou. V rámci optimalizační funkce jsou vytvářeny dva společné žebříčky nabídkových cen tak, aby byly odděleny nabídky kladné a záporné regulační energie pro každou dobu platnosti. [23]

Schéma na obrázku Obr. č. 15 zobrazuje příklad tvorby společného žebříčku nabídkových cen na sloučení MOL dvou provozovatelů přenosové soustavy. V obou žebříčcích nabídkových je vyznačena poptávka TSO po aFRR pomoci žluté barvy. V regulační oblasti TSO A je poptávka rovna 30 MW, dochází k aktivaci prvních tří nabídek z MOL, z čehož třetí nabídka je aktivována pouze částečně. Marginální cena, která odpovídá ceně nejdražší přijaté nabídky, je 20 EUR/MWh. Celkové náklady na aktivaci v regulační oblasti TSO A jsou tak 600 EUR. Obdobně v regulační

oblasti TSO B při poptávce o objemu 35 MW a marginálních nákladech nejvyšší přijaté nabídky 25 EUR/MWh budou celkové náklady 975 EUR. Pokud sjednotíme oba MOL do společného žebříčku nabídkových cen, dojde při stejných poptávkách k aktivaci zbylé části třetí nabídky od TSO A. Marginální cena pro poskytovatele záloh pro aFRP v obou regulačních oblastech je poté rovna 20 EUR/MWh. Celkové náklady TSO A se nemění, ale celkové náklady TSO B klesnou na 700 EUR. Při správném rozložení nabídkových cen můžeme předpokládat, že aktivace regulační energie prostřednictvím CMOL sníží celkové náklady na regulační energii, protože k aktivaci záloh pro aFRP dochází při způsobu aktivace typu MOL od nejlevnější nabídky. Levnější nabídky z regulační oblasti TSO A nahradí aktivaci dražších nabídek z regulační oblasti TSO B.



Obr. č. 15 Schéma tvorby společného žebříčku nabídkových cen

4.2.2 AOF - Aktivace aFRR pomocí optimalizační funkce

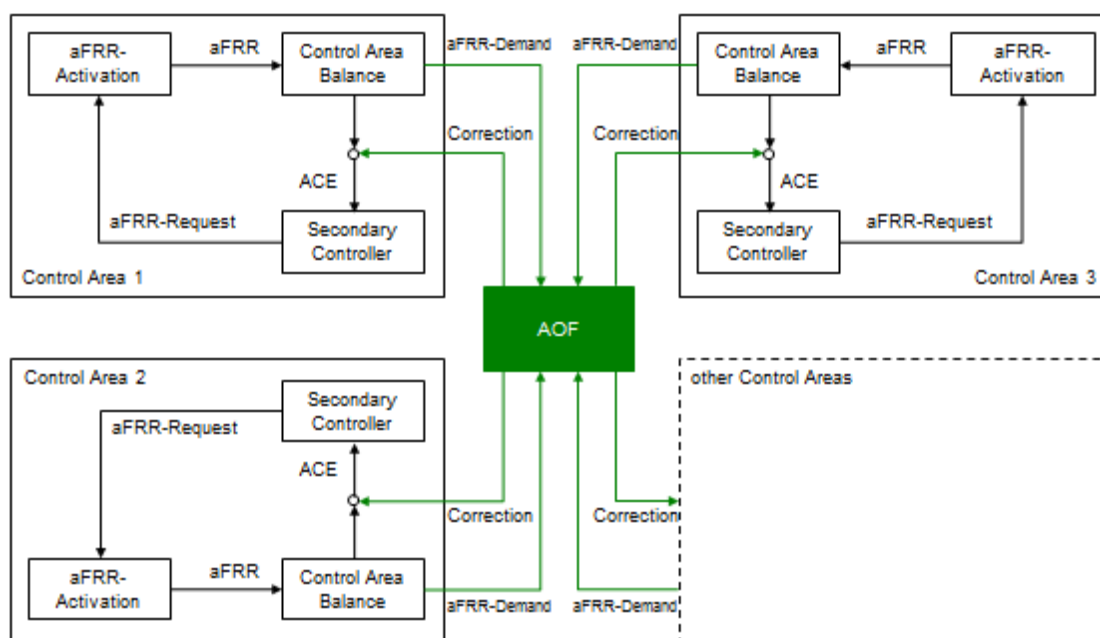
Pro řízení aktivace aFRR má být dle EBGL v synchronní zóně využívána optimalizační funkce aktivace (AOF). AOF využívá algoritmus k optimalizaci aktivace nabídek aFRR pomocí společného žebříčku nabídkových cen všech TSO.

K optimalizaci aktivace nabídek aFRR dochází na základě čtyř kritérií, které jsou dle priority seřazeny v seznamu níže. Nejvýše postaveným kritériem z hlediska priority je v algoritmu uspokojení poptávek všech zúčastněných TSO, cílem je tedy maximalizovat objem uspokojených poptávek. Druhou prioritou algoritmu je minimalizace objemu aktivovaných nabídek, z čehož vyplývá maximální snaha o využívání Imbalance netting. Dalším z hlediska pořadí dle priority je kritérium minimalizace nákladů aktivace, teda využívání nabídek dle CMOL. Posledním kritériem je minimalizace množství přeshraničních výměn aFRR s ohledem na bezpečnost provozu.

- 1) Maximalizovat objem uspokojených poptávek aFRR jednotlivých TSO
- 2) Minimalizovat objem aktivovaných nabídek aFRR
- 3) Minimalizovat náklady aktivace aFRR
- 4) Minimalizovat množství přeshraničních výměn aFRR.[29]

Algoritmus optimalizační funkce aktivace aFRR zohledňuje při hledání globálního řešení taktéž omezující podmínky. Mezi omezující podmínky patří podmínka nepřekročení přeshraničních kapacit vyhrazených pro výměnu aFRR, dále součet všech výměn v rámci IN musí být roven nule a v neposlední řadě dodržení rovnice výkonové rovnováhy záloh pro aFRP.

Zjednodušené schéma AOF je zobrazeno na Obr. č. 16. Vstupem AOF jsou poptávky aFRR v oblasti LFC každého zúčastněného TSO. Provozovatelé přenosových soustav v každém optimalizačním cyklu zasílají požadavek na aktivaci záloh na základě momentálně aktivovaných záloh pro aFRP sečtenou s okamžitou hodnotou ACE dané regulační oblasti. Zároveň jsou vstupem optimalizační funkce nabídky aFRR z dané regulační oblasti a přenosové kapacity, které mohou sloužit pro aktivaci aFRR. Poté dle kritérií optimalizace a respektování přeshraničních kapacit vytváří AOF korekci požadavků na aktivaci aFRR v každé zúčastněné regulační oblasti. Tyto požadavky jsou poté zasílány všem TSO včetně marginální ceny pro aktivované nabídky.[24]



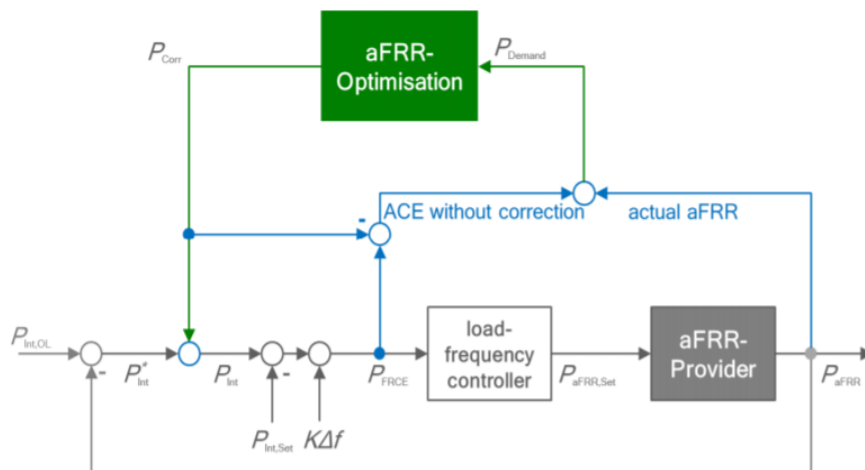
Obr. č. 16 Schéma AOF pro řízení aFRR [23]

Pro zahrnutí korekce aFRR do řídicí smyčky dle výsledků AOF rozlišujeme dva přístupy modelů řízení, a to control demand model a control request model.

Control demand model

V případě řízení dle control demand model, Obr. č. 17, každý provozovatel přenosové soustavy vypočítává v optimalizačním cyklu požadavek na aktivaci aFRR pro svou regulační oblast. Poptávka aFRR je stanovena na základě neregulované odchylky ACE a již aktivované aFRR. Dále poptávka aFRR vstupuje do AOF, která na základě poptávky všech TSO stanoví korigovanou hodnotu aFRR pro každou regulační oblast dle CMOL a dostupné přeshraniční kapacity pro aFRR.

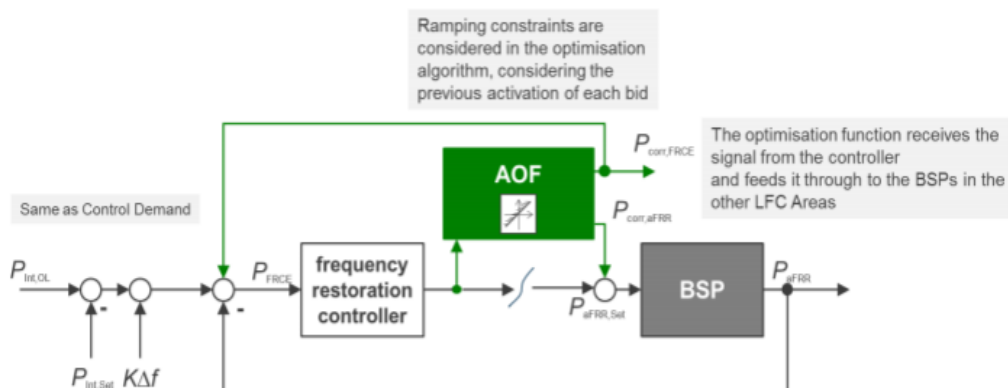
Korekční hodnota je přímo zahrnuta v regulační smyčce každé regulační oblasti. Tím je v každé oblasti LFC upravena regulace dle AOF. Korigovaná hodnota aFRR se tak odráží na požadavcích na aktivace, která musí konkrétní regulační oblast poskytnout. TSO je zaslán z platformy signál s informací o požadované odezvě záloh, které mají být dle optimalizační funkce aktivovány. Jaký způsobem budou jednotlivé zálohy pro aFRP řízeny, záleží na přístupu TSO dané regulační oblasti. Provozovatel přenosové soustavy může využívat oba dříve zmíněné přístupy řízení, FAT i rampovací přístup. [23, 26]



Obr. č. 17 Schéma modelu control demand [23]

Control request

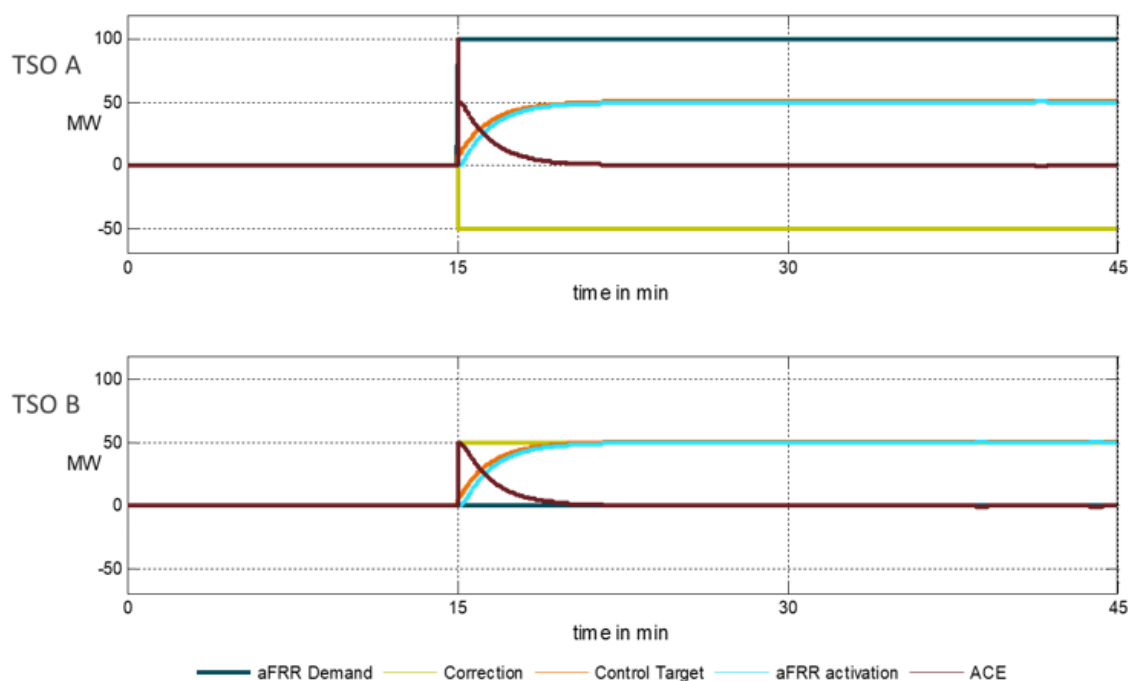
U varianty využívající řízení control request, Obr. č. 18, regulátor daného TSO vypočítává v každém cyklu požadavek na aFRR v regulační oblasti. Model control request na rozdíl od modelu control demand zahrnuje LFC do každého kontrolního cyklu. AOF používá hodnotu výstupu regulátoru všech oblastí jako vstupní hodnoty optimalizačního procesu ke stanovení korigované hodnoty aktivace aFRR pro všechny TSO. Pro výpočet korigované hodnoty se v optimalizačním algoritmu zohledňují rampovací požadavky a předchozí stav záloh. Tento způsob řízení vyžaduje harmonizaci LFC všech zúčastněných provozovatelů přenosových soustav. Výstupem AOF je řídicí signál zasílaný TSO, kteří ho přeposílají poskytovateli aFRR.[23, 29]



Obr. č. 18 Schéma modelu control request [29]

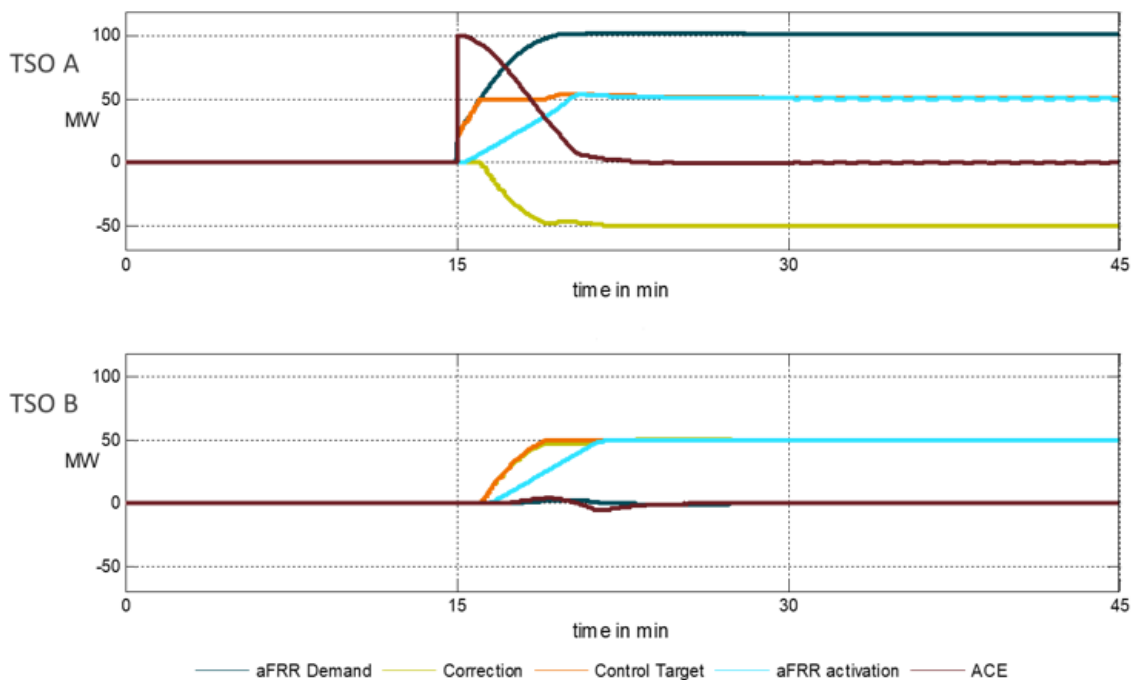
Názorněji je fungování obou modelů řízení zobrazeno níže za pomoci průběhů reakcí záloh pro aFRP v případě spolupráce dvou provozovatelů přenosových soustav využívající aFRR-platformu s AOF. Obě porovnávané varianty vycházejí ze stejného vstupního scénáře poptávek aFRR. TSO A požaduje aktivace objemu ve výši 100 MW a poptávka aFRR od TSO B je nulová.

Průběh reakce modelu control demand je zobrazen na Obr. č. 19. Poptávka na aktivaci aFRR pro TSO A vstupuje do AOF včetně současné hodnoty ACE regulační oblasti. Výstupem AOF je korigovaná hodnota požadavků na aktivaci objemu 50 MW, jak pro TSO A tak pro TSO B, vytvořena na základě společného žebříčku nabídkových cen při respektování přeshraničních kapacit. Tyto korigované hodnoty jsou pak vstupem sekundární regulátorů obou TSO, který vytváří požadavek (control target) pro aktivaci příslušných záloh pro aFRP. Aktivace záloh pro aFRP poté přesně následuje požadavek (control target). [29]



Obr. č. 19 Průběh reakcí dvou TSO využívají AOF s modelem control demand [29]

Průběh reakce záloh pro aFRP v případě modelu control request, jak je vidět na Obr. č. 20, je poněkud komplikovanější. Díky tomu, že poptávka aFRR prochází přes sekundární regulátor TSO A a teprve pak je posílána do AOF, dochází v průběhu reakce k změně control target, tudíž se mění i požadavky na odezvu zálohy. Control target nejprve respektuje požadovanou aktivaci záloh pro aFRP v oblasti TSO A, tedy aktivaci 100 MW v jeho regulační oblasti. V okamžiku, kdy dochází k zaslání korigované hodnoty aFRR z AOF, dojde ke změně control target TSO A na hodnotu 50 MW. Zároveň ve stejný okamžik dojde i ke změně control target TSO B, jejichž nabídky aFRR jsou pomocí AOF aktivovány na základě společného žebříku nabídkových cen.[29]



Obr. č. 20 Průběh reakcí dvou TSO využívají AOF s modelem control request [29]

Jako optimální varianta řízení pro aFRR-platfomu byl zvolen model control demand. Tento způsob řízení je ověřen pomocí dlouhodobě stabilní spolupráce v rámci IGCC a výměny záloh Německa a Rakouska. Model control request by navíc pro spuštění vyžadoval celkovou harmonizaci LFC pro zajištění správné funkčnosti a stability celého systému. Implementace modelu control demand je tak celkově časově méně náročná. [26]

5. Analýza dostupných regulačních záloh

V praktické části svojí diplomové práce jsem se zaměřil na analýzu momentálně dostupných regulačních záloh a posouzení dopadů předpokládaných změn na celkový objem záloh pro aFRP.

Provozovatel české přenosové soustavy obstarává průměrně roční objem 350 MW záloh aFRP+ a téměř totožné množství pro zálohy aFRP-. Potřebný objem je obstaráván z nabídek záloh, které prošly certifikací. Certifikovaný objem záloh je tedy výchozím údajem pro analýzu dostupných regulačních záloh. Konkrétní data momentálně certifikovaných záloh ke dni 1. 3. 2020 na rok 2020 mi pro analýzu byla poskytnuta přímo společností ČEPS.

5.1 Zpracování dat pro analýzu

Počátečním krokem byla úprava dat do potřebné formy pro správnost prováděné analýzy. Soubor dat o certifikovaných zálohách obsahoval totiž hodnoty certifikovaných objemů na veškerých kombinacích zařízení ve formě fiktivních a obchodních bloků. Pro splnění podmínek poskytování SVR je možné z jednotlivých energetických zařízení vytvořit fiktivní (FB) nebo obchodní bloky (OB), ty jsou pak prostřednictvím dispečinku řízeny jako jedno zařízení.

Fiktivní blok je soubor několika energetických zařízení jednoho poskytovatele, sdružených pro účely poskytování záloh do jednoho celku, u kterých existuje technologická vazba.

Obchodní blok je soubor nejvýše čtyř energetických zařízení sdružených pro účely poskytování zálohy do jednoho celku, u kterých neexistuje technologická vazba. OB může být vytvořen pouze zařízeními jednoho poskytovatele vyvedenými do jedné uzlové oblasti. Obchodní blok tedy může být vytvořen spojením více FB. Avšak součet jejich jmenovitých výkonů nesmí přesáhnout 250 MW. [6]

Pro představu se ve struktuře nacházely například kombinace turbogenerátoru – TG1 a TG2 jako jeden fiktivní blok a zároveň další certifikovanou zálohou byl fiktivní blok disponující kromě dvou výše zmíněných i turbogenerátorem TG3. Prvotním krokem pro analýzu dat byla tedy eliminace těchto překryvů na základě rovnice tak, aby objem certifikovaných záloh z jednotlivých zařízení respektoval reálně maximální dosažitelný objem aFRR.

$$aFRR_i = \text{Max}(aFRR_{i,j}) \quad (5.1)$$

kde

$aFRR_i$ je maximální certifikovaný objem i -té zálohy

$aFRR_{i,k}$ je certifikovaný objem i -té zálohy v j -té kombinaci zařízení.

Celkový dostupný objem certifikovaných záloh aFRP+, který zohledňuje omezující faktory v podobě kodexových maximálních a minimálních objemů na jednom certifikovaném zařízení je

1950 MW. Celkový objem certifikovaných záloh pro aFRP- je stejný jako u kladných záloh, včetně příslušných parametrů jakožto certifikovaná rychlost. Proto jsem další část analýz dostupných regulačních záloh prováděl pouze na regulačních zálohách pro aFRP+. V textu však budu používat označení bez znaménka určující směr regulace.

5.2 Analýza záloh z hlediska používaných technologií

Poskytnuté údaje o certifikovaných zálohách obsahovaly informaci o typu zařízení, avšak ve výčtu informací chyběly údaje o používaném palivu. V průběhu zpracování dat jsem z dostupných zdrojů provozovatelů jednotlivých certifikovaných záloh dohledal informace o hlavním používaném palivu, abych byl schopen kategorizovat jednotlivé zálohy. Z důvodu přehlednosti jsem pro kategorizaci zvolil třídění do celkově pěti skupin dle používaného paliva. Jmenovitě se jednalo o kategorie hnědé uhlí, černé uhlí, zemní plyn, voda a uran, respektive jaderné elektrárny. U některých záloh, kde je využíváno kombinace paliv, jsem zvolil jako zdroj energie palivo s majoritní podílem.

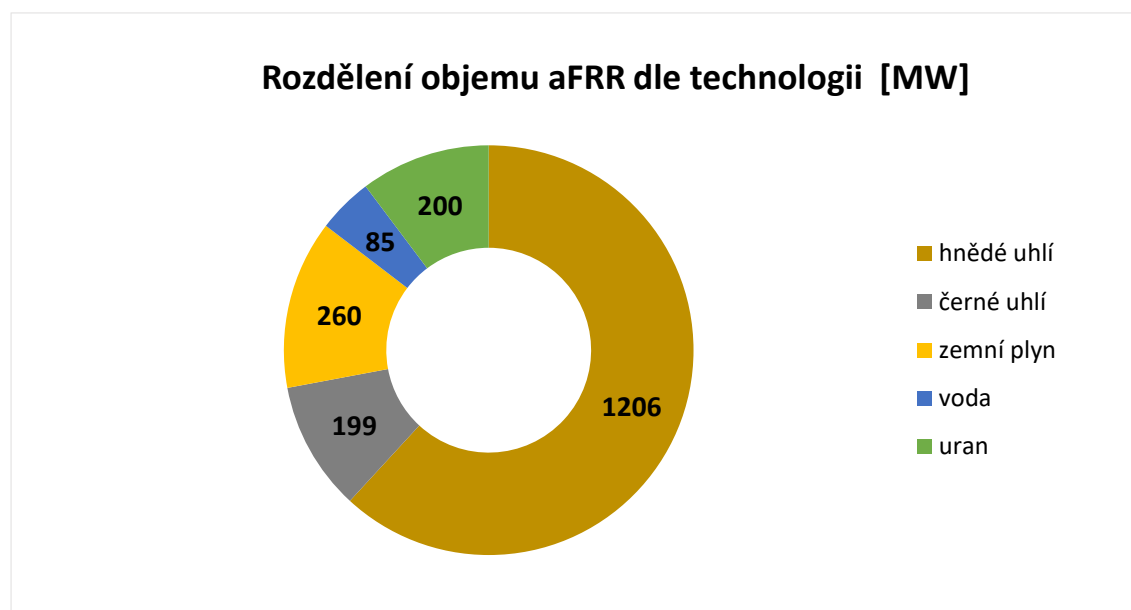
Stejný přístup jsem zvolil u fiktivních a obchodních bloků, kde byl uveden výčet různých energetických zařízení. Například FB (PEot + EK) je fiktivní blok tvořen kombinací parní elektrárny s odběry tepla a elektrokotlem. Jelikož nebylo u všech záloh možné rozdělit certifikovaný objem na jednotlivá energetická zařízení, zvolil jsem předpoklad, že energie pro tyto zařízení je vyráběna ze stejného palivového zdroje a v rámci kategorizace jsem taky tento rozdíl zanedbal.

Na obrázku Obr. č. 21 je prostřednictvím grafu znázorněn podíl zastoupení jednotlivých paliv na celkovém certifikovaném objemu aFRR. V celkovém množství 1950 MW jsou však započteny zálohy na jaderných elektrárnách, které se v praxi v současné době pro tuto službu nepoužívají. Celkový objem záloh jsem tedy ponížil o hodnotu 200 MW odpovídající objemu záloh na jaderných blocích, proto v další části práce budou veškeré analýzy prováděny na celkovém očištěném objemu 1750 MW.

Pokud se tedy zaměříme na analýzu celkového očištěného objemu aFRR z hlediska používaného paliva, pak je patrné, že jeho hlavní část je certifikována na hnědouhelných zdrojích. Konkrétně se jedná o 1206 MW, což odpovídá téměř 69 % celkového objemu záloh pro aFRP. Je ale nutné dodat, že některé z těchto záloh spalují hnědé uhlí v kombinaci s biomasou. Vzhledem k tomu, že primárním zdrojem energie je hnědé uhlí, rozhodl jsem se na základě na dříve zvolených předpokladů tento fakt nezohledňovat.

Ve zbývající části je nejvíce zastoupeným a tedy celkově druhým nejvyužívanějším palivem certifikovaných záloh zemní plyn. S certifikovaným objemem 260 MW tvoří necelých 15 % z celkového očištěného objemu záloh.

Podobný objem, a to 199 MW má ČEPS certifikován u černouhelných zdrojů. Tyto zálohy představují 11 % podíl objemu. Poslední část celkového očištěného objemu, tedy zbývajících 5 %, tvoří zálohy na vodních zdrojích o objemu 85 MW.



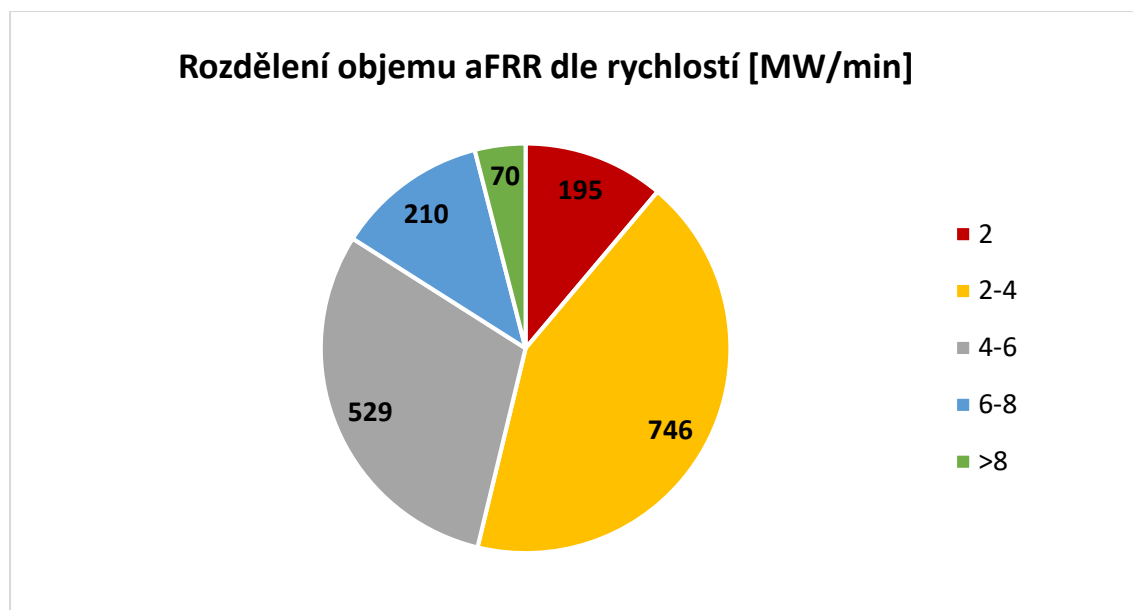
Obr. č. 21 Rozdělení objemu aFRR do kategorií dle technologií

V souhrnu tedy z analýzy z hlediska používaných technologií vyplývá, že celkový dostupný objem záloh je při odečtení záloh na jaderných blocích 1750 MW. Z této hodnoty očištěného objemu využívá 95 % záloh pro poskytování aFRP fosilní paliva a z toho 80 % využívá primárně jako palivo uhlí. Téměř veškeré zálohy pro aFRP jsou tedy certifikovány na uhelných zdrojích, což odpovídá historickému zaměření energetického mixu České republiky. Případné zvyšování nátlaku na omezení provozu toho typu zdrojů by tak znamenalo velký problém pro udržování výkonové rovnováhy z hlediska provozu záloh aFRP. Posouzení dopadů odstavení na objem záloh je tak předmětem scénářů pro další analýzy.

5.3 Analýza záloh na základě rychlosti najíždění

Používané palivo a jeho emisní náročnost však není jediným faktorem ovlivňujícím budoucí celkový objem záloh pro aFRP. Důležitým parametrem záloh je rychlost najíždění, jenž závisí především na technických parametrech zdroje. Od rychlosti zálohy a doby do plného náběhu se totiž odvíjí celkový objem, který může být na energetickém zařízení poskytován.

Informace o certifikovaných rychlostech najíždění všech zdrojů poskytující zálohy mi také byly poskytnuty společností ČEPS. Na základě těchto údajů jsem zálohy v analýze rozdělil do pěti kategorií. Od nejnižší rychlosti 2 MW/min, která odpovídá minimální rychlosti vycházející z Kodexu PS, po krocích 2 MW/min až do kategorie s rychlostí nad 8 MW/min. Rozdělení objemu aFRR na základě kategorií dle rychlostí najíždění je graficky znázorněno v obrázku Obr. č. 22.



Obr. č. 22 Rozdělení objemu aFRR do kategorií dle rychlostí [MW/min]

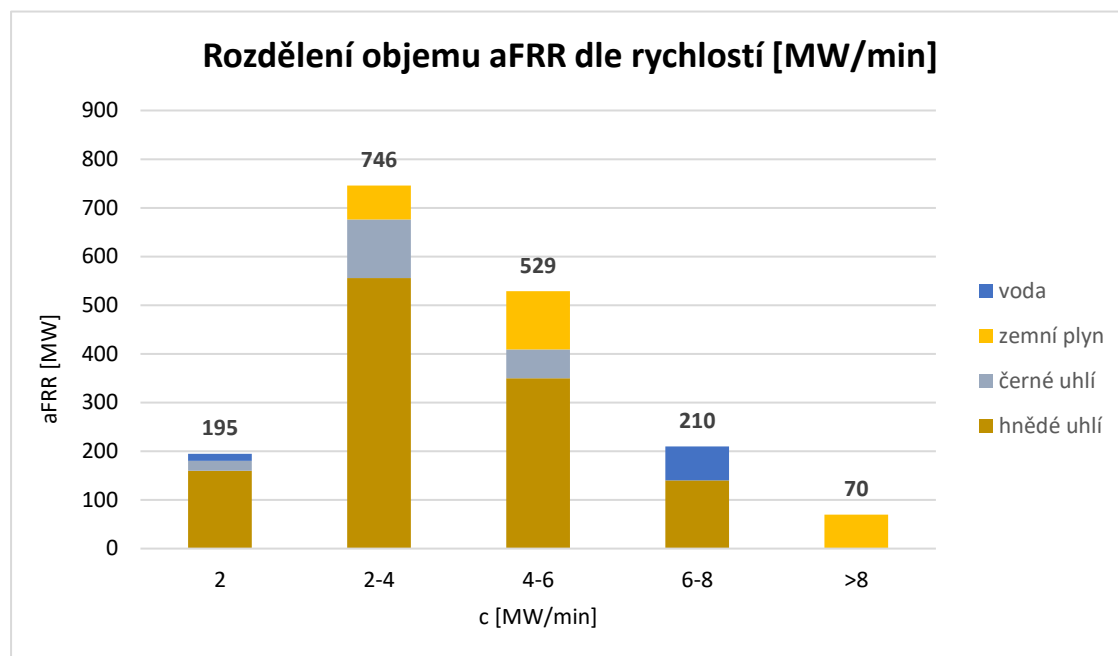
Minimální rychlostí disponuje 11 % celkového objemu, což v reálných hodnotách odpovídá 195 MW. Tento objem tvoří především uhelné zdroje s více než 82 % připadajících na hnědouhelné a 10 % na černouhelné zdroje. Zbývá část 8 % objemu záloh, tedy přibližně 15 MW, je certifikována na zdrojích využívajících vodní energii. Na obrázku, Obr. č. 23, níže je zobrazeno rozdělení jednotlivých kategorií rychlostí z hlediska technologií.

Nejpočetnější a také největší kategorií z hlediska objemu jsou zálohy s rychlostí od 2 do 4 MW/min včetně. Celkový objem kategorie je 746 MW, což představuje více než 42 % celkového očištěného objemu. Podobně jako u předchozí kategorie tvoří majoritní podíl hnědouhelné zdroje, 556 MW představuje přibližně 75 % z celého objemu kategorie. Zbýlý objem záloh je rozdělen mezi černouhelné zdroje (16 %) a zdroje využívající zemní plyn (9 %).

Druhou nejobjemnější kategorií jsou zálohy s rychlostí od 4 do 6 MW/min včetně, celkově do této kategorie spadá stejný počet energetických zařízení jako u nejpomalejší skupiny. Avšak jejich objem je o poznání větší, 529 MW představuje více než 30 % celkového očištěného objemu aFRR. Nejvíce jsou zastoupeny uhelné zdroje, 350 MW záloh z hnědouhelných zdrojů a 59 MW z černouhelných zdrojů představuje více než tři čtvrtiny celkového objemu kategorie. Zbývající čtvrtina objemu využívá jako palivo zemní plyn.

Rychlost nájíždění plynových záloh, které byly zahrnuty v předchozí kategorii se nachází přesně na hranici 6 MW/min. Díky tomu v rychlejší kategorii od 6 do 8 MW/min včetně figurují pouze hnědouhelné zdroje a vodní elektrárny. Celkový objem kategorie, 210 MW, se podílí 21 % na celkovému očištěnému objemu záloh. Větší část objemu kategorie opět připadá na hnědouhelné zdroje, a to 140 MW. Zbývá část 70 MW objemu kategorie je poskytována z vodních elektráren.

Do nejlepší kategorie z hlediska rychlosti patří pouze zálohy na zařízení využívající jako palivo zemní plyn. Svoji rychlostí vícenásobně převyšují většinu všech současně používaných záloh, což je jasný důsledek použitých technologií. Nejrychlejší kategorie o objemu 70 MW představuje 4 % z celkového očištěného objemu záloh pro aFRP.



Obr. č. 23 Porovnání rozdělení objemu aFRR do kategorií z hlediska rychlosti a využívané technologie

Z analýzy rychlosti najíždění regulačních záloh je patrné, že větší část regulačních záloh aFRP disponuje najížděcí rychlostí na spodní hranici intervalu. Vážená průměrná rychlost celého dostupného objemu regulačních záloh se pohybuje na hranici 4,9 MW/min. To je způsobeno především dominantním zastoupením uhelných zdrojů, které disponují pomalou najížděcí rychlostí. Průměrná hodnota rychlosti najíždění těchto zdrojů leží těsně nad hranici 4,3 MW/min. Naopak u zbylé části zdrojů se průměrná rychlost pohybuje okolo hodnoty 7,2 MW/min, což je způsobeno vysokou rychlostí najíždění u záloh využívající zemního plynu. Vlastnosti uhelných zdrojů se odvíjí od používané technologie, které neumožňuje skokovou změnu výkonu. Časté změny rychlosti navíc neprospívají ani životnosti a technickému stavu těchto energetických zařízení. Pro zvýšení průměrné rychlosti by tak bylo zapotřebí zvýšit podíl zdrojů využívající zemní plyn nebo modernizovat současné technologie například za pomoci doplnění o bateriového úložiště, které umožní zvýšení najížděcí rychlosti zálohy.

6. Analýza vývoje dostupného objemu aFRR a dopad na likviditu

Další části analýzy regulačních záloh vycházejí ze scénářů předpokládaných změn celkového dostupného objemu. Proto se nejprve věnují popisu zvolených scénářů z hlediska zdůvodnění vstupních dat a přijatých předpokladů a následně analýze dopadů vývoje dle daných scénářů.

6.1 Změny doby do plného náběhu

První scénář, kterému se ve své práci věnuji, vychází z implementace aFRR-platformy. Jak už bylo zmiňováno v kapitole 4.1.1, součástí harmonizace aFRR je sjednocení doby do plného náběhu. Momentálně je pro aFRR v české přenosové soustavě doba do plného náběhu stanovena Kodexem PS na 10 minut. V rámci harmonizace se předpokládá zkrácení této doby nejprve na hodnotu 7,5 minuty a poté hranici 5 minut. Předpoklady pro související analýzu změny objemu záloh pro aFRP je tedy zkrácení doby do plného náběhu na délku odpovídající harmonizovaným pravidlům poskytování. Z délky doby do plného náběhu a rychlosti najíždění zálohy vychází celkový objem, který záloha může poskytnout.

Pro porovnání jednotlivých záloh uvažuji změny FAT za současného složení záloh, respektive v analýzách nezohledňuji rozdílná časová období, kdy mají být doby do plného náběhu pro poskytovatele aFRR závazné. Z toho důvodu je také analýza prováděna na současném objemu regulačních záloh. Případné certifikace nových záloh jsou pouze předmětem diskuze v rámci závěrů prvního scénáře. Naopak dopadům odstavování zdrojů se věnuji v následujícím scénáři.

Vstupní údaje pro scénáře vycházejí z poskytnuté databáze o certifikovaných regulačních zálohách. Za pomoci údajů o certifikovaných rychlostech jednotlivých záloh pro aFRP jsem stanovil, jak se v závislosti na změně FAT mění celkový dostupný objem, který zálohy za dobu do plného náběhu mohou poskytovat. Současný celkový certifikovaný objem záloh bez jaderných elektráren, ale nevychází pouze z FAT 10 a rychlosti zálohy. Celkový objem záloh totiž respektuje i Kodexem PS stanovenou maximální hodnotu 70 MW poskytované na jednom zařízení. Pro výpočet změny dostupného objemu záloh pro aFRP byla využita následující rovnice.

$$aFRR_{i,FAT} = \max (c_i * FAT; 70) [MW] \quad (6.1)$$

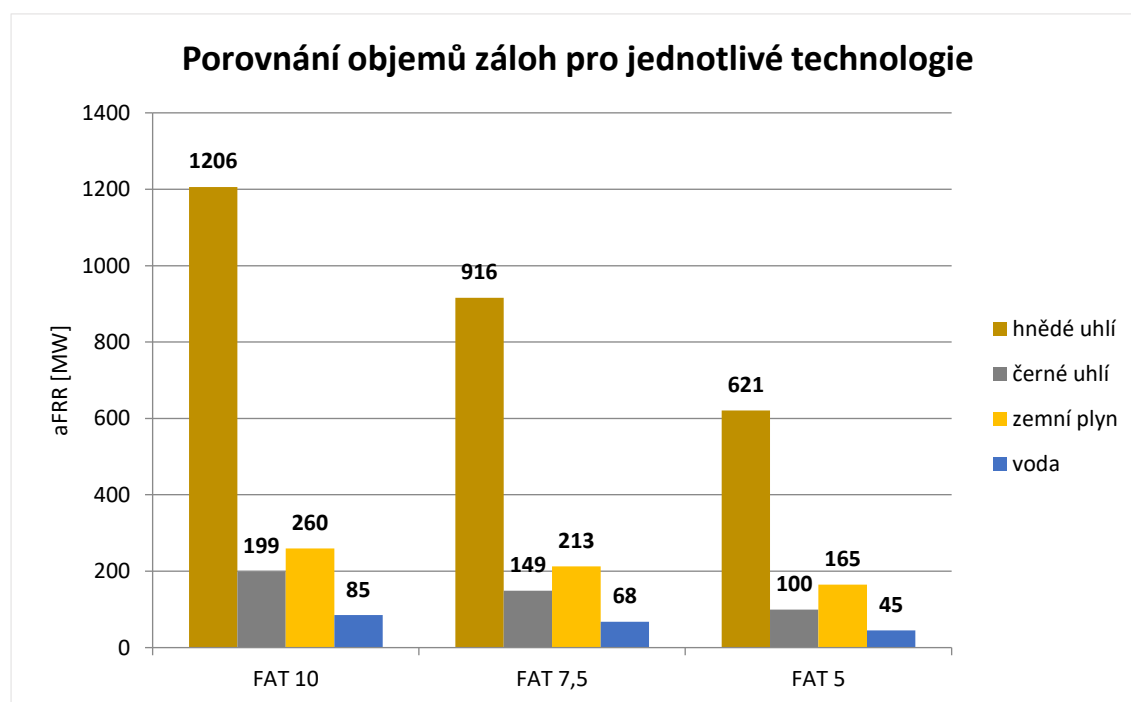
c_i je rychlost najíždění i-té zálohy

FAT je doba do plného náběhu.

Cílem analýzy na základě scénáře změny doby do plného náběhu v kapitole 6.2 je posoudit dopady obou předpokládaných změn FAT na dostupný objem regulačních záloh.

6.2 Analýza dopadů změny doby do plného náběhu

Harmonizací doby do plného náběhu dochází ke změně podmínek poskytování pro všechny zálohy bez ohledu na používané technologie. Celkový dostupný objem aFRR se z hodnoty 1750 MW sníží při přechodu na FAT 7,5 na 1345 MW a u varianty s FAT 5 dokonce na hodnotu 930 MW. Jedná se tak o pokles o 23 % u varianty s FAT 7,5 a o 47 % u varianty FAT 5. Důvodem proč procentuální pokles dostupného regulačního objemu neodpovídá přesně zkrácení doby do plného náběhu, jsou rozdílné technologické vlastnosti jednotlivých zdrojů. Porovnání dopadů zkrácení FAT na jednotlivé typy záloh z hlediska používané technologie je znázorněno v grafu na Obr. č. 24.



Obr. č. 24 Porovnání objemů záloh pro jednotlivé technologie

Díky majoritnímu podílu na celkovém objemu regulačního záloh je na první pohled patrné, že nejvíce daná změna postihne hnědouhelné zdroje. Při změně rychlosti na 7,5 min se dostupný objem z hnědouhelných zdrojů sníží téměř o čtvrtinu současné hodnoty, z původních 1206 MW na 916 MW. K razantnímu snížení dojde i při druhé uvažované změně doby do plného náběhu na 5 minut. Celkový dostupný objem hnědouhelných záloh klesne na polovinu současného dostupného objemu, a to na 621 MW.

Téměř totožný průběh změny dostupného výkonu nastane u černouhelných záloh. Při přechodu na FAT 7,5 se sníží hodnota objemu záloh o 50 MW, což představuje čtvrtinu původního dostupného objemu. Další fáze harmonizace vedoucí ke změně doby do plného náběhu na FAT 5 se celková hodnota sníží o další čtvrtinu původního dostupného objemu. Celkový objem záloh na černouhelných zdrojích o hodnotě 100 MW představuje téměř polovinu původního dostupného objemu záloh této technologie.

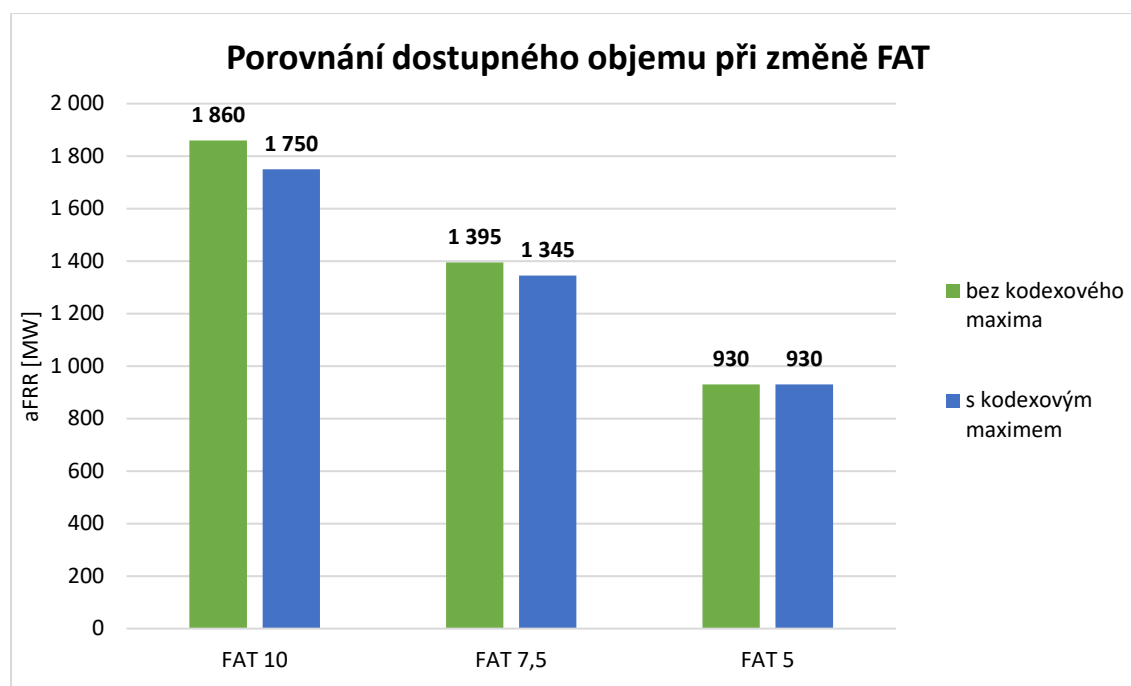
O poznání méně se projeví snižování doby do plného náběhu na vodních elektrárnách. Z původních 85 MW dostupného objemu dojde díky vyšší průměrné rychlosti v první fázi snížení FAT na 7,5 minuty k poklesu pouze o pětinu. V případě změny na FAT 5 se dostupný objem záloh sníží o více než 47 % na hodnotu 45 MW.

Nejméně se dopad změny doby do plného náběhu promítne na objemu záloh ze zdrojů využívajících zemní plyn. Původní hodnota 260 MW dostupného objemu záloh klesne při přechodu na FAT 7,5 přibližně o 18 %. O stejnou část této kategorie záloh pro aFRP ze zdrojů využívající zemní plyn poté poklesne dostupný objem při přechodu na FAT 5. Celkem tedy dojde při přechodu z 10 na 5 minut ke snížení objemu o 36 %, na hodnotu 165 MW.

Dopady změn FAT na jednotlivé kategorie záloh dle paliva, se odvíjejí od rychlosti najíždění a od certifikovaného objemu jednotlivých záloh pro aFRP. U záloh na uhelných zdrojích odpovídá většina velkých certifikovaných objemů přímo součinu FAT a rychlosti najíždění. Zálohy tak díky rychlosti najíždění nemohou za časový interval, vymezený dobou do plného náběhu, poskytovat větší objem než je certifikovaná hodnota. Proto je pokles dostupného objemu záloh přímo úměrný snížení délky FAT. Naopak u větší části objemu záloh využívající jako palivo zemní plny a vodu jsou certifikované objemy menší než jsou objemy dosažitelné při využití certifikované rychlosti najíždění po dobu do plného náběhu. Při zkrácení doby do plného náběhu jsou pak zálohy na těchto zdrojích schopné poskytovat stejné hodnoty certifikovaného objemu, jako při současné délce FAT.

Z výše popsaného závěru porovnání změn objemu záloh pro jednotlivé kategorie, vyplývá otázka, zda zálohy disponující rychlostí, která umožňuje dosažení certifikované objemu i po snížení doby do plného náběhu, nejsou schopny poskytovat větší objem než je stanovený kodexovým maximem.

Jak je patrné z grafu, Obr. č. 25, navýšení této hraniční hodnoty má při současné skladbě záloh pro aFRP vliv pouze při FAT 10 a FAT 7,5. Zanedbání hranice kodexového maxima vede k navýšení celkového objemu záloh o 110 MW v případě FAT 10 a 50 MW v případě FAT 7,5. Avšak tyto hodnoty představují změnu pouze o 10 % celkového objemu u varianty s FAT 10 a 5 % u FAT 7,5. Při FAT 5 se vzhledem k rychlostem a současným certifikovaným objemům záloh změna omezení na dostupném objemu neprojeví. Z toho důvodu je při momentální skladbě zdrojů diskuze o navýšování hranice kodexového maxima nadbytečná.



Obr. č. 25 Porovnání dostupného objemu při změně FAT

Na Obr. č. 25 je graficky znázorněn i pokles celkového dostupného objemu aFRR v závislosti na změně doby do plného náběhu. Celkově tedy při změně FAT dojde k poklesu záloh dostupného objemu u varianty FAT 7,5 na 1345 MW, což je pokles o 23 % původního objemu záloh. K ještě markantnějšímu snížení dojde u varianty s dobou do plného náběhu FAT 5. Objem 930 MW tvoří 47 % současné hodnoty dostupného objemu záloh.

Tato hodnota vzhledem k výše analyzovaným rychlostem záloh není nikterak překvapující, avšak je jenom důkazem pro nutnou změnu skladby záloh pro aFRP. Ať už z hlediska minimální rychlosti najíždění či snížení bariér ve formě minimální hranice poskytovaného objemu. Případné snížení minimální rychlosti najíždění ze současné hodnoty stanovené Kodexem PS z $c_{min} = 2$ MW/min například na poloviční hodnotu. Nebo změna kodexového minima záloh pro aFRP o velikosti 10 MW na hodnotu 1 MW, by v součinnosti s očekávanými změnami způsobu obstarávání mohla vést k motivaci vstupu nových poskytovatelů a tedy ke zvýšení celkového dostupného objemu certifikovaných záloh.

Díky snížení objemů, který mohou provozovatelé záloh na svých zařízení poskytovat, dojde k poklesu jejich výnosů za poskytování SVR. Pro poskytovatele, u kterých tvoří tyto výnosy důležitou část rozpočtu na provoz zařízení, může dojít k ukončení provozu nebo k nucenému navýšení minimální ceny silové elektřiny či tepla. Například v případě tepláren navýšení minimální ceny tepla povede ke zvýšení ceny tepla pro koncové zákazníky, což může vést k zrychlenému odchodu zákazníků od centrální zásobování teplem.

6.3 Odstavování energetických zařízení

Druhým scénářem, který předpokládá změnu dostupného objemu je odstavování energetických zařízení. Jak vyplývá z analýzy záloh z hlediska používaných technologií v kapitole 5.2, téměř veškerý objem záloh využívá pro poskytování regulační energie paliva s vysokým emisním faktorem.

Společnost ČEZ, jakožto hlavní výrobce elektrické energie z uhelných zdrojů v ČR, prostřednictvím médií už avizovala odstavování uhelných bloků. Konkrétně se předpokládá, že v letošním roce by mělo dojít k odstavení elektráren Pruněrov I, Mělník III a jeden ze dvou bloků Mělník II. V následujících obdobích tedy po roku 2030 by mělo docházet k odstavování zdrojů dalších. Hlavním důvodem uzavírání těchto bloků jsou náklady spojené s ekologizací zdrojů. Potřebná rekonstrukce a modernizace se z ekonomického hlediska nevyplatí. Avšak ne všechny uhelné zdroje budou odstaveny. Do budoucna se počítá s provozem moderních zdrojů, a to konkrétně elektrárny Ledvice, Tušimice, Pruněrov II a teplárny Mělník II, která zásobuje teplem nemalou část Prahy. Predikovat ekologické, legislativní a technické požadavky na tyto zařízení je v současnosti velmi obtížné. Předpokládat však, vzhledem k emisním cílům EU, snížení tlaku a nároků na tento typ zdrojů není snad ani možné. [30]

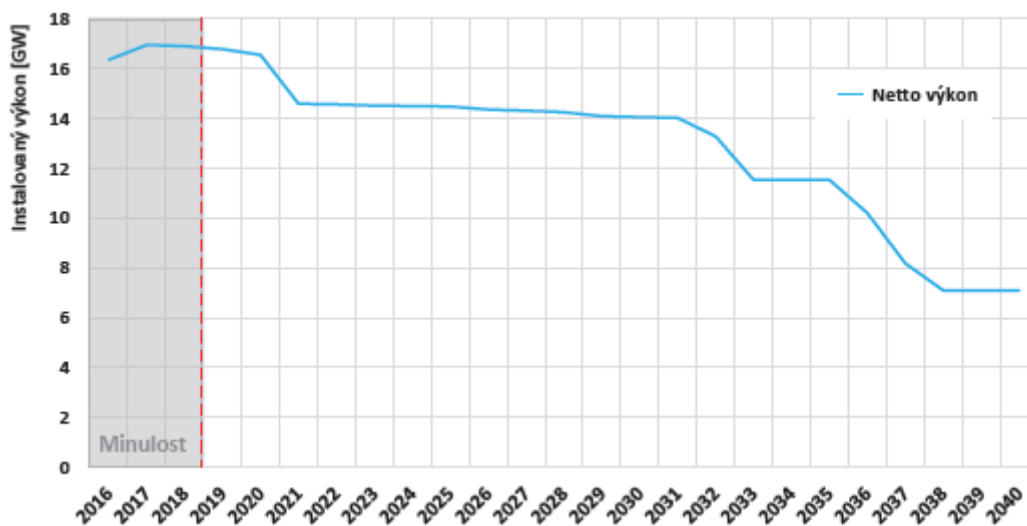
Nepříznivé dopady má především vývoj ceny emisních povolenek, ten pro fosilní zdroje představuje další náklad na palivo. Například pro kondenzační elektrárnu s účinností výrobního cyklu 32 % představuje nárůst ceny povolenky o 1 EUR/ t CO₂ navýšení nákladů na elektřinu o 1 EUR/MWh. Tato navýšení se tak logicky promítne na navýšení minimální ceny elektřiny z těchto zdrojů, aby došlo ke kompenzaci nárůstu nákladů.[31]

Druhou překážkou z hlediska ekologických dopadů je směrnice o průmyslových emisích a nejlepších dostupných technikách (BAT). V souvislosti s touto směrnicí se s platností od srpna roku 2021 zpřísní emisní limity a zároveň dochází k rozšíření počtu monitorovaných látek. Souhrnné působení těchto environmentálních požadavků, které vyvolává především nutné investice na nezbytnou úpravu zdroj pro splnění limitů, se promítá do zvyšování trendu odstavování zdrojů. [31]

Společnost ČEPS jako provozovatel přenosové soustavy sdružuje informace o zdrojové přiměřenosti. Informace o zdrojové přiměřenosti jsou pravidelně aktualizovány na základě informací přímo od provozovatelů zdrojů. Databáze s údaji z dotazníkových šetření tak umožňuje predikovat pokles instalovaného výkonu a tedy souvisejícího objemu certifikovaných záloh.

V grafu na Obr. č. 26 je zřetelné, že k razantnímu poklesu instalovaného výkonu by mělo dojít v následujících dvou letech. Další významný pokles nastává až po roku 2030, kdy se ve výhledovém scénáři předpokládá s odstavením i jaderných bloků v Dukovanech, které v té době dovrší své doby

životnosti. Vývoj jaderných a tepelných zdrojů v horizontu deseti let, je však vzhledem k relativně rychle se měnícím tlakům ze strany trhu a legislativy obtížný přesně predikovat. Proto se ve své práci věnuji analýze vlivu odstavení energetických zařízení na aFRR do roku 2025 tak, aby moje analýza byla podložena korektními předpoklady. [31]



Obr. č. 26 Vývoj instalovaného výkonu v ČR v letech 2016-2040 [31]

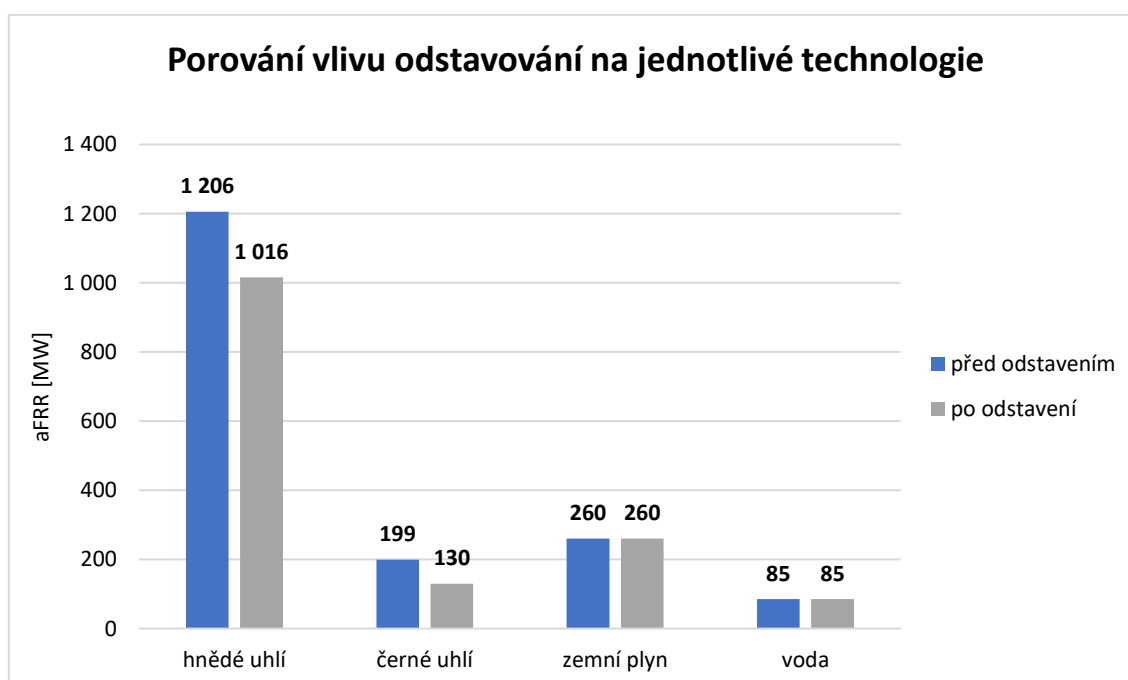
Pokud vycházíme z údajů o zdrojové přiměřenosti a souvisejícímu poklesu instalovanému výkonu, lze s jistotou říci, že v důsledku dojde ke změně celkového certifikovaného objemu aFRR. Díky důvěrným informacím o objemu záloh na zdrojích, u kterých se dle zdrojové přiměřenosti předpokládá odstavení v následujících pěti letech, jsem pro scénář odstavení stanovil pokles oproti současnému objemu o přibližně 260 MW.

Vstupními předpoklady druhého scénáře pro analýzu aFRR je odstavení zdrojů a odpovídající snížení instalovaného výkonu v horizontu pěti let, které způsobí změnu celkového dostupného objemu regulačních záloh pro aFRP téměř o 15 %. Cílem analýzy druhého scénáře v kapitole 6.4 je posoudit dopady odstavení na jednotlivé kategorie záloh.

6.4 Analýza dopadů odstavení energetických zařízení

Dle předpokládaného scénáře odstavení do roku 2025 bude postupně docházet ke snížení dostupného objemu regulační záloh pro aFRP. První část této analýzy je věnována dopadům odstavení na jednotlivé kategorie aFRR z hlediska používaného paliva.

Na Obr. č. 27 jsou znázorněny dopady odstavení zdrojů z hlediska technologií. K největšímu snížení dostupného objemu záloh dochází u kategorie hnědouhelných zdrojů. V časovém horizontu pěti let dojde ke snížení celkového certifikovaného objemu o 190 MW, což představuje přibližně pokles o šestinu původního dostupnému objemu z hnědouhelných zdrojů.



Obr. č. 27 Porováním vlivu odstavení na jednotlivé technologie

K razantnímu snížení dojde i u záloh certifikovaných na zdrojích využívajících černé uhlí. Kvůli měřítku použitého grafu se nezdá změna objemu příliš velká, avšak oproti momentální situaci se jedná o více než třetinový pokles. Z původních necelých 200 MW klesne hodnota dostupného objemu na pouhých 130 MW.

U zbylé části kategorií se především díky používanému palivu v horizontu pěti let s odstavením nepředpokládá. Proto certifikované objemy těchto kategorií zůstávají nezměněny.

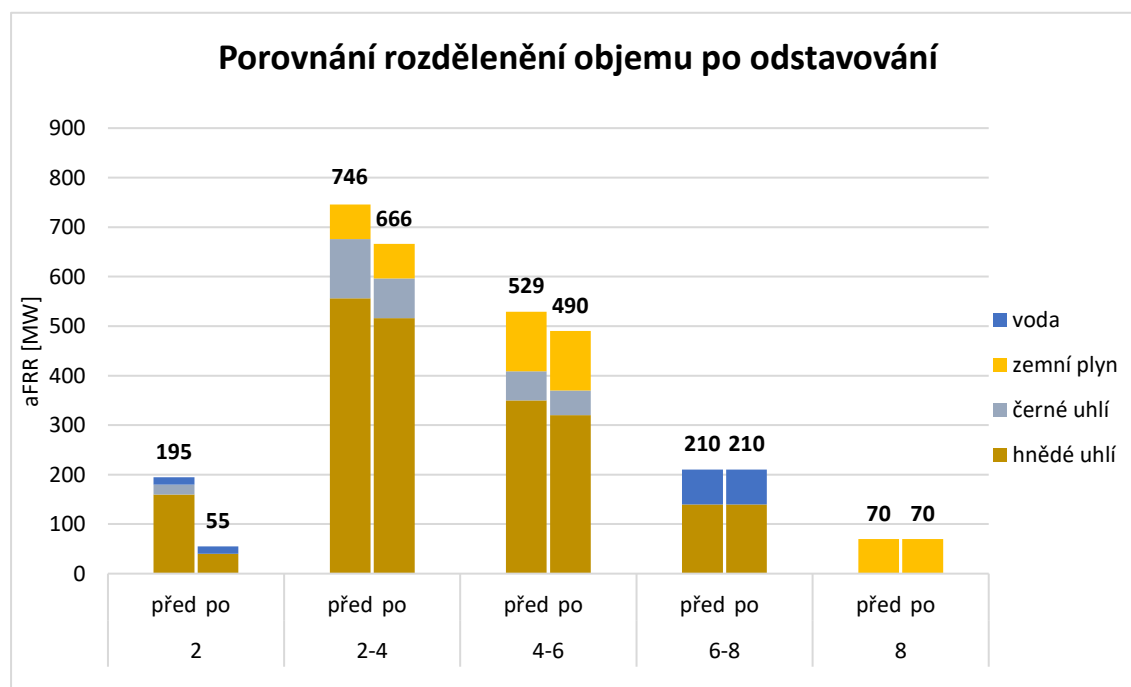
Dle zvoleného scénáře založeného na údajích o zdrojové přiměřenosti dojde tedy pouze k odstavení uhelných zdrojů. Jak už bylo zmíněno v závěru popisu scénáře odstavení, dojde k poklesu celkového dostupného objemu aFRR o téměř 15 %, což odpovídá hodnotě 260 MW. Vzhledem k zálohám používajícím jako palivo uhlí, představuje tento pokles snížení o pětinu jejich celkového dostupného objemu.

Na Obr. č. 28 je zobrazeno porovnání rozdělení objemu aFRR dle rychlosti před a po odstavení zdrojů do roku 2025. Největší pokles objemu záloh je u první kategorie s minimální rychlostí najíždění. Objem záloh v této kategorii se sníží o 140 MW, tento pokles je způsoben odstavením celého objemu záloh na černouhelných zdrojích a snížením objemu hnědouhelných záloh o 120 MW. Celkově tak dojde ke snížení objemu kategorie záloh s minimální rychlostí najíždění na 55 MW, což představuje změnu o téměř 75 %.

V druhé rychlostní kategorii je pokles o poznání menší. Do roku 2025 dojde k odstavení zdrojů s certifikovaným objemem záloh o velikosti 40 MW na hnědouhelných zdrojích a stejného objemu na zdrojích využívající jako palivo černé uhlí. Celkem tedy objem aFRR klesne o 80 MW. Vzhledem k tomu, že druhá rychlostní kategorie záloh s certifikovanou rychlostí od 2 do 4 MW/min je kategorií nejpočetnější, představuje zmiňovaný pokles o 80 MW pouze snížení celkového dostupného objemu dané kategorie o necelých 11 %.

Ve třetí kategorii s rychlostí najíždění od 4 do 6 MW/min dojde k odstavení části objemu záloh využívající hnědé uhlí a pouze k snížení objemu jednoho z černouhelných zdrojů. Snížení dostupného objemu z černouhelného zdroje je důsledkem odstavením části technologie, na které je záloha poskytována, což vede ke snížení najížděcí rychlosti. Celkem dojde ke změně dostupného výkonu ve třetí kategorii o 39 MW, které představují pouze 7 % objemu kategorie.

Odstavování zdrojů dopadá pouze na spodní tři kategorie, které disponují rychlostí menší než $c = 6$ MW/min, hlavní část těchto kategorií tvoří totiž dosluhující uhelné zdroje.

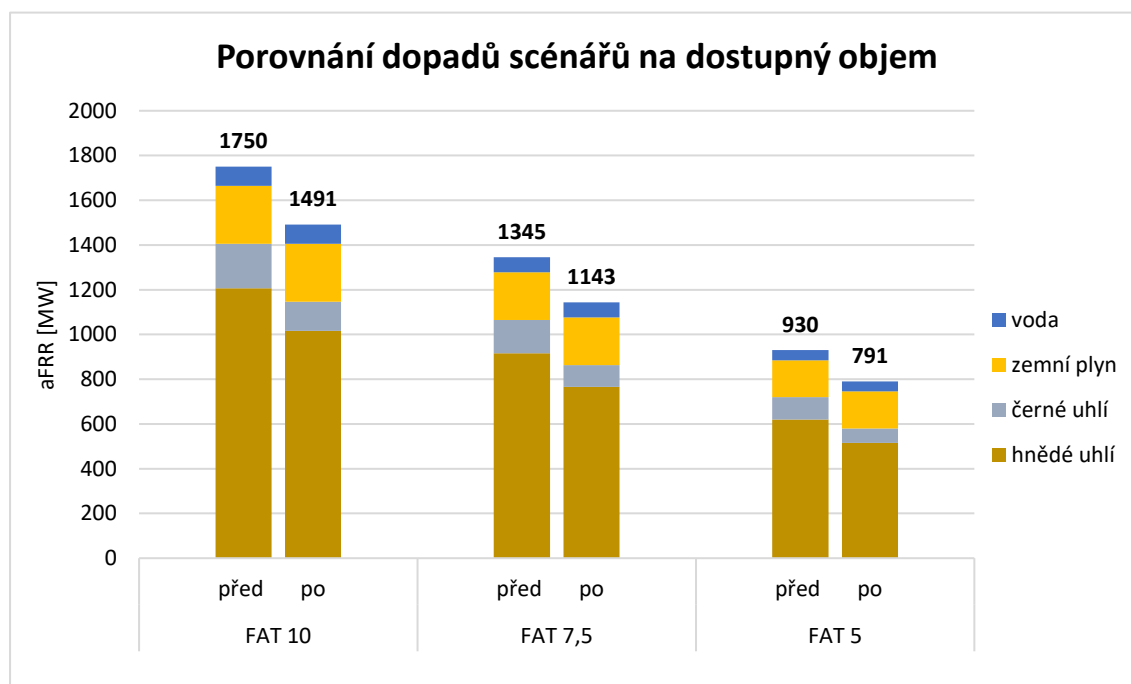


Obr. č. 28 Porovnání rozdělení objemu dle rychlosti před a po odstavení

Celkově tak při scénáři pro analýzu odstavení v časovém horizontu pěti let dochází ke změně dostupného objemu aFRR o 260 MW. Ke snížení objemu dochází pouze na uhelných zálohách, které disponují pomalou rychlostí najíždění. Průměrná rychlost uhelných záloh se zvýší z 4,3 MW/min na 4,6 MW/min. Celkově tak dojde ke zvýšení vážené průměrné rychlosti všech záloh pro aFRP z 4,9 MW/min na hodnotu 5,2 MW/min. I ze zvýšení průměrné rychlosti záloh pro aFRP je patrné, že v předpokládaném scénáři dochází především k odstavení záloh disponující nízkou rychlostí najíždění. Tento fakt potvrzuje tvrzení o odstavení dosluhujících zdrojů, jejichž modernizace se z hlediska investice a zvětšujících se nákladů na palivo způsobené růstem ceny povolenek nevyplácí.

6.5 Analýza předpokládaného scénáře v roce 2025

Jelikož k obou předpokládaným scénářům odstavení zdrojů a změny doby do plného náběhu by mělo dojít ve stejném časovém období, je tak v rámci analýzy aFRR nutné posoudit především soudobé působení změn těchto dvou výše popsaných scénářů na dostupný objem záloh. Soudobé působení obou scénářů je zobrazeno na grafu Obr. č. 29.



Obr. č. 29 Porovnání dopadů scénářů na dostupný objem

Při době do plného náběhu FAT 10 je pokles dostupného objemu způsoben pouze odstavením uhelných elektráren. Pokud by tedy dle nařízení EBGL nebylo nutné se zapojit do aFRR-platformy, došlo by pouze k poklesu celkového dostupného objemu záloh o 15 %.

Při soudobém působení scénáře odstavení zdrojů a zkrácení doby do plného náběhu na FAT 7,5 minuty dochází z hlediska objemu záloh k největšímu poklesu stejně jako u předchozí varianty u hnědouhelných zdrojů. Oproti současnému stavu dojde ke snížení u hnědouhelných záloh

o téměř 37 % původního objemu. Nejrazantnější pokles nastává u záloh využívajících jako palivo černé uhlí. Při působení obou scénářů na změnu dostupného objemu černouhelných záloh dojde k poklesu o téměř 51 %.

U záloh využívajících zemní plyn a vodu je pokles, vzhledem k tomu, že v uvažovaném časovém horizontu nedochází k odstavení žádného z těchto zdrojů, přímo úměrný poklesu způsobených změnou doby do plného náběhu. U vodních elektráren dojde k poklesu oproti původnímu dostupnému objemu o více než 20 %. V případě regulačních záloh využívajících zemní plyn je pokles dokonce pouze 18 % z původního objemu.

Celkový certifikovaný objem aFRR na všech zdrojích se za uvažování scénáře FAT 7,5 s odstavením energetických zařízení sníží o 607 MW. Takový pokles představuje snížení o 35 % z původního dostupného objemu.

U soudobého působení scénářů odstavení energetických zařízení a varianty s kratší dobou do plného náběhu, FAT 5, je celkově snížení dostupného objemu záloh razantnější. Na hnědouhelných zdrojích klesne certifikovaný objem záloh o více než 57 %. Z momentálního objemu 1206 MW na pouhých 516 MW. U černouhelných zdrojů je relativní pokles z původního objemu záloh dokonce o 10 % větší než u záloh hnědouhelných. Z dostupného objemu 199 MW klesne celkový objem záloh na černouhelných zdrojích na 65 MW.

Stejně tak jako u varianty FAT 7,5 ovlivní objem záloh zdrojů využívajících vodu a zemní plyn i u varianty FAT 5 jenom změna doby do plného náběhu. U vodních elektráren dojde k poklesu oproti původnímu dostupnému regulačnímu objemu o více než 47 %. V případě záloh využívajících zemní plyn je pokles pouze o 36 % z původního objemu.

Celkový dostupný objem aFRR poklesne při uvažování scénáře odstavení energetických zařízení a změny na FAT 5 o 959 MW na hodnotu 791 MW. Tento pokles představuje snížení o 55 % z původního dostupného objemu.

Z porovnání soudobého působení předpokládaných scénářů, tedy vyplývá, že do roku 2025 by oproti současné stavu certifikovaných záloh pro aFRP mělo dojít k poklesu na méně než poloviční hodnotu. Vzhledem k přijatému implementačnímu rámci aFRR-platfomy s cílem přechodu na FAT 5 do konce roku 2024 a podložení scénářů na základě dat ze zdrojové přiměřenosti je tato míra poklesu velmi pravděpodobná. Na začátku roku 2025 by tak celkový dostupný objem aFRR tvořil 791 MW.

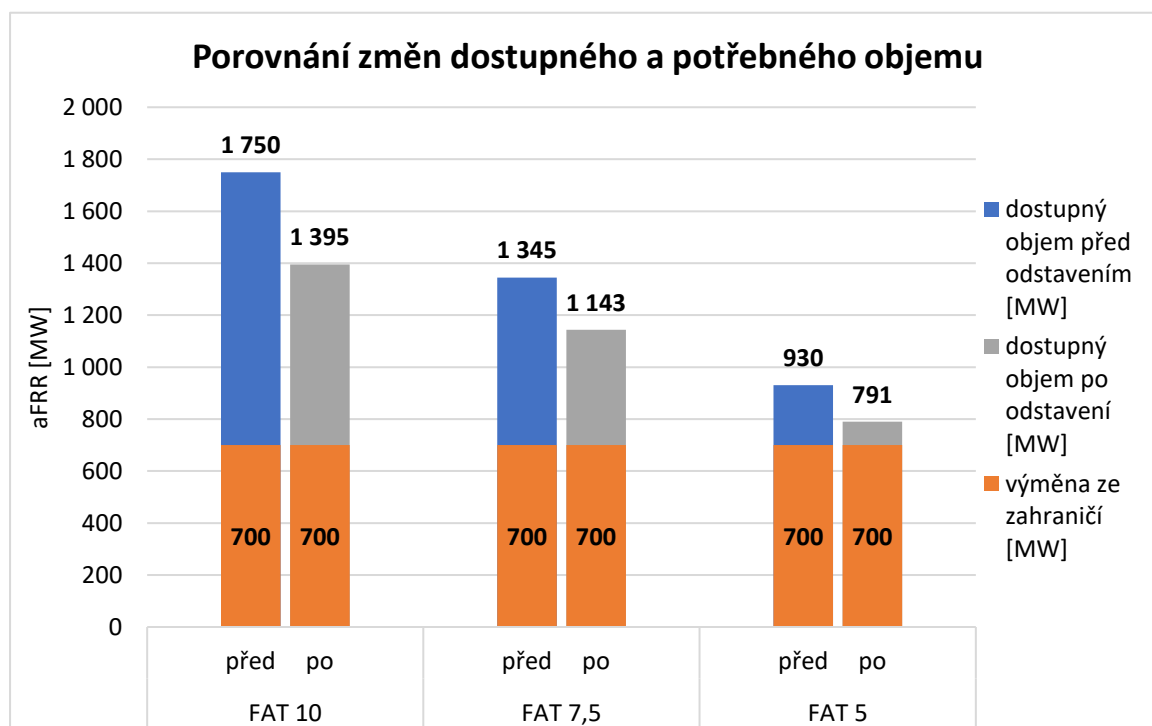
Změna dostupného regulačního objemu záloh je způsobena poklesem objemu na zdrojích využívajících jako primární zdroj energie uhlí. Hlavním důvodem je především stáří používaných zdrojů a související rychlost najíždění. Zmírnění dopadů by umožnila větší diverzifikace portfolia regulačních záloh. K větší diverzifikaci by tak mohlo dojít jednou ze dvou již dříve zmíněných

možností. A to buď přestavbou části uhelných zdrojů na zdroje využívající zemní plyn, ta je však z hlediska času a finanční náročnosti nepříliš příznivou variantou. Druhou možností je odstraňování bariér pro poskytování ve formě snížení kodexového minima. Navíc díky změně způsobu obstarávání služeb výkonové rovnováhy by se tak do poskytování mohlo zapojit více energetických zařízení.

6.5.1 Dopady na likviditu

Důležitým parametrem z pohledu provozovatele přenosové soustavy je likvidita trhu se SVR. Ta se odvíjí od nabízeného objemu záloh na trhu SVR a potřebného objemu, který TSO musí pro dané časové období obstarat. Vzhledem k specifikům trhu se SVR, kdy existuje pouze jeden kupující, závisí likvidita trhu na počtu poskytovatelů a jejich ochotě a schopnosti dané služby nabízet. Dá se tedy říci, že čím více je nabízeného objemu, tím více je trh se SVR likvidní a naopak.

Pokud porovnáme změny celkového certifikovaného objemu v závislosti na snížení doby do plného náběhu s roční průměrnou potřebou záloh pro aFRP, Obr. č. 30, je na první pohled jasně patrné, že snížení objemu ovlivní trh s touto službou výkonové rovnováhy.



Obr. č. 30 Porovnání změn dostupného objemu záloh s ročním potřebným objemem

V současné době je roční průměrná potřeba aFRR+ o výši 350 MW obstarávána z nabídek na celkovém certifikovaném objemu 1750 MW. Avšak ze stejného certifikovaného objemu je obstarávána i roční průměrná potřeba záloh v opačném směru, tedy aFRR-, ve výši taktéž 350 MW. Z jedné regulační zálohy tedy nemůže být pro stejné časové pásmo obstaráno například 70 MW v kladném a záporném směru. Celkem je tedy zapotřebí z certifikovaného objemu obstarat

700 MW. Pokud by tedy byl nabízen veškerý certifikovaný objem aFRR ve výši 1750 MW po dobu celého roku, bylo by nutné akceptovat 40 % z celkového certifikovaného objemu.

Při přechodu na dobu do plného náběhu 7,5 minuty dojde ke snížení celkového dostupného objemu na 1345 MW. Tento pokles tak změní i podíl mezi potřebným a dostupným certifikovaným objemem záloh pro aFRP. Při FAT 7,5 bude nutné pro obstarání potřebného objemu akceptovat téměř každou druhou nabízenou MW. Potřebný objem aFRR totiž představuje více než 52 % z celkového dostupného objemu. Pokud zohledníme i předpoklad odstavení zdrojů dojde ke změně podílu mezi potřebným a dostupným objemem záloh na 61 %.

Pro variantu se snížením doby do plného náběhu na 5 minut dosahuje hodnota celkového certifikovaného objemu 930 MW. Při uvažování stejné průměrné roční potřeby záloh by bylo zapotřebí akceptovat 75 % nabízeného objemu. U předpokládané varianty scénářů do roku 2025, kdy kromě přechodu na FAT 5 dochází i k odstavení zdrojů, se celkový dostupný objem sníží na 791 MW. Roční průměrný potřebný objem poté představuje téměř 90 % z certifikovaného objemu aFRR.

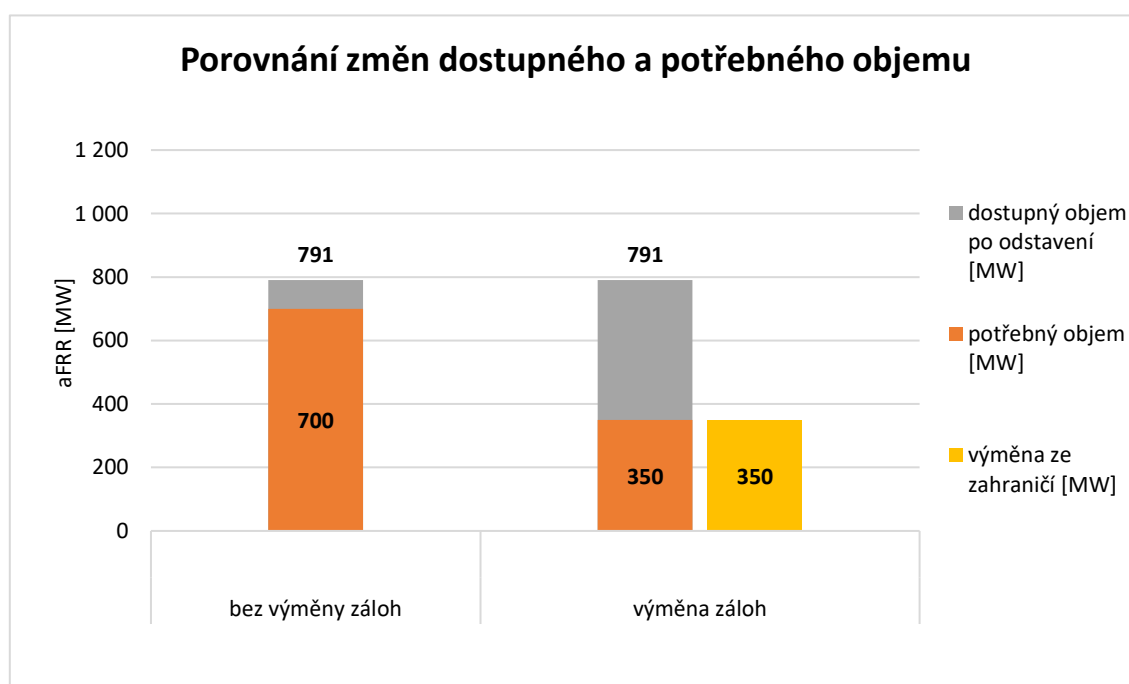
Z popisu změn a porovnání podílu mezi potřebným a celkovým dostupným objemem aFRR je na první pohled jasně patrné, že snížení celkového dostupného objemu zásadně ovlivní likviditu trhu pro obstarávání záloh této služby výkonové rovnováhy. Oproti současné situaci dojde po zkrácení doby do plného náběhu o polovinu na FAT 5 a odstavení zdrojů ke zdvojnásobení podílu mezi potřebným a dostupným objemem záloh. Pro obstarání potřebného objemu aFRR by tedy bylo zapotřebí akceptovat téměř celý dostupný certifikovaný objem záloh. Nutné je však zmínit, že výše uvedené hodnoty změny podílu vycházejí z předpokladu nabídek ve výši celkového certifikovaného objemu. Taková situace se však ve skutečnosti po celou dobu roku nedá, vzhledem k nutným odstávkám a sezónnímu provozu některých z poskytovaných záloh, očekávat. Celkový dostupný objem by v průběhu roku dosahoval menších hodnot, než je průměrný potřebný objem aFRR. Nebylo by tak možné obstarat potřebný objem záloh a provozovatel české přenosové soustavy by tak nespĺňoval požadavky vycházející z SOGL.

Změny celkového certifikovaného objemu v závislosti na snížení FAT a odstavování energetických zařízení povedou ke snížení likvidity trhu pro obstarávání potřebného objemu záloh. Poskytovatelé záloh při nízké likviditě budou moci nabízet zálohy za vyšší cenu, než při současné situaci na trhu. Snížená likvidita trhu tak povede k obstarávání záloh s vyšší průměrnou cenou. Celkové náklady na obstarávání záloh tím pádem mohou značně narůst. Tento nárůst nákladů pak pocítí nejvíce koncoví spotřebitelé na ceně elektřiny. Naopak provozovatelé záloh díky vyšším cenám navýší své výnosy z poskytování SVR, což jak už bylo zmíněno v kapitole o změnách způsobu obstarávání, může vést například v případě tepláren ke snížení minimálních cen tepla.

Doporučení pro změnu

První z možných doporučení pro zmírnění dopadů předpokládaných změn na likviditu trhu se zálohami pro aFRP je navýšení dostupného objemu za pomoci vstupu nových poskytovatelů. Motivaci nových poskytovatelů by kromě přechodu na denní trh mělo navýšit i již dříve zmiňované snížení bariér ve formě kodexového minima. Bohužel kvantifikovat odhad, navýšení celkového dostupného objemu na základě snížení kodexového minima, nebylo kvůli absenci dat v diplomové práci možné. Doporučil bych tak případně společnosti ČEPS využít procesu shromažďování dat pro zdrojovou přiměřenost, na jejichž základě jsem vytvářel scénář odstavování zdrojů. A v rámci procesu umožnit provozovatelům zdrojů projevit případný zájem o poskytování záloh menších objemů.

Druhou možností je snížit potřebný objem záloh obstarávaných od poskytovatelů v regulační oblasti České republiky. Jak už bylo zmíněno v kapitole 2.2.7 potřebný obstarávaný objem pro regulační oblast vychází z SOGL. Avšak pouze 50 % objemu záloh musí být fyzicky obstaráváno na území ČR. Zbylou část je možné obstarávat v dalších regulačních oblastech za pomoci výměny záloh, viz kapitola 0.



Obr. č. 31 Porovnání změny potřebného objemu v závislosti na výměně záloh

Pokud tedy předpokládáme, že společnost ČEPS naváže spolupráci pro výměnu regulační záloh v maximálním možném rozsahu například s některými ze sousedních států, poklesne objem nutný obstarat z dostupného certifikovaného objemu na území České republiky na polovinu. Hodnota objemu, kterou by bylo nutné obstarávat ze záloh fyzicky se nacházejících v ČR by odpovídala 350 MW. Tato hodnota tvoří oproti předpokládaného dostupného objemu v roce 2025, tedy po

odstavení zdrojů a přechodu na FAT 5, téměř stejný podíl, jaký je mezi současnou potřebou a certifikovaným objemem. Podíl mezi potřebným a dostupným objemem pro scénář v roce 2025 je 44 % a momentální hodnota podílu je 40 %. Došlo by tak pouze k malé změně poměru, která by neovlivnila markantně likviditu trhu se SVR. Tohoto podílu je však možné dosáhnout pouze za předpokladu maximální využití výměny záloh. Za takových podmínek by se česká přenosová soustava stala závislá na výměně záloh ze zahraničí. Otázkou zůstává, zda o téměř jednostrannou výměnu záloh pouze do regulační oblasti, bude zájem.

7. Simulace modelových scénářů při aktivaci sekundární regulace - aFRR

Ověření přínosu aFRR-platformy jsem se rozhodl provést na simulaci modelových scénářů aktivace regulačních záloh. Cílem modelových scénářů bylo tedy kvantifikovat správné fungování optimalizačního algoritmu, neboli podložit správnost toho tvrzení číselně, pomocí výpočtu změny hodnoty celkových nákladů aktivace aFRR v jednotlivých regulačních oblastech.

Veškeré simulace jsem prováděl pomocí programovací jazyka MATLAB, ve kterém se prototyp daného optimalizačního algoritmu v rámci spolupráce v projektu PICASSO testuje. Prototyp optimalizačního algoritmu mi byl poskytnut společností ČEPS, která, jak už jsem výše zmiňoval, je součástí tohoto projektu a na testování se tak podílí.

7.1 Popis fungování optimalizačního algoritmu

Vzhledem k tomu, že celý proces optimalizace nabídek je poněkud komplexní a rozsáhlý problém, bylo by nevhodné provádět popis principu fungování na rozsáhlém modelovém příkladu. Pro názorný popis fungování a přínosu AOF jsem se nejprve rozhodl zvolit jednoduchý teoretický příklad tří spolupracujících TSO. V navazující části práce, po objasnění základních způsobů fungování, provádím simulaci na modelu odpovídajícím spolupráci české přenosové soustavy.

Schéma propojení přenosových soustav, se kterými v teoretickém příkladu pracuji, je zobrazeno na Obr. č. 32. Z obrázku vyplývá, že existují pouze dvě přímá propojení a to mezi TSO A - TSO B a TSO B - TSO C. Pro názornost fungování AOF mají všichni tři provozovatelé přenosových soustav stejnou poptávku aFRR, a to 30 MW.



Obr. č. 32 Schéma spolupráce jednoduchého teoretického příkladu

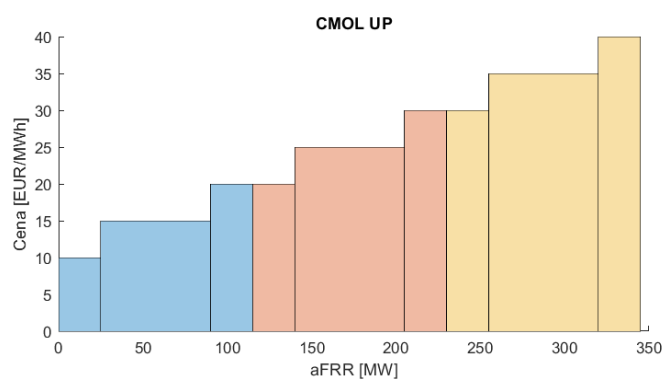
Jednotliví TSO disponují různými žebříčky nabídkových cen. TSO A je v teoretickém příkladu označován jako TSO s levnými nabídkami, jelikož nabídky z jeho regulační oblasti, mají oproti nabídkám ostatních TSO nižší cenu, cenové rozpětí nabídek je od 10 do 20 EUR/MWh. Nabídky z regulační oblasti TSO C disponují naopak oproti ostatním uvažovaným provozovatelům přenosových soustav vyšší cenou, od 30 do 40 EUR/MWh, proto je TSO C dále považováno jako drahé. V neposlední řadě TSO B disponuje nabídkami s cenou, která se dá označit vzhledem k cenovému rozpětí předchozích nabídek jako průměrná. Ceny nabídek TSO B se pohybují od 20 do 30 EUR/MWh. V Tab. č. 8 jsou zobrazeny jednotlivé použité MOL. Každé TSO disponuje MOL o stejném objemu 115 MW, který umožňuje pokrýt veškeré poptávky ve spolupracující soustavě. Rozdělení objemu mezi jednotlivé nabídky je ve všech MOL totožné. Objem je rozdělen do tří

nabídek, kdy největší část disponuje cenou ze středu cenového rozmezí, a zbylý objem je rozdělen rovnoměrně mezi krajní hodnoty cenového rozmezí.

MOL TSO A		MOL TSO B		MOL TSO C	
aFRR	Cena	aFRR	Cena	aFRR	Cena
[MW]	[EUR/MWh]	[MW]	[EUR/MWh]	[MW]	[EUR/MWh]
25	10	25	20	25	30
65	15	65	25	65	35
25	20	25	30	25	40

Tab. č. 8 Žebříčky nabídkových cen aFRR+ pro všechny TSO

Výsledný společný žebříček nabídkových cen pro aFRR+, který vznikl na základě spojení MOL všech uvažovaných provozovatelů přenosových soustav, je zobrazen na Obr. č. 33 níže. Na základě toho CMOL poté AOF vytváří korekční hodnoty pro jednotlivé TSO. Celkem je v žebříčku devět nabídek aFRR+ o celkovém objemu 345 MW s cenovým rozpětím od 10 do 40 EUR/MWh.



Obr. č. 33 CMOL pro zjednodušený teoretický příklad AOF

Pro popis a objasnění fungování AOF jsem v názorném teoretickém příkladu zvolil tři scénáře. Jednotlivé scénáře se liší v míře možné spolupráce mezi provozovateli přenosových soustav, která se odvíjí od dostupných přeshraničních kapacit. V následující tabulce Tab. č. 9 jsou zobrazeny přenosové kapacity všech tří scénářů. V prvním scénáři nedochází ke spolupráci mezi TSO, tudíž kapacity obou uvažovaných propojení jsou rovny nule v obou směrech. Tento scénář je dále označován jako scénář bez spolupráce.

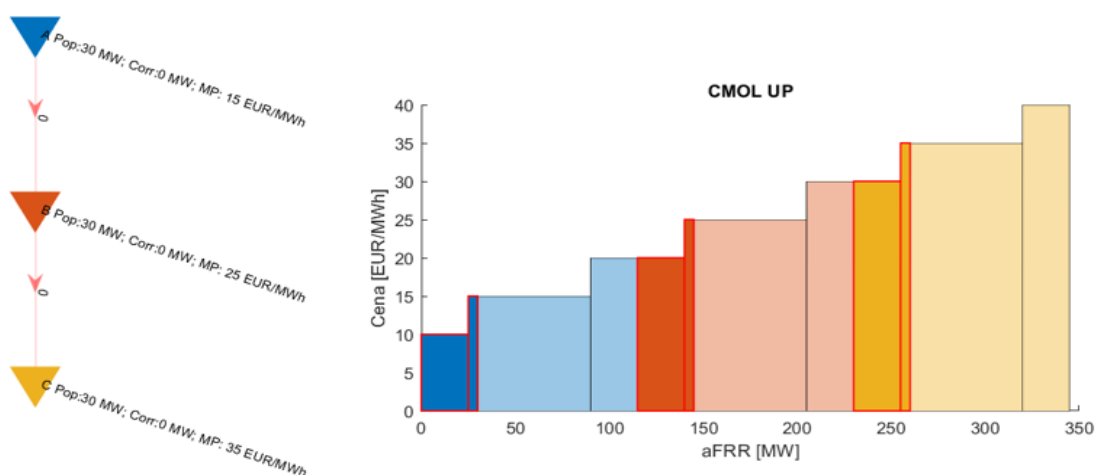
Druhý scénář představuje variantu s předpokládanou spoluprací mezi provozovateli přenosových soustav s kapacitami v maximální výši poptávky jednoho TSO. Dále bude tato varianta s danou výší přenosových kapacita nazývána jako reálný scénář.

Poslední variantou je scénář, který umožňuje neomezenou spoluprací mezi TSO. Hodnoty přenosových kapacit tak odpovídají dvojnásobku poptávky TSO, tak aby při scénáři mohlo docházet k uspokojení celé poptávky z jedné regulační oblasti. V Tab. č. 9 níže je zobrazen přehled přeshraničních kapacit, které byly ve scénářích uvažovány. Z tabulek přeshraničních kapacit je patrné, že uvažované kapacity jsou dostupné pro spolupráci v obou směrech.

	Bez			Reálná			Neomezená		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
A	x	0	0	x	30	0	x	>60	0
B	0	x	0	30	x	30	>60	x	>60
C	0	0	x	0	30	x	0	>60	x

Tab. č. 9 Dostupné přeshraniční kapacity v [MW] pro jednotlivé scénáře spolupráce

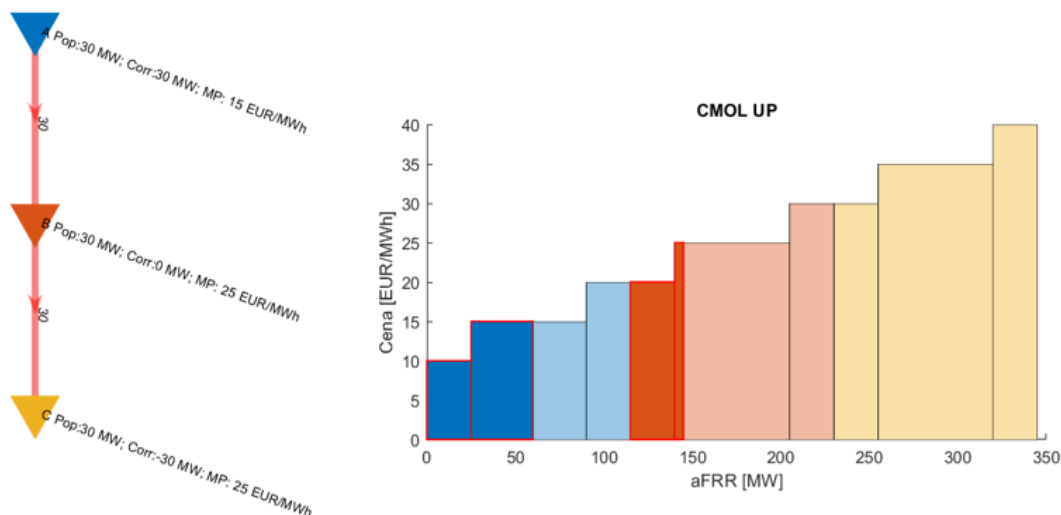
V případě prvního scénáře, tedy nedochází ke spolupráci ani mezi jednou dvojicí provozovatelů přenosových soustav, viz Obr. č. 34. Tato situace odpovídá současné podobě spolupráce mezi většinou TSO v synchronní oblasti. Každé z uvažovaných TSO tedy aktivuje zálohy dle nabídek ze svého vlastního MOL. U TSO A dojde k aktivaci prvních dvou nabídek a marginální cena bude odpovídat 15 EUR/MWh. Stejně tak tomu bude i u TSO B a TSO C, rozdílná je pouze marginální cena obou provozovatelů. TSO B aktivuje zálohy s marginální cenou 25 EUR/MWh a TSO C s marginální cenou 35 EUR/MWh. Celkové náklady 2250 EUR prvního scénáře tak odpovídají součtu nákladů jednotlivých TSO.



Obr. č. 34 Aktivace aFRR bez spolupráce

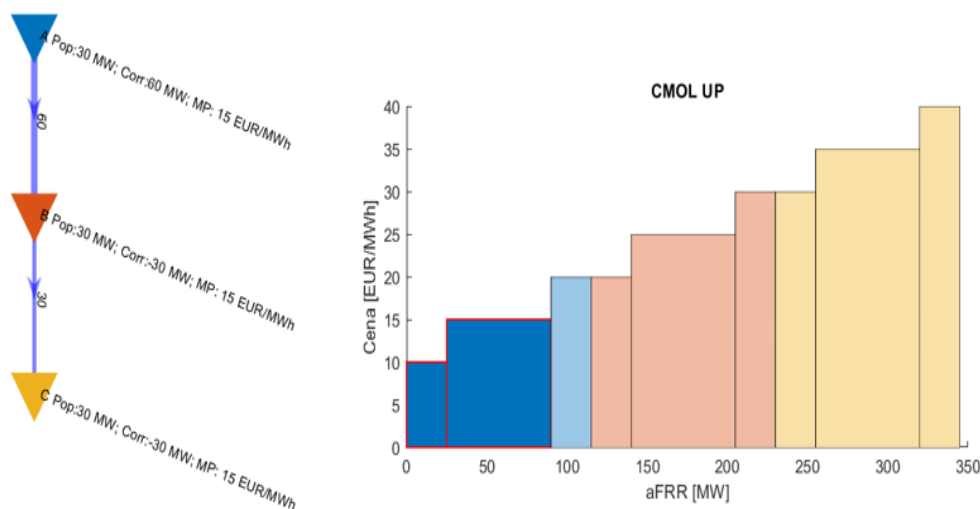
V dalším scénáři, který uvažuje reálnou spolupráci, je patrné z Obr. č. 35, že veškeré dostupné kapacity jsou vzhledem k rozdílným cenám nabídek v regulační oblastech plně využívány. V regulační oblasti TSO A dojde k aktivaci nabídek odpovídajících součtu poptávky TSO A a korekční hodnoty z AOF, která požaduje aktivaci objemu ve výši 30 MW. Celkově tedy dochází k aktivaci 60 MW objemu záloh z MOL TSO A. Marginální cena TSO A odpovídá nejvyšší přijaté ceně nabídky dané oblasti a to 15 EUR/MWh. Do regulační oblasti TSO B dochází k importu 30 MW z regulační oblasti TSO A, pokud by nedocházelo ke spolupráci s TSO C, byla by uspokojena poptávka. Jelikož je ale navázána spolupráce i s drahou regulační oblastí TSO C, dochází k aktivaci stejného objemu nabídek jako v případě předchozího scénáře na základě korekční hodnoty zasílané AOF. Marginální cena TSO B je tedy opět 25 EUR/MWh. V neposlední řadě regulační oblast C taktéž poptává aktivaci aFRR ve výši 30 MW. Avšak díky AOF dochází

k importu ze spolupracující regulační oblasti TSO B. AOF tedy zasílá korekční hodnotu i pro TSO C o hodnotě -30 MW, na základě které nedochází k aktivaci žádné z nabídek MOL TSO C. Marginální cena pro oblast TSO C, je tak stejná jako marginální cena TSO B. Celkové náklady druhého scénáře jsou 1950 EUR.



Obr. č. 35 Aktivace aFRR s využitím AOF s reálnou spoluprací

Poslední uvažovanou variantou je spolupráce v rámci scénáře s neomezenými přenosovými kapacitami, viz Obr. č. 36. Díky dostatečně velkým přenosovým kapacitám a objemu nabídek aFRR ze záloh v regulační oblasti TSO A. Dochází k aktivaci objemu ve výši všech poptávek v regulační oblasti TSO A. AOF tedy zasílá korekční hodnotu pro aktivaci záloh o 60 MW více než je hodnota poptávky TSO A. Naopak v oblastech TSO B a TSO C na základě korekční hodnoty -30 MW, nedochází k aktivaci žádné z nabídek aFRR. Marginální cena pro všechny TSO vychází z nejvyšší přijaté nabídky v regulační oblasti TSO A, a to 15 EUR/MWh. Celkové náklady na aktivaci ve výši 1350 EUR jsou pak úměrné součinu této hodnoty s poptávkou na aktivaci aFRR.



Obr. č. 36 Aktivace aFRR s využitím AOF s neomezenou spoluprací

Porovnání jednotlivých scénářů spolupráce provozovatelů přenosových soustav v teoretickém příkladu je z hlediska nákladů na aktivaci aFRR zobrazeno v Tab. č. 10. Z nákladů jednotlivých provozovatelů přenosových soustav je patrné, že snížení nákladů se odvíjí od dostupných přeshraničních kapacit a MOL spolupracujících oblastí. Pokud tedy nedochází ke spolupráci TSO, viz scénář bez spolupráce, vycházejí náklady jednotlivých TSO pouze z aktivace dle jejich MOL. Aktivace záloh u TSO A se pak dá označit jako levná, stejně jako jsou ceny nabídek MOL oproti ostatním regulačním oblastem. Naopak u TSO C dochází díky vyšším cenám nabídek k drahé aktivaci. Celkové náklady aktivace pak činí 2250 EUR.

Díky neomezené spolupráci za pomoci aFRR-platformy s využitím AOF dochází ke snížení celkových nákladů na aktivaci. Jak je vidět ze scénáře, kdy uvažujeme neomezenou spolupráci, při zachování stejných nabídek a poptávek, se náklady všech TSO sníží na hodnotu odpovídající nákladům levné aktivace TSO A ze scénáře bez spolupráce. Celkové náklady na aktivaci tak klesnou na 1350 EUR, což je 60 % nákladů scénáře bez spolupráce.

Ve skutečnosti však nejde uvažovat s neomezenými dostupnými přeshraničními kapacitami, proto jsem i v rámci teoretického příkladu volil variantu s průměrnými kapacitami. Tato varianta tak představuje reálnou možnost využití AOF v rámci teoretického příkladu. U daného scénáře dochází ke snížení nákladů aktivace nejdražšího TSO na hodnotu odpovídající aktivaci průměrného TSO. Celkové náklady se oproti scénáři bez spolupráce sníží o téměř 15 % na 1950 EUR. Z porovnání scénářů je tak patrný očekávaný přínos spolupráce v rámci optimalizace aktivace aFRR ve formě snížení celkových nákladů na aktivaci, díky aktivaci levných nabídek aFRR.

Scénář spolupráce	Bez	Reálná	Neomezená
TSO A [EUR]	450	450	450
TSO B [EUR]	750	750	450
TSO C [EUR]	1050	750	450
Celkem [EUR]	2250	1950	1350

Tab. č. 10 Porovnání nákladů TSO na aktivaci aFRR

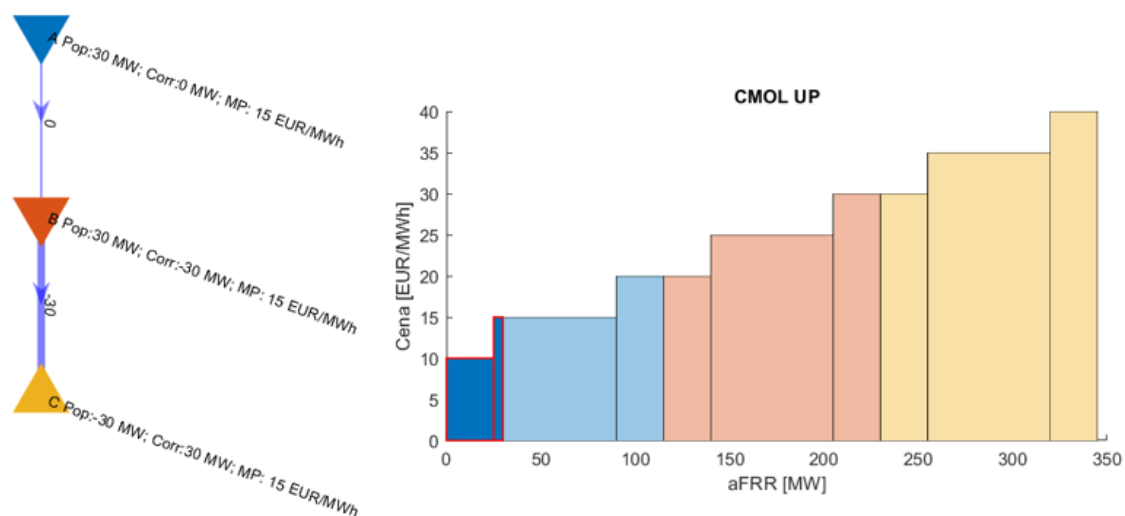
Zajímavým výstupem optimalizace je i pohled ze strany poskytovatelů záloh pro aFRP. V níže uvedené Tab. č. 11 je zobrazeno porovnání celkových výnosů poskytovatelů aFRR. U varianty bez spolupráce celkové výnosy BSP připadají na poskytovatele dané regulační oblasti. Při míře spolupráce odpovídající reálnému scénáři dochází ke změně rozdělení celkových výnosů dle aktivovaných záloh. Celkové výnosy poskytovatelů z aktivace záloh klesají. U poskytovatelů v regulační oblasti s drahým MOL nedochází při obou variantách spolupráce k aktivaci žádných záloh, tudíž výnosy BSP v dané oblasti klesají na nulu. Obdobně tomu je u BSP B ve scénáři s neomezenou spoluprací. U varianty s reálnou spoluprací se výnosy BSP B vzhledem ke stejnému aktivovanému objemu jako při variantě bez spolupráce nemění. Opačný průběh změn nastává u BSP A. Celkové výnosy při neomezené spolupráci připadají pouze poskytovatelům aFRR

z regulační oblasti TSO A. Při neomezené spolupráci jsou tak celkové výnosy BSP A rovné trojnásobku výnosům bez spolupráce, jelikož dochází k aktivaci veškerého požadovaného objemu všech TSO. U varianty s reálnou spoluprací dochází taktéž k aktivaci většího objemu a výnosy pro BSP v dané regulační oblasti představují dvojnásob výnosů bez spolupráce. Z popsaných změn rozložení celkových výnosů na aktivaci vyplývá, že vzhledem k využití optimalizace na základě CMOL jsou poskytovatelé záloh motivováni k nabízení záloh s minimální cenou za aktivaci. Tento způsob aktivace tak může vést k poměrně značné změně výnosů některých poskytovatelů.

Scénář spolupráce	Bez	Reálná	Neomezená
BSP A [EUR]	450	900	1350
BSP B [EUR]	750	750	0
BSP C [EUR]	1050	0	0
Celkem [EUR]	2250	1650	1350

Tab. č. 11 Porovnání výnosů BSP z aktivace aFRR

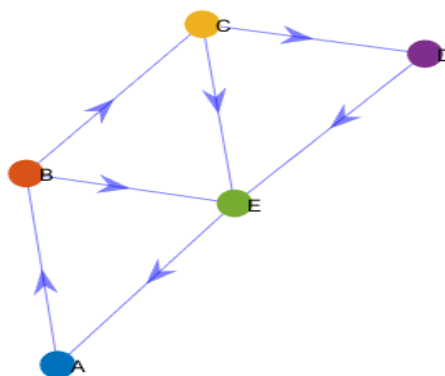
Ve výše popsaném teoretickém příkladu spolupráce byla uvažována pouze aktivace aFRR+. Ve skutečnosti ale TSO poptávají i aktivaci záloh v opačném směru. Avšak způsob, jakým dochází na základě AOF ke tvorbě korekčních hodnot, je totožný, algoritmus AOF pouze vychází z CMOL pro aktivaci aFRR-. Pokud však některé oblasti poptávají aktivaci v opačných směrech, zohledňuje AOF možnost využití Imbalance netting. Na Obr. č. 37 je zobrazeno stejné schéma spolupráce tří TSO jako v předchozím případě. Jediný rozdíl oproti předchozím scénářům je v poptávce TSO C, která poptává aktivaci aFRR-, tedy -30 MW. Pokud uvažujeme stejně jako ve druhém scénáři s dostupnými přeshraničními kapacitami alespoň ve výši poptávky, došlo by pouze k aktivaci záloh v oblasti TSO A ve výši 30 MW. TSO B a TSO C zasílá totiž AOF korekční hodnotu, na základě které nedochází k aktivaci záloh, ale pouze k výměně odchylek. Náklady TSO A a TSO B jsou tak stejné jako v případě neomezené spolupráce, a to 450 EUR. Pro TSO C daný scénář s využitím IN přináší výnosy ve výši 450 EUR. Celkové náklady aktivace jsou 450 EUR.



Obr. č. 37 Aktivace aFRR s využitím AOF a IN

7.2 Simulace modelových scénářů

Pro testování modelových scénářů bylo nejprve zapotřebí vytvořit model soustavy. Jako předlohu jsem si zvolil model odpovídající propojení sousedních regulačních oblastí s regulační oblastí České republiky. Vytvořil jsem skupinu pěti provozovatelů přenosových soustav a propojil jejich regulační oblasti prostřednictvím virtuálních vedení, viz Obr. č. 38, tak aby upravený model respektoval propojení oblastí a byl způsobilý pro aplikaci optimalizačního algoritmu. V úvodu simulace modelových scénářů je nutné zmínit, že se jedná o fiktivní model, jenž je pouze inspirován propojením konkrétních regulačních oblastí. S ohledem na zjednodušující předpoklady nerespektuje tento model reálné propojení regulačních oblastí.



Obr. č. 38 Model soustavy pro simulaci scénářů

7.2.1 Vstupní data scénářů

Jako zdroj vstupních dat pro vytváření modelových scénářů jsem zvolil portál veřejně dostupných údajů z Transparency Platform. Tato platforma je zřízena asociací ENTSO-E a slouží k centrálnímu sběru a zveřejňování údajů o výrobě, přenosu a spotřebě elektřiny pro celý evropský trh. Konkrétně jsem zaměřil na data ze středy 4. 3. 2020.

Poptávky na aktivaci aFRR

Vstupními údaji modelu jsou hodnoty poptávek jednotlivých TSO na aktivaci aFRR včetně směru aktivace. Jelikož v současné době někteří provozovatelé zúčtovávají aFRR v čtvrt hodinových zúčtovacích intervalech a někteří v hodinových zúčtovacích intervalech, rozhodl jsem se tento nesoulad zjednodušit pomocí sjednocení zúčtovacích intervalů na jednu hodinu pro všechny TSO. Čtvrt hodinové zúčtovací intervaly jsem dle odpovídající hodiny sečetl dle vzorce tak, aby hodnota zahrnovala požadavky na záporné tak kladné zálohy. Zároveň byl při tvorbě poptávek zaveden zjednodušující předpoklad, dle kterého je v rámci celé hodiny aktivace aFRR stejná. Výsledná hodnota pak odpovídala požadavku na aktivaci aFRR v dané hodině.

$$D_{aFRR\pm i} = \sum_{k=1}^4 D_{aFRR+i,k} + \sum_{k=1}^4 D_{aFRR-i,k} \quad (7.1)$$

Kde

$D_{aFRR+i,k}$ je poptávka na aktivace aFRR v kladném směru v k-té čtvrt hodině i-té hodiny

$D_{aFRR-i,k}$ je poptávka na aktivace aFRR v záporném směru v k-té čtvrt hodině i-té hodiny

$D_{aFRR\pm i}$ je poptávka a na aktivace aFRR v i-té hodině.

Výsledné seznamy poptávek aFRR pro všechny uvažované provozovatele přenosových soustav jsou uvedeny v Tab. č. 12. Tabulka obsahuje celkem dvacet čtyři hodinových intervalů zvolené pracovního dne středy 4. 3. 2020. Celkem tedy provádím dvacet čtyři hodinových optimalizačních cyklů, kde u každého cyklu dochází k aktivaci záloh pro aFRP dle AOF.

interval	A	B	C	D	E
00:00 - 01:00	-2	13	190	-1	-75
01:00 - 02:00	-4	-100	252	-15	-51
02:00 - 03:00	2	50	73	11	-5
03:00 - 04:00	-2	-186	-63	-8	1
04:00 - 05:00	0	-58	-19	-1	-15
05:00 - 06:00	13	-37	-124	-4	1
06:00 - 07:00	-13	-152	71	-3	2
07:00 - 08:00	-3	-67	199	13	12
08:00 - 09:00	8	103	226	4	-28
09:00 - 10:00	25	-243	250	6	-68
10:00 - 11:00	-17	-214	-60	10	-87
11:00 - 12:00	1	42	-261	5	-33
12:00 - 13:00	11	65	-345	4	-115
13:00 - 14:00	57	235	-72	9	-146
14:00 - 15:00	3	83	-76	7	-20
15:00 - 16:00	40	311	30	9	25
16:00 - 17:00	-15	-115	75	9	-5
17:00 - 18:00	-90	-289	159	2	-60
18:00 - 19:00	-33	148	129	26	59
19:00 - 20:00	24	163	12	16	70
20:00 - 21:00	1	37	89	5	-12
21:00 - 22:00	-19	24	262	-18	-62
22:00 - 23:00	-26	-128	-25	-22	-26
23:00 - 00:00	-50	-300	-96	-12	1

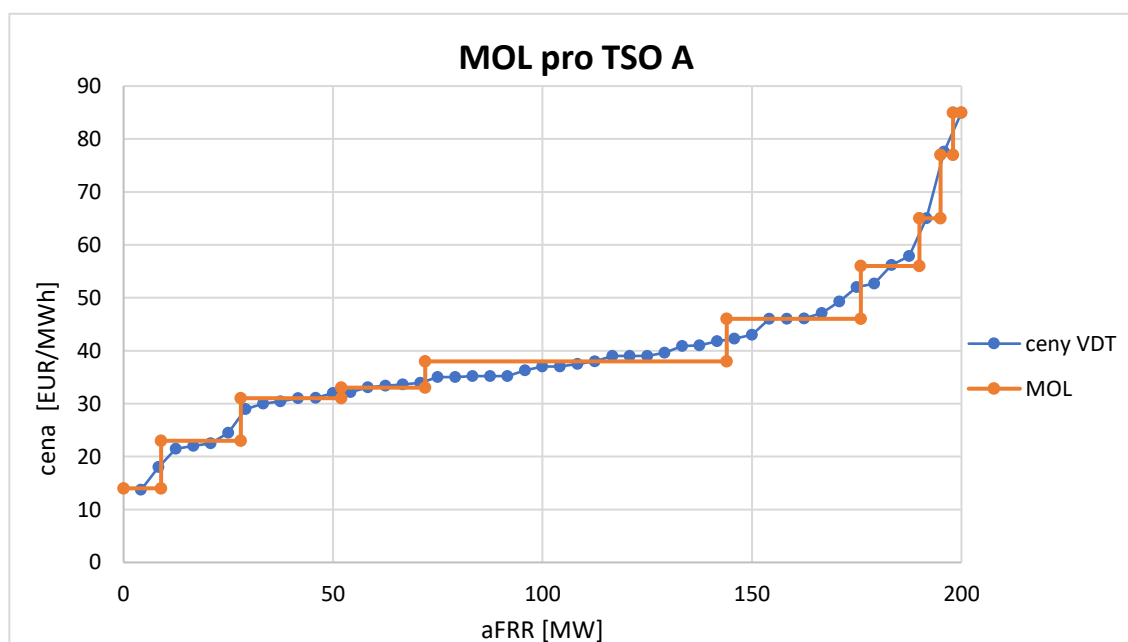
Tab. č. 12 Seznamy poptávek aFRR pro všechny uvažované TSO [32]

Žebříčky nabídkových cen

Dalším vstupem modelu jsou žebříčky nabídek aFRR v jednotlivých regulačních oblastech, a to jak pro aktivaci záloh v záporném, tak v kladném směru. Pro jednoznačné zpracování výsledků a

porovnání jednotlivých variant byl zvolen předpoklad dostatečného objemu nabídek záloh. Tak aby u žádného z modelových scénářů, ani při variantě bez spolupráce, nemohlo dojít k neuspokojení poptávky aFRR. Celkový objem jednotlivých MOL jsem stanovil na základě dat z výše zmiňovaného zdroje Transparency Platform tak, aby žebříček respektoval celkový objem nabídek poskytovaných z momentálně dostupných záloh všech států.

Vzhledem k absenci přesných údajů o veškerých nabídkách, co se týče objemu nabízené zálohy a příslušné ceny, které jsou pro vytvoření MOL nutné, nebylo skutečné žebříčky možné vytvořit. Rozhodl jsem se tedy pro ocenění nabídek využít data o cenách elektřiny na vnitrodenním trhu každé ze zvolených regulačních oblastí, jelikož ceny elektřiny na vnitrodenním trhu odrážejí situace v jednotlivých oblastech. Pro vytvoření cenových křivek jsem bral v potaz údaje o cenách nabídek pro všechny hodiny uvažovaného dne. Na základě těchto dat jsem vytvořil cenovou křivku, které jsem přiřadil odpovídající objem nabídek aFRR. Vytvořenou křivku jsem rozdělil do deseti nabídek tak, aby na základě ceny a objemu výsledný MOL respektoval křivku z cen na vnitrodenním trhu. Na Obr. č. 39 je zobrazen graf znázorňující žebříček nabídek aFRR pro TSO A. Celkový dostupný objem záloh pro aFRP daného TSO A je 200 MW. Ceny na vnitrodenním trhu příslušné regulační oblasti se pohybovaly od přibližně 14 do 85 EUR/MWh. Z obrázku je patrné, že největší část objemu je přidělena nabídce ve středu cenového intervalu, okolo 40 EUR/MWh. Naopak čím blíže je cena nabídek krajním bodům cenového intervalu, tím jsou objemy nabídek menší.



Obr. č. 39 Grafické znázornění tvorby MOL pro TSO A

Stejným způsobem, jako pro provozovatele TSO A, jsem vytvořil MOL pro všechny uvažované provozovatele přenosových soustav. Přehled jednotlivých MOL, které slouží jako vstup optimalizační funkce, je zobrazen v Tab. č. 13. Ceny nabídek se pohybují od 1 EUR/MWh až

do 90 EUR/MWh. Celkový objem nabídek aFRR v daném simulačním modelu představuje 3208 MW. Rozložení objemu nabídek a ceny jsou u většiny žebříčků odlišné. Levnější nabídky začínající od jednotek EUR za MWh jsou nabízeny v oblastech TSO B a TSO E. Naopak nejdražší regulační oblastí z hlediska cen nabídek je TSO C, kde je nejlevnější nabídka aFRR ohodnocena cenou 36 EUR/MWh. Rozdílný je i celkový objem MOL. Nejobjemnější je MOL pro TSO B, jehož celkový objem nabídek aFRR je 2000 MW. Naopak nejmenší objem je v regulační oblasti TSO D, a to celkem 125 MW. Objem zbylých MOL se pohybuje v rozmezí stovek MW.

A		B		C		D		E	
Cena	aFRR	Cena	aFRR	Cena	aFRR	Cena	aFRR	Cena	aFRR
[EUR/MWh]	[MW]	[EUR/MWh]	[MW]	[EUR/MWh]	[MW]	[EUR/MWh]	[MW]	[EUR/MWh]	[MW]
14	9	1	40	36	26	27	27	5	7
23	19	7	140	39	90	35	6	21	42
31	24	18	160	43	89	37	18	30	77
33	20	25	160	45	81	40	23	36	49
38	72	29	400	47	34	44	12	43	63
46	32	35	360	50	34	47	12	45	35
56	14	47	410	54	116	48	12	49	35
65	5	55	160	65	36	51	6	58	28
77	3	64	120	72	20	67	6	80	7
85	2	90	50	75	7	72	3	88	7
Celkem	200	Celkem	2000	Celkem	533	Celkem	125	Celkem	350

Tab. č. 13 Přehled použitých MOL pro všechny uvažované TSO [33–36]

Jelikož všechny uvedené MOL byly vytvářeny na základě cen z vnitrodenního trhu během celého uvažovaného časového období, jsou tyto MOL používány pro všech dvacet čtyři optimalizačních cyklů. Uvedené MOL jsou pro aktivace aFRR+. Vzhledem k nedostatku údajů o cenách nabídek pro aktivaci záloh, jsem se rozhodl v modelu použít stejné MOL pro aktivaci aFRR-.

Přeshraniční kapacity

V neposlední řadě je vstupním údajem modelu hodnota dostupné obchodní přeshraniční kapacity, kterou je možné využít pro obchodování aFRR v daných směrech. Pro simulační model jsem zvolil hodnoty přeshraničních kapacit dostupných v rámci vnitrodenního trhu. Vycházel jsem z údajů dostupných na Transparency Platform. Obchodování uvažovaných přeshraničních kapacit se liší v délce obchodního intervalu a ve způsobu alokace. Například provozovatel polské přenosové soustavy nerozlišuje přeshraniční kapacity mezi jednotlivými státy, ale uvádí pouze agregované dostupné kapacity pro trojici států Německo, Slovensko, Česko. Avšak provozovatelé české a slovenské přenosové soustavy dostupné hodnoty přeshraničních kapacit pro polského provozovatele uvádějí. Na základě těchto údajů jsem pak byl schopen hodnotu pro přeshraniční kapacitu mezi německou a polskou soustavou dopočítat. Pro zjednodušení modelových scénářů jsem se rozhodl zvolit fixní hodnotu pro jednotlivé přeshraniční kapacity pro všechny optimalizační cykly. Fixní hodnotu pro jednotlivé přeshraniční profily jsem volil jako zaokrouhlenou průměrnou hodnotu dostupných přeshraničních kapacit zvoleného časového období.

V následující Tab. č. 14 je zobrazena matice dostupných přeshraničních kapacit mezi soustavami v daných směrech spolupráce. Z tabulky kapacit je patrné, že kromě oblastí, kde neexistuje fyzické propojení, jsou nulové přeshraniční kapacity alokovány i na virtuální propojení, kde fyzické propojení existuje. Tato hodnota respektuje nedostupné přeshraniční kapacity v daném směru spolupráce mezi regulačními oblastmi v daném období. Dále mezi regulačními oblastmi A a B, je vzhledem k uvažované spolupráci o výměně záloh pro aFRP nastavena neomezená přenosová kapacita.

	A	B	C	D	E
A	x	9999	0	0	1050
B	9999	x	50	0	2250
C	0	0	x	50	350
D	0	0	0	x	2200
E	650	1800	50	850	x

Tab. č. 14 Matice dostupných přeshraničních kapacit [MW] pro simulaci AOF [32]

7.2.2 Varianty spolupráce pro modelové scénáře

Pro srovnání výsledků a dopadů spolupráce v rámci aFRR-platformy jsem zvolil tři varianty spolupráce provozovatelů přenosových soustav. První varianta reprezentuje stav před spuštěním aFRR-platformy, tedy situaci, kdy nedochází ke spolupráci žádných z uvažovaných TSO. Veškeré nabídky záloh pro aFRP slouží tak pouze pro aktivace v regulační oblasti, kde se poskytovatel nachází. Tato varianta je v modelu zavedena za pomoci nulových dostupných přeshraničních kapacit mezi všemi regulačními oblastmi.

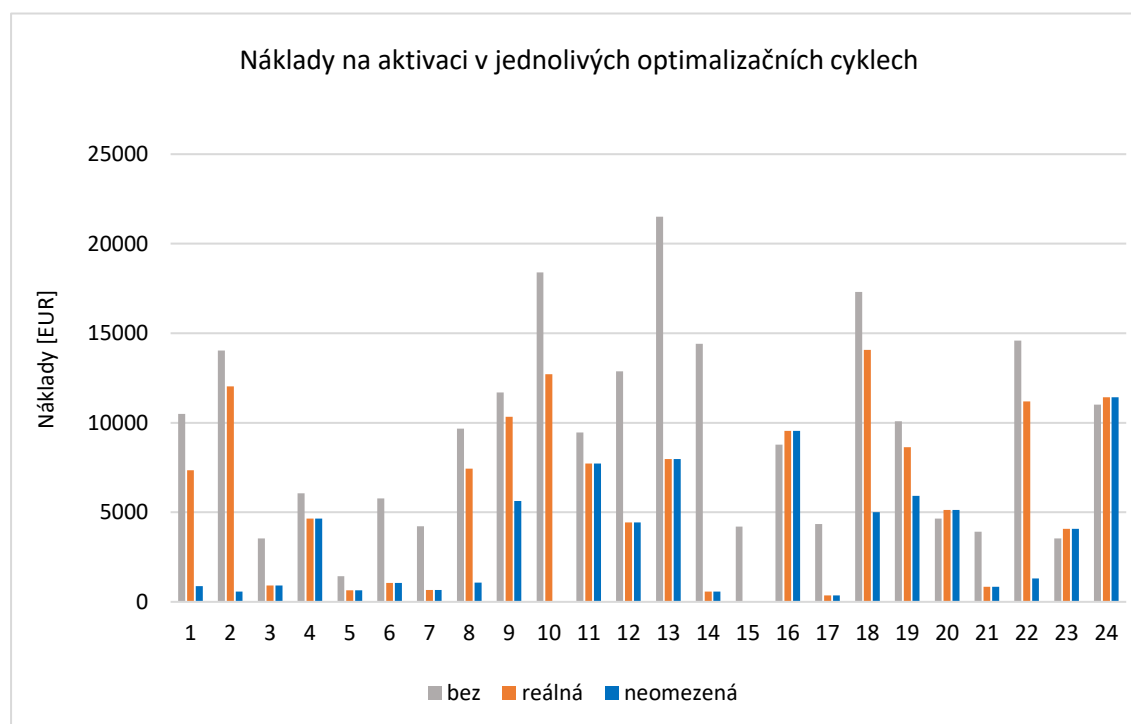
Druhou zvolenou variantou je spolupráce založená přímo na reálných hodnotách přeshraničních kapacit dostupných pro spolupráci mezi provozovateli přenosových soustav. Zvolené předpoklady a data pro tuto variantu byly probrány v rámci diskuze vstupních hodnot a matice dostupných přeshraničních kapacit je zobrazena v Tab. č. 14.

Poslední uvažovanou variantou je varianta neomezené spolupráce. V této variantě není spolupráce mezi provozovateli přenosových soustav omezena dostupnými přeshraničními kapacitami. Dostupné přeshraniční kapacity mezi všemi regulačními oblastmi umožňují spolupráci ve výši součtu všech poptávek v rámci jedné hodiny. Tak aby mohlo dojít k aktivaci nabídek potřebného objemu pouze u jednoho TSO.

7.3 Vyhodnocení vlivu aktivace aFRR na náklady TSO

Výstupem simulací na daném modelu jsou marginální ceny pro jednotlivé regulační oblasti, za kterých dochází k aktivaci požadovaného objemu záloh pro aFRP. Z těchto hodnot, za zjednodušujícího předpokladu stejného aktivovaného objemu aFRR po celou dobu hodinového optimalizačního cyklu, vycházejí náklady na aktivaci záloh.

Na Obr. č. 40 níže je zobrazeno porovnání všech optimalizačních cyklů v závislosti na scénáři možné spolupráce mezi provozovateli přenosových soustav. Současná podoba spolupráce je v grafu označena šedou barvou a představuje variantu bez spolupráce. Tento scénář je považován za jakousi nulovou variantu, vůči které jsou zbylé dva scénáře spolupráce porovnávány.



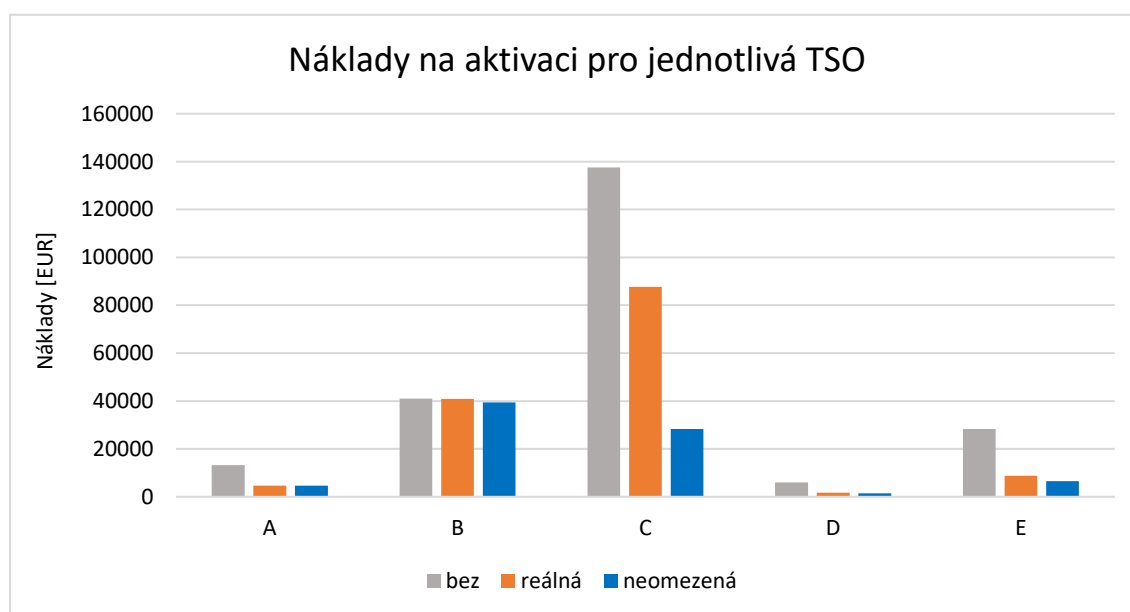
Obr. č. 40 Náklady na aktivaci v jednotlivých optimalizačních cyklech

Ve větší části simulovaných optimalizačních cyklů dochází k razantnímu snížení nákladů na aktivaci záloh jak u reálného scénáře, který je v grafu vyznačen oranžovou barvou, tak u scénáře s neomezenou spoluprací, který je vyznačen modře. Průměrné snížení nákladů u varianty reálného scénáře je přibližně 45 %. U scénáře s neomezenou spoluprací dochází průměrně ke snížení nákladů až o 70 %. Z toho vyplývá, že při větším množství dostupných přeshraničních kapacit pro spolupráci dochází v důsledku snížení marginální ceny i ke snížení nákladů. Důvodem snížení celkových nákladů u těchto scénářů je změna marginální ceny prostřednictvím aktivace záloh dle CMOL a využití IN. Celkově tak ve většině případů dochází k aktivaci menšího objemu záloh, než u varianty bez spolupráce. Ideální příklad využití Imbalance netting je vidět u patnáctého

optimalizačního cyklu kdy, jak při využití reálné, tak i neomezené spolupráce, dojde k poklesu celkových nákladů aktivace aFRR na nulu.

Důležité je však zmínit, že optimalizace aktivace aFRR nezohledňuje pouze náklady na aktivaci, respektive marginální cenu. Mezi optimalizační kritéria patří i minimalizace aktivace záloh, respektive využití IN, váha tohoto kritéria je větší než minimalizace nákladů, viz kapitola 4.2.2. Z toho důvodu pak při volných přeshraničních kapacitách dochází ke spolupráci regulační soustav a k případné další aktivaci záloh s nižší marginální cenou. V důsledku spolupráce tak jmenovitě u optimalizační cyklů 16, 20, 23 a 24 převyšují náklady aktivace při scénářích s reálnou a neomezenou spoluprací celkové náklady bez spolupráce. Díky tomu, že v levné oblasti je v důsledku spolupráce aktivován větší objem nabídek, dojde k akceptování nabídky s vyšší marginální cenou, než je cena odpovídající scénáři bez spolupráce. V důsledku tak dochází ke zvýšení marginální ceny této oblasti a ke snížení marginální cen ostatních regulačních oblastí. Objem záloh, který dané regulační oblasti tak postačil na pokrytí její poptávky, je taktéž ohodnocen marginální cenou danou nejvyšší akceptovanou nabídkou.

Celkové náklady na aktivaci v jednotlivých optimalizačních cyklech se tak odvíjejí od marginální ceny konkrétních regulačních oblastí a poptávky aFRR. Porovnání změn nákladů na aktivaci aFRR pro jednotlivé TSO v závislosti na uvažovaném scénáři spolupráce je zobrazeno na Obr. č. 41. Celkové náklady všech TSO při obou variantách oproti současnému stavu bez spolupráce klesají. Pokles nákladů se odvíjí především od MOL dané regulační oblasti.



Obr. č. 41 Náklady na aktivaci pro jednotlivá TSO

V regulační oblasti A celkové náklady na aktivaci aFRR klesají v obou případech uvažované spolupráce téměř totožně. Obě varianty spolupráce přináší snížení o 65 % původních celkových nákladů na aktivaci. Kupodivu náklady na aktivaci při reálném scénáři jsou v této regulační oblasti

nižší než náklady u neomezené spolupráce. Důvodem je nižší marginální cena při reálném scénáři, která vychází z neomezené přeshraničních kapacit pro spolupráci s TSO B.

V regulační oblasti B je pokles oproti současné situaci vzhledem k poklesům nákladů ostatní regulační oblastí minimální. Celkové náklady regulační oblasti klesají v případě reálného scénáře o méně než půl procenta. V případě scénáře s neomezenou spoluprací dochází k poklesu celkových nákladů TSO B o 4 %. Důvod malého poklesu je stejný jako důvody u vyšších celkových nákladů v optimalizačních cyklech 16, 20, 23 a 24. Díky spolupráci a využití CMOL dochází k aktivaci většího objemu záloh v dané oblasti. Tím dochází k akceptování nabídek s vyšší cenou než u varianty bez spolupráce, a tedy celkové náklady na aktivaci záloh ve výši poptávky dané oblasti rostou.

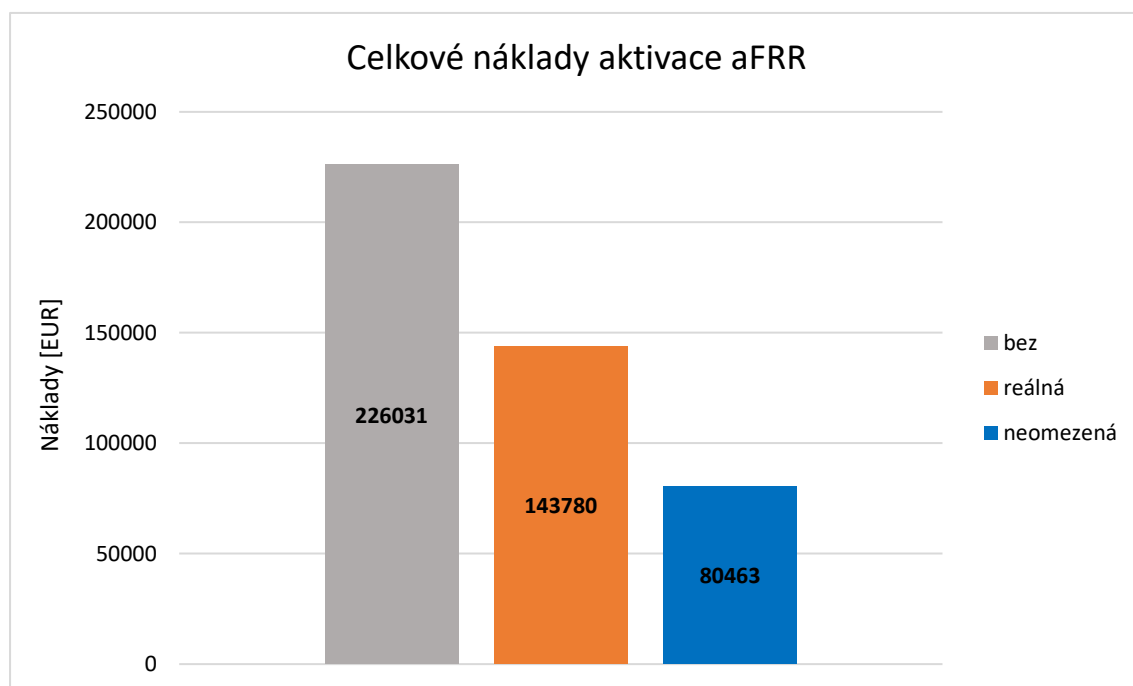
Největší pokles z hlediska změny nákladů je patrný u regulační oblasti TSO C. Celkové náklady TSO C klesnou z přibližně 140 tis. EUR při reálné spolupráci s ostatními TSO na téměř 88 tis. EUR, což představuje pokles o více než 35 %. V případě scénáře s neomezenou spoluprací by došlo k poklesu až o 80 % původních nákladů, a to na přibližně 28 tis. EUR. Popsané markantní snížení nákladů vychází z velkého objemu poptávek aFRR a cen nabídek v MOL daného TSO. Díky spolupráci je tak TSO C schopné snížit razantně své náklady na aktivaci záloh, jelikož neaktivuje své nabídky aFRR, které jsou ve srovnání s ostatními oblastmi drahé.

Dalším TSO, které bylo v modelu spolupráce uvažované, je TSO D. Vzhledem k měřítku, které bylo pro porovnání změn nákladů jednotlivých TSO v grafu použito, není na první pohled jasně zřetelné, k jak velkému poklesu dochází. Celkové náklady 5940 EUR při scénáři bez spolupráce jsou oproti výše popsaným nákladům TSO C téměř zanedbatelné. Avšak i tento provozovatel přenosové soustavy těží ze spolupráce se sousedními regulačními oblastmi. Oproti současnosti dochází při uvažování reálné spolupráce k poklesu nákladů na 1707 EUR, což představuje pokles o necelých 72 %. Podobný pokles přináší i scénář s neomezenou spoluprací, a to o téměř 75 %. Celkové náklady se poté sníží na 1463 EUR.

V neposlední řadě i u TSO E dochází k poklesu celkových nákladů. TSO E za pomoci reálné spolupráce snižuje své náklady oproti současné situaci o přibližně 69 %, z původních 28 tis. EUR na necelých 9 tis. EUR. Při neomezené spolupráci dochází k poklesu dokonce o téměř 77 %, a to na 6,5 tis. EUR. TSO E tak těží ze svého postavení v rámci simulačního modelu a velkých dostupných přeshraničních kapacit v obou směrech. Za pomoci IN a aktivace nabídek v jiných regulačních oblastech je TSO E schopné razantně snížit své náklady.

Pokud tedy porovnáme celkové náklady na aktivaci pro jednotlivé scénáře spolupráce, Obr. č. 42, je na první pohled jasně vidět přínos dané spolupráce z hlediska snížení nákladů na aktivaci záloh. Oproti scénáři bez spolupráce dochází při reálné spolupráci k poklesu celkových nákladů regulační oblasti o více než třetinu, z původní hodnoty 226 tis. EUR poklesnou celkové náklady na téměř

144 tis. EUR. Pokud by spolupráce nebyla omezená dostupnými přeshraničními kapacitami, poklesly by celkové náklady aktivace o 65 %, což znamená, že celkové náklady při neomezené spolupráci klesají o více než polovinu nákladů scénáře bez spolupráce, a to na hodnotu 80 tis. EUR.

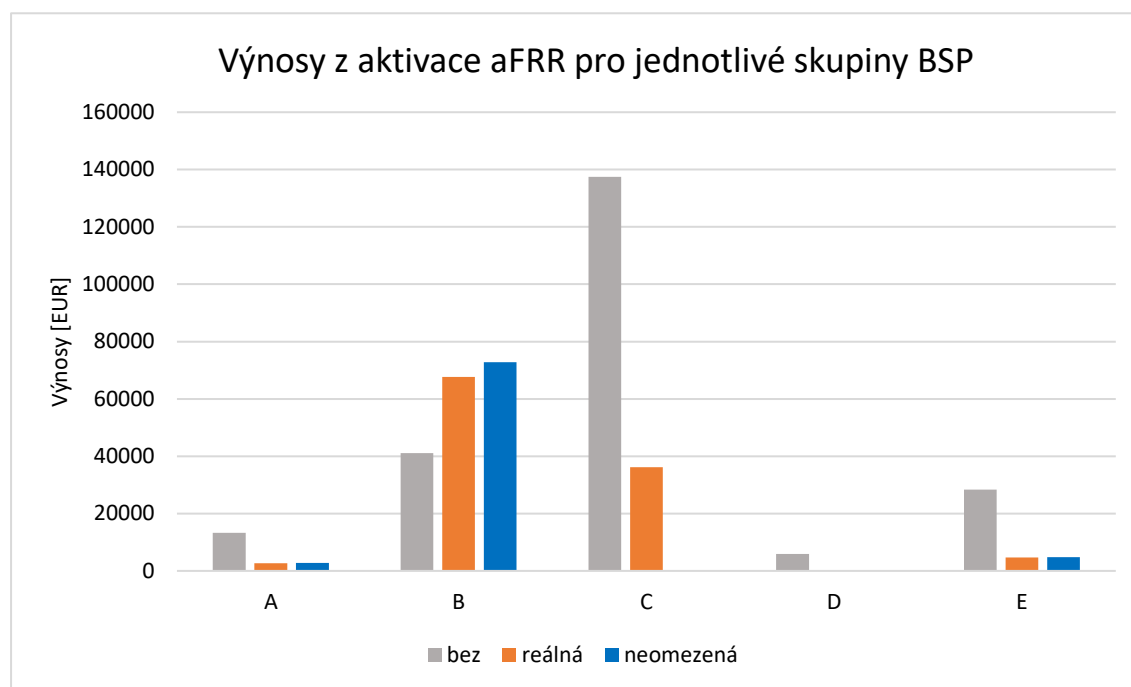


Obr. č. 42 Celkové náklady na aktivaci aFRR

V závěru vyhodnocení vlivu aktivace za pomoci AOF na celkové náklady TSO je zapotřebí zmínit, že daný simulační model zohledňuje pouze část celé oblasti, v rámci které bude docházet k optimalizaci aFRR. Avšak pro ověření přínosů dané spolupráce je tato varianta modelu dostačující. Výsledky dané aktivace jakožto celkové i jednotlivé náklady slouží pro ověření správnosti principu fungování AOF a přínosu daného způsobu aktivace. Přínosy spolupráce zároveň potvrzují správnost volby konkrétního způsobu aktivace záloh prostřednictvím aFRR-platformy. Spuštění platformy tak dle simulačního modelu povede ke snížení nákladů na aktivaci záloh pro aFRP a tento pokles se promítne na snížení nákladů subjektů zúčtování. Jelikož zúčtovací cena za odchylku slouží částečně i k pokrytí nákladů na aktivovanou regulační energii.

7.4 Vyhodnocení vlivu aktivace aFRR na výnosy BSP

Druhý úhel pohledu z hlediska vyhodnocení aktivace záloh v simulačním modelu je za pomoci výnosů pro poskytovatele aFRR. Výnosy z aktivace záloh se odvíjejí především od marginální ceny, žebříčku dané regulační oblasti a taktéž přeshraničních kapacit. Optimalizace aktivace záloh pro aFRP tak nemusí nutně vést ke snížení výnosů BSP u všech regulačních oblastí. Na Obr. č. 43 níže je zobrazeno porovnání výnosů jednotlivých regulačních oblastí v závislosti na zvoleném scénáři spolupráce.



Obr. č. 43 Výnosy z aktivace pro jednotlivé skupiny BSP

Obdobného poklesu výnosů z aktivace záloh dochází u BSP v regulační oblasti TSO A a TSO E. U regulační oblasti TSO A dochází ke snížení výnosů v případě reálného scénáře o 80 %, z původní částky, 13 tis. EUR, dojde k poklesu výnosů na 2,65 tis. EUR. V případě neomezené spolupráce dochází k téměř totožnému poklesu výnosu o 79 %. Procentuální rozdíl je důsledkem více dostupných přeshraničních kapacit, dochází tak k aktivaci většího objemu nabídek z příslušného MOL.

U TSO E je závislost výnosů na dostupných přeshraničních kapacitách totožná. Při reálném scénáři poklesnou výnosy BSP dokonce o 84 %, z původních 28 tis. EUR na necelých 4,7 tis. EUR. Obdobně jako v regulační oblasti TSO A jsou ze stejného důvodu výnosy při uvažování neomezené spolupráce nepatrně větší než při spolupráci s reálnými kapacitami. Výnosy při neomezené spolupráci tak klesnou na 4,8 tis. EUR, což představuje pokles o 83%.

Odlíšný případ nastává u oblasti TSO B, díky objemnému žebříčku a nízkým cenám nabídek za aktivaci dochází při navázání spolupráce ke vzrůstu výnosu BSP dané regulační oblasti. V případě

reálného scénáře dochází k nárůstu výnosů BSP B o téměř 65 %. Z původní hodnoty 41 tis. EUR dochází ke vzrůstu na hodnotu 67 tis. EUR. U varianty neomezené spolupráce se výnosy zvýší dokonce na hodnotu téměř 73 tis. EUR, což představuje nárůst o 77 % původních výnosů. Důvod nárůstu je větší objem akceptovaných nabídek oproti stavu bez spolupráce. V některých optimalizačních cyklech tak dochází k akceptování nabídek s vyšší cenou, než je marginální cena v dané oblasti bez spolupráce. Tím dochází ke zvýšení marginální ceny dané oblasti a celkově ke zvýšení výnosů z aktivace.

U poslední dvojice BSP z regulačních oblastí TSO C a TSO D dochází k markantnímu poklesu výnosů z aktivace záloh. U BSP D při obou uvažovaných scénářích spolupráce nedochází k aktivaci žádných záloh, tím pádem poskytovatelé neobdrží žádné výnosy z aktivace. Obdobně je tomu u výnosů poskytovatele z regulační oblasti C. Při scénáři s neomezenou spoluprací v důsledku drahých nabídek aFRR v dané oblasti nedochází k aktivaci žádných záloh. Pokud však dostupné přeshraniční kapacity vycházejí z reálného scénáře, není díky velké poptávce možné aktivovat všechny zálohy s nižší cenou z jiných regulačních oblastí z důvodu malého objemu přeshraničních kapacit. Výnosy oproti scénáři bez spolupráce tak klesnou o 74 %, z původních 137 tis. EUR na 36 tis. EUR.

Z přehledu změn výnosů jednotlivých skupin BSP je jasně patrná závislost na složení MOL daných oblastí a dostupných přeshraničních kapacitách. Z vyhodnocení vyplývá, že při zvoleném složení MOL pro simulační model dochází k výraznému snížení výnosů u většiny skupin BSP z důvodu vysokých cen za aktivaci záloh. Markantní snížení výnosů z aktivace může způsobit značné problémy poskytovatelům záloh, pro které jisté výnosy z aktivace v současné době umožňují udržení ekonomické životnosti zařízení. Využití aFRR-platformy motivuje BSP nabízet zálohy za nejnižší cenu tak, aby i při uspokojení poptávky téže regulační oblasti došlo k aktivaci těchto levných záloh v zahraničí.

7.5 Vyhodnocení simulačního modelu

V rámci simulace modelu jsem ověřil fungování optimalizační funkce pro aktivaci záloh aFRP. Ze zjednodušeného modelu s využitím provozních dat je evidentní, že spolupráce regulačních oblastí pomocí platformy má značný potenciál. Díky využití aFRR-platformy se v důsledku přeshraničních výměn odchylek mezi regulačními oblastmi snižuje aktivovaný objem záloh. Dále aktivace záloh prostřednictvím platformy umožňuje provozovatelům přenosových soustav získat přístup ke konkurenčním cenovým nabídkám aFRR z jiných regulačních oblastí. Stejně tak poskytovatelé regulačních záloh získávají možnost nabízet své zálohy všem zúčastněným provozovatelům přenosových soustav. Díky využití AOF dochází k aktivaci záloh postupně dle CMOL a tento způsob aktivace vede ke snížení marginální ceny za aktivaci záloh.

Nižší marginální ceny aktivace záloh představují pro provozovatele přenosových soustav snížení nákladů. Toto snížení se tedy projeví i na zúčtovacích cenách za odchylku a z toho důvodů dochází ke snížení nákladů pro subjekty zúčtování. Pokud je subjekt zúčtování zároveň obchodníkem s elektřinou, mohlo by díky snížení nákladů dojít ke zlevnění tarifů pro koncové spotřebitele.

Z pohledu poskytovatelů záloh nižší marginální ceny znamenají nižší výnosy z aktivace. I přesto, že při využití platformy dochází ke snížení celkového aktivovaného objemu záloh, mohou někteří poskytovatelé své celkové výnosy zvýšit. Poskytovatelé záloh totiž získávají v platformě přístup k poptávkám v okolních regulačních oblastech. Platforma tak motivuje poskytovatele k nabízení aktivace záloh za minimální ceny, tak aby jejich záloha byla prostřednictvím platformy aktivována. Ke zvýšení výnosů však nemůže dojít u všech poskytovatelů. Část poskytovatelů už nabídkovou cenu snížit nemůže, díky platformě nebude docházet k aktivaci jejich záloh. Pokud pro tuto část poskytovatelů tvoří výnosy z aktivace důležitou část rozpočtu, povede spuštění platformy k urychlení odstavování těchto energetických zařízení.

8. Doporučení pro změny legislativy a metody řízení elektrizační soustavy

Jedním z nutných kroků pro úspěšnou implementaci aFRR-platformy je úprava legislativy a změna metod řízení elektrizační soustavy, kterými se řídí provozovatel české přenosové soustavy. Zároveň z doporučení provedených v rámci analýzy změn dostupných regulačních záloh pro aFRP a dopadů na likvidu vyplývají také nutné změny příslušných legislativních rámců. Proto jsem v následující kapitole vytvořil doporučení pro změnu související legislativy, Kodexu PS a interních předpisů společnosti ČEPS.

V Kodexu PS a interních předpisech musí dojít ke změně všech souvislostí se zkrácením doby do plného náběhu na délku odpovídající aFRR-platformě. Pozměněný Kodex PS musí umožnit nejprve přechod na FAT 7,5 a poté na FAT 5.

Dále je zapotřebí pozměnit způsob platby za regulační energii ve všech souvisejících dokumentech. Od doby využívání evropských platforem bude platba za regulační energii stanovena na základě marginálních cen určených platformou. Nutnou změnou tak musí projít způsob zúčtování regulační energie a související cenové rozhodnutí ERÚ.

Posledním doporučením je snížení kodexového minima pro zálohy aFRP, jenž je stanoveno v Kodexu PS. Změna kodexového minima obnáší kromě změny základní definice aFRP i změny požadavků na certifikaci a testování jednotlivých záloh, které se o poskytování služby aFRR ucházejí.

V tabulce, Tab. č. 15, je uveden seznam jednotlivých dokumentů, které je dle mého doporučení nutné změnit. V následující podkapitolách jsou poté popsány konkrétní změny zmíněných dokumentů.

Seznam legislativy	Číslo kapitoly
Kodex PS – část II – Podpůrné služby	8.1
Vyhláška č.408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou	8.2
Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5	8.3
Interní předpisy společnosti ČEPS	8.4

Tab. č. 15 Seznam legislativy doporučené pro změnu

8.1 Kodex PS – část II- Podpůrné služby

Výchozím dokumentem pro všechny služby výkonové rovnováhy, a tedy i pro službu aFRR je Kodex PS a to konkrétně jeho druhá část. Kodex PS je na základě energetického zákona č. 458/2000 Sb. zpracováván provozovatelem přenosové soustavy a schvalován ERÚ. Druhá část Kodexu PS je věnována podpůrným službám. V této části se nachází popis jednotlivých

podpůrných služeb a jsou zde popsány metodiky pro určování objemů PpS pro bezpečný a spolehlivý provoz ES ČR. V druhé části Kodexu PS jsou taktéž stanoveny nutné hodnoty a metody pro certifikační měření a definovány základní podmínky obstarávání PpS. Druhá část kodexu je tak stěžejním dokumentem pro aFRR.

Nutnou změnou musí tedy projít druhá část Kodexu PS v sekci 3.3.1., která je věnovaná popisu definice produktu aFRP. Z obecného hlediska se definice aFRP jako taková měnit nebude. Například poslední věta obecného popisu ve znění, „*Míra využití aFRP je dána algoritmem regulátoru dispečinku ČEPS*“, již nyní umožňuje přechod na využití aFRP dle AOF. Zapotřebí je tedy změnit pouze některé specifikované parametry.

V další části definice, která vymezuje dobu do plného náběhu bude zapotřebí změnit tuto hodnotu dle předpokládaných termínů vycházejících z implementace aFRR-platformy. „*Poskytovatel aFRP musí velikost aFRR+ nebo aFRR- jednotky realizovat určenou rychlostí nejpozději do 10 minut od požadavku.*“, Tedy do začátku roku 2022 se musí doba do plného náběhu zkrátit na 7,5 minut a do 18. 12. 2024 musí být v kodexu přenosové soustavy stanoveno doba do plného náběhu na 5 minut od požadavku. [5]

Poslední doporučení na změnu definice vychází z analýz změn dostupného objemu záloh. Jedná se o snížení minimální hranice 10 MW pro aFRR \pm a tak o umožnění certifikace záloh pro aFRP i na menších zdrojích. S ohledem na implementační rámec pro výměnu regulační energie z aFRR, který stanovuje minimální nabídku regulační energie o 1 MW, je vhodné zavést odpovídající minimální hranici i u regulačních záloh.

Dále v sekcích 3.3.4.1. Určení certifikačních rozsahů a 3.3.4.2 Nabízení aFRR do služeb je stejně jako u definice zapotřebí změny hodnoty doby do plného náběhu dle časového harmonogramu na hodnotu odpovídající aFRR-platformě. Konkrétně se jedná o změnu způsobu testovací podmínky ve znění $aFRR \leq 10 * c [MW; min, MW/min]$, která se v obou sekcích vyskytuje.[5]

Další část navrhovaných změn se týká způsobu platby za regulační energie. Nejprve tedy v druhé části kodexu přenosové soustavy ve třetím odstavci sekce 3.1.4., věnované platbě za regulační energii, je nutné z hlediska správného fungování aFRR-platformy změnit následující.

„*Nabídková cena RE dodané energetickým zařízením aktivací služby aFRP a nabídková cena RE mFRPt v obchodní hodině následující po obchodní hodině, ve které byl vydán pokyn k deaktivaci mFRPt, je rovna ceně stanovené cenovým rozhodnutím ERÚ pro zařízení, které měly v dané obchodní hodině aktivovány pouze aFRP*“. [5]

Cena regulační energie pro zálohy využívané v rámci evropské platformy nebude fixně určovaná cenovým rozhodnutím. Cena této regulační energie bude vycházet z marginálních cen určených

z aktivovaných nabídek aFRR-platfomou. Tím pádem je tedy nutné provést změny i ve vyhlášce o pravidlech trhu s elektřinou.

8.2 Vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou

Ve vyhlášce č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu s elektřinou, v části desáté, týkající se skladby cen předávání údajů, účtování a hrazení regulovaných cen mezi účastníky trhu, je zapotřebí změnit v § 48 odst. 3 písm. l) a m) stanovující cenu za dodávku záporné a kladné regulační energie v Kč/MWh jako položku ostatních regulovaných cen.

Dále v příloze č. 8 vyhlášky č. 408/2015 Sb. způsob zúčtování regulační energie je nutné změnit v odst. 3 znění, „Cena kladné i záporné regulační energie dodané bloky v dané obchodní hodině v rámci aktivace podpůrné služby sekundární regulace se stanoví cenovým rozhodnutím Úřadu.“ Cena kladné i záporné regulační energie bude nově vycházet z marginální ceny kladné či záporné regulační energie z platforem a ne z cenového rozhodnutí regulační úřadu.[32]

8.3 Cenové rozhodnutí regulační úřadu č. 5

V souvislosti s výše zmíněnými změnami zúčtování kladné a záporné regulační energie musí dojít ke změně cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5, které stanovuje ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny. V části o ostatních regulovaných cenách v odstavci (7.8) a (7.9) a (7.10) je definován způsob a ceny účtování do doby připojení k evropské platformě. Od této doby budou z cenového rozhodnutí tyto části vypuštěny. Zúčtovací ceny budou vycházet z metodiky na základě marginálních cen regulační energie z evropských platforem. Přesná metodika znění metodiky je v současné době ve stádiu vývoje. [10]

8.4 Interní předpisy ČEPS

V neposlední řadě je potřeba provést analýzu a úpravu současných interních předpisů společnosti ČEPS tak, aby umožňovaly spolehlivý a bezpečný provoz ES i po spuštění evropských platforem. Interními předpisy jsou myšleny následující provozní instrukce.

- Pravidla pro využívání podpůrných služeb sekundární a terciální regulace v ES ČR
- Provozování e-GCC a IGCC
- Zásady využívání SVR.

Vzhledem k důvěrnosti těchto dokumentů není možné v rámci diplomové práce jejich části publikovat. Rámcově se však jedná o doporučení změn ve stejné směru jako u výše popsanych dokumentů.

9. Závěr

Cílem mé diplomové práce bylo zanalyzovat dopady změn přechodu řízení sekundární regulace-aFRR. V úvodní části práce jsem se nejprve zabíral popisem zajišťování výkonové rovnováhy. Věnoval jsem popisu jednotlivých služeb výkonové rovnováhy, mezi které patří aFRR. V navazující části práce jsem taktéž popsal potřebné objemy jednotlivých záloh SVR. A jakým způsobem dochází k obstarávání potřebných objemů. Doposavad byl potřebný objem z 95 % obstaráván pomocí dlouhodobých kontraktů. Od letošního roku platí povinnost veškerý potřebný objem obstarávat prostřednictvím denního trhu se SVR. Avšak dříve uzavřené dlouhodobé kontrakty se retroaktivně neruší. Objem nutný obstarat prostřednictvím denního trhu se tak bude postupně zvětšovat. Tato změna vedla ke snížení cen nabízených záloh na denním trhu. Avšak oproti cenám, za které byly zálohy dosud obstarávány prostřednictvím dlouhodobých kontraktů, jsou ceny na novém denním trhu stále násobně větší. Změna způsobu obstarávání je ale motivací pro vstup nových poskytovatelů záloh a ceny na denním trhu by tak měly nadále klesat.

Hlavní budoucí změny týkající se aFRR však nevycházejí ze změn způsobu obstarávání, ale z nařízení EBGL, dle kterého musí docházet k výměně regulační energie z aFRR. Pro splnění požadavků nařízení vznikl implementační projekt PICASSO, jehož cílem bylo vytvořit implementační rámec pro aFRR-platformu. Pro spuštění platformy tak nutně musí dojít k harmonizaci aFRR, neboli ke vzniku standardního produktu regulační energie. Oproti současné podobě aFRR je nejvýznamnější změnou zkrácení doby do plného náběhu, a to z 10, nejprve na 7,5 a poté na 5 minut. Druhou významnou změnou je přechod z aktivace Pro-rata na MOL a s tím související změna stanovení ceny regulační energie. aFRR-platforma totiž pro aktivaci bude využívat optimalizační funkci, založenou na společném žebříčku nabídkových cen, který je složen z MOL jednotlivých regulačních oblastí. Cena regulační energie tak bude vycházet z marginálních cen z aFRR-platformy.

V analýze dostupných regulačních záloh jsem se zaměřil na dopady v souvislosti se zkrácením doby do plného náběhu. Nejprve jsem provedl analýzu současného certifikovaného objemu záloh z hlediska používaných technologií a rychlostí najíždění. Z analýzy tak vyplývá, že ze současného dostupného objemu 1750 MW, je 80 % certifikováno na uhelných zdrojích. A rychlosti najíždění záloh se pohybují okolo hranice minimální rychlosti najíždění stanovené Kodexem PS. Následně jsem se po analýze současné podoby záloh zaměřil na dopady předpokládaného scénáře změny dostupného regulačního objemu do roku 2025. Kromě zmíněného scénáře vycházejícího ze zkrácení doby do plného náběhu bylo předpokládáno i s odstavováním energetických zařízení, na kterých jsou zálohy poskytovány. Celkově by dle předpokládaného scénáře odstavování a změny doby do plného náběhu na FAT 5 došlo ke snížení objemu záloh na 791 MW, což představuje 44 % současného dostupného objemu. Tato změna dostupného regulačního objemu tak bude mít zásadní

dopad na likviditu trhu s aFRR. Z dostupného regulačního objemu je zapotřebí obstarat přibližně 700 MW záloh pro aFRP. Při předpokládaném scénáři v roce 2025 by tak bylo zapotřebí obstarat téměř veškerý certifikovaný objem záloh. Avšak vzhledem k sezonním odstávkám dosahuje celkový dostupný objem záloh v průběhu roku menší hodnoty než je hodnota certifikovaného objemu. Z toho důvodu by tak, bez rozvoje trhu s aFRR, nebylo možné potřebný objem záloh z dostupného objemu obstarat.

Doporučení pro zamezení dopadů na likviditu trhu je snížení kodexového minima, které umožní vstup nových poskytovatelů a navýšení dostupného objemu regulačních záloh pro aFRP. Druhou možností je navázání spolupráce pro výměnu regulačních záloh, která může vést ke snížení objemu obstarávaného z regulačních záloh v české přenosové soustavě. Při výměně záloh v maximální výši 50 % stanové nařízením SOGL, by pak bylo zapotřebí obstarat z budoucího dostupného objemu regulačních záloh stejnou část jako v současnosti.

Druhou praktickou částí práce, bylo ověření principu fungování a přínosů aktivace aFRR za pomoci AOF. Na výstupech simulačního modelu jsem nejprve na jednoduchém teoretickém příkladu odvodil základní principy fungování aktivace a následně na fiktivním modelu spolupráce české přenosové soustavy s ostatními regulačními oblastmi popsal možné přínosy. Přínosy spolupráce jsem porovnával v závislosti na scénářích dostupných přenosových kapacitách mezi oblastmi. Oproti situaci bez spolupráce především díky Imbalance netting a aktivaci dle marginálních cen se náklady na aktivaci aFRR snížily o třetinu. Pokud by aktivace nebyla omezena přeshraničními kapacitami, došlo by ke snížení dokonce o přibližně 65 %. Jelikož optimalizace aktivace vede ke snížení nákladů, dochází tedy i ke snížení nákladů subjektů zúčtování. Druhý úhel pohledu je ze strany poskytovatelů záloh. Díky optimalizaci dochází celkově ke snížení výnosů BSP. Využití AOF pro aktivaci aFRR celkově vede k aktivaci levných záloh, poskytovatelé jsou tak nuceni nabízet zálohy k aktivaci za minimální ceny. Nízké ceny umožňují aktivaci záloh i v případě uspokojení lokální poptávky pro jiné regulační oblasti.

Pokud tedy dojde k harmonizaci aFRR a spuštění příslušné platformy mohlo by dojít k dřívějšímu odstavování zdrojů, než bylo ve scénářích předpokládáno. Například teplárny mohou přijít až o veškeré výnosy z aktivace záloh během mimosezonního provozu a byly by tak nuceny ukončit provoz úplně. V takovém případě by bylo zapotřebí přijmout doporučená opatření pro zamezení dopadů na likviditu trhu. Pro obstarání potřebného objemu by tak bylo nutné navýšit dostupný objem regulačních záloh a využít jeho importu za pomoci výměny záloh ze sousedních regulačních oblastí. Otázkou zůstává, zda by k podobnému vývoji jako v elektrizační soustavě České republiky nemohlo dojít i v okolních státech. Například v sousedním Polsku či Slovensku tvoří uhelné zdroje také značnou část energetického mixu. Celkově by tak mohlo dojít k nedostatku regulačních záloh v celé centrální a východní Evropě. S ohledem na obdobný vývoj v sousedních státech by nebylo možné spoléhat pouze na import regulačních záloh a snížení kodexového minima. Zapotřebí by

bylo prozkoumat i další možnosti navýšení dostupného objemu regulačních záloh. Jednou z případných možností by mohla být podpora modernizace zdrojů za pomoci bateriových uložišť, a tak zmírnění dopadů zkrácení doby do plného náběhu, či motivovat doposud necertifikované energetické zařízení k zájmu o poskytování regulačních záloh.

Závěrečným výstupem diplomové práce jsou doporučení pro změnu legislativy a metod řízení elektrizační soustavy. Většina doporučení vychází ze změn nutných pro správné fungování aFRR-platformy. Je tedy zapotřebí změnit veškeré parametry aFRR uvedené v definicích v Kodexu PS dle aFRRIF, především dobu do plného náběhu. Druhá kategorie doporučení pro změnu vychází ze způsobu aktivace záloh. Díky přechodu na CMOL je zapotřebí změnit způsob platby za regulační energii, jejíž cena bude vycházet z marginální ceny určené platformou. V důsledku je tak nutné změnit jak Kodex PS, tak vyhlášku o Pravidlech trhu s elektřinou a odpovídající cenové rozhodnutí ERÚ, dle kterých byla platba za regulační energii doposavad regulována. Posledním bodem doporučení je snížení kodexového minima na hranici odpovídající minimální nabídce regulační energie, která vychází z aFRRIF, tato změna umožní vstup nových poskytovatelů záloh.

10. Seznam použité literatury

- [1] ČEPS, a.s. *Profil společnosti* [online]. 2017 [vid. 2019-11-12]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/ke-stazeni>
- [2] KOLEKTIV AUTORŮ. *Úvod do liberalizované energetiky-Trh s elektřinou* [online]. 2. vyd. Prague: Asociace energetických manažerů, 2016. ISBN 978-80-260-9212-4. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/kniha-trh-s-elektrinou.pdf>
- [3] ČEPS, a.s. *Systémové služby* [online]. [vid. 2019-03-17]. Dostupné z: <https://ceps.cz/cs/systemove-sluzby>
- [4] ČEPS, a.s. *Podpůrné služby* [online]. [vid. 2019-03-17]. Dostupné z: <https://ceps.cz/cs/podpurne-sluzby>
- [5] ČEPS, a.s. *Kodex Přenosové soustavy-část II- Podpůrné služby* [online]. 2020. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>
- [6] ČEPS, a.s. *Kodex Přenosové soustavy-část II- Podpůrné služby* [online]. 2019. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>
- [7] ČEPS, a.s. *Imbalance netting* [online]. [vid. 2019-05-09]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/imbalance-netting-2>
- [8] *Stakeholder document for the principles of IGCC* [online]. 2016 [vid. 2019-11-07]. Dostupné z: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network codes documents/Implementation/IGCC/20161020_IGCC_Stakeholder_document.pdf
- [9] ČEPS, A.s. *Certifikace PpS* [online]. [vid. 2020-03-30]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/certifikace>
- [10] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5/2019 ze dne 26. listopadu 2019, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny* [online]. 2019 [vid. 2019-09-25]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/5228943/ERV8_2019.pdf/a5385f13-b36f-487a-8783-6c46cb01a9ca
- [11] ČEPS, A.s. *Obstarávání SVR* [online]. [vid. 2020-04-03]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/obstaravani-svr>
- [12] ČEPS, a.s. *Odůvodnění žádosti o výjimku podle čl. 6 odst. 9 nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou* [online]. 2019 [vid. 2020-04-14]. Dostupné

- z: http://www.eru.cz/documents/10540/5642139/Žádost+o+výjimku+dle+čl.+6+odst.+9+nariadení+%28EU%29+2019_943+-+na+vývės.pdf/63465d95-e00a-4c20-b68c-fb1dbfff032
- [13] *Nařízení Komise (EU) 2017/1485 - ze dne 2. srpna 2017, - kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav* [online]. 2017 [vid. 2019-03-12]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=GA>
- [14] *Nařízení Evropského parlamentu a Rady 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou* [online]. 2019 [vid. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN#d1e1759-54-1>
- [15] KAŠÁK, Martin. Implementace CEP – změny na trhu s elektřinou z pohledu ČEPS [online]. 2019 [vid. 2020-03-29]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/ceps-v-mediich/novinka/implementace-cep-zmeny-na-trhu-s-elektřinou-z-pohledu-ceps>
- [16] *Nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav* [online]. 2017 [vid. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=CS>
- [17] ENTSO-E. *Frequency Containment Reserves-Cooperation* [online]. [vid. 2020-05-06]. Dostupné z: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/
- [18] ENTSO-E. *Consultation Report - FCR Cooperation* [online]. 2017 [vid. 2020-05-06]. Dostupné z: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/#press-releases-and-updates
- [19] APG. *AT-DE aFRR Cooperation Introduction* [online]. 2016 [vid. 2020-05-06]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/mc-documents/balancing_ancillary/161207_BSG_ATDE_aFRR.pdf
- [20] APG. *AFRR-COOPERATION AUSTRIA/GERMANY* [online]. [vid. 2020-05-06]. Dostupné z: <https://www.apg.at/en/markt/netzregelung/sekundaerregelung/Kooperation>
- [21] ČEPS, a.s. *Představení dispečinku společnosti - poskytnuté materiály k prezentaci*. 2019.
- [22] ENTSO-E. *Impact of Merit Order activation of automatic Frequency Restoration Reserves and harmonised Full Activation Times On behalf of ENTSO-E* [online]. 2016, 2(February). Dostupné z: https://www.entsoe.eu/Documents/MC_documents/balancing_ancillary/160229_Report_aFRR_study_merit_order_and_harmonising_FAT_%28vs_1.2%29.pdf
- [23] ENTSOE. *Explanatory Document to All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency*

- restoration reserves with automatic activation in accordance with EBGL* [online]. 2018 [vid. 2019-05-09]. Dostupné z: https://consultations.entsoe.eu/markets/afrr_implementation_framework/supporting_documents/20180426_aFRRIF_Explanatory_document.pdf
- [24] *Consultation on the design of the platform for automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) of PICASSO region* [online]. 2017 [vid. 2019-03-05]. Dostupné z: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network_codes_documents/Implementation/picasso/PICASSO-Consultation_document.pdf
- [25] *Narřízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice* [online]. 2017 [vid. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/ALL/?uri=CELEX:32017R2195>
- [26] ACER. *Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation* [online]. 2020, (January) [vid. 2020-04-01]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/aktuality/novinka/rozhodnuti-agentury-acer-o-zmene-regionalnich-parametru-dlouhodobych-prenosovych-prav-v-regionu-core-ccr>
- [27] ENTSO-E. *PICASSO* [online]. [vid. 2020-05-06]. Dostupné z: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/
- [28] PICASSO. *Consultation on the design of the platform for automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) of PICASSO region* [online]. 2017 [vid. 2019-05-09]. Dostupné z: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network_codes_documents/Implementation/picasso/PICASSO-Consultation_document.pdf
- [29] ENTSO-E. *Explanatory Document to All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with EBGL* [online]. 2018 [vid. 2019-11-08]. Dostupné z: https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-tasks/EBGL/EBGL_A21_181218_ALL_TSOs_proposal_aFRRIF_explanatory_document_for_submission.pdf?Web=0
- [30] SOUČEK, Ondřej a Gallistl VLADAN. *ČEZ se chystá na největší jednorázové odstavení uhelných bloků v historii* [online]. [vid. 2020-04-10]. Dostupné z: <https://www.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/cez-se-chysta-na-nejvetsi-jednorazove-odstaveni-uhelných-bloku-v-historii-1357493>
- [31] ČEPS, a.s. *MAF-CZ-Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040* [online]. 2019

[vid. 2020-04-10]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/tiskove-zpravy/novinka/maf-cz-prinasi-hodnoceni-zdrojove-primerenosti-cr-do-roku-2040>

- [32] *Vyhláška č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou* [online]. [vid. 2019-12-31]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-408/zneni-20170601>

11. Seznam obrázků

Obr. č. 1 Přehled toků elektrické energie [1].....	13
Obr. č. 2 Schéma principu fungování SVR [4].....	18
Obr. č. 3 Schéma Imbalance netting [1].....	21
Obr. č. 4 Schéma procesu certifikace [9].....	23
Obr. č. 5 Schéma fungování řízení aFRR [21].....	30
Obr. č. 6 Řídicí signály aFRR-Setpoints.....	31
Obr. č. 7 Řídicí signály aFRR FAT	32
Obr. č. 8 Porovnání řídicích signálů aFRR	32
Obr. č. 9 Grafické znázornění způsobů aktivace nabídek aFRR [9].....	33
Obr. č. 10 Porovnání FAT v závislosti na způsobu aktivace [22].....	34
Obr. č. 11 Časový harmonogram implementace aFRR-platformy	36
Obr. č. 12 Schéma průběhu odezvy regulační zálohy standardního produktu aFRR.....	37
Obr. č. 13 Přehled členů a pozorovatelů projektu PICASSO [27].....	40
Obr. č. 14 Schéma modelu TSO-TSO.....	41
Obr. č. 15 Schéma tvorby společného žebříčku nabídkových cen.....	42
Obr. č. 16 Schéma AOF pro řízení aFRR [23].....	43
Obr. č. 17 Schéma modelu control demand [23]	44
Obr. č. 18 Schéma modelu control request [29]	44
Obr. č. 19 Průběh reakcí dvou TSO využívají AOF s modelem control demand [29]	45
Obr. č. 20 Průběh reakcí dvou TSO využívají AOF s modelem control request [29]	46
Obr. č. 21 Rozdělení objemu aFRR do kategorií dle technologií	49
Obr. č. 22 Rozdělení objemu aFRR do kategorií dle rychlostí [MW/min].....	50
Obr. č. 23 Porovnání rozdělení objemu aFRR do kategorií z hlediska rychlosti a využívané technologie.....	51
Obr. č. 24 Porovnání objemů záloh pro jednotlivé technologie.....	53
Obr. č. 25 Porovnání dostupného objemu při změně FAT	55
Obr. č. 26 Vývoj instalovaného výkonu v ČR v letech 2016-2040 [31].....	57

Obr. č. 27 Porovnání vlivu odstavení na jednotlivé technologie.....	58
Obr. č. 28 Porovnání rozdělení objemu dle rychlosti před a po odstavení.....	59
Obr. č. 29 Porovnání dopadů scénářů na dostupný objem	60
Obr. č. 30 Porovnání změn dostupného objemu záloh s ročním potřebným objemem.....	62
Obr. č. 31 Porovnání změny potřebného objemu v závislosti na výměně záloh.....	64
Obr. č. 32 Schéma spolupráce jednoduchého teoretického příkladu.....	66
Obr. č. 33 CMOL pro zjednodušený teoretický příklad AOF	67
Obr. č. 34 Aktivace aFRR bez spolupráce.....	68
Obr. č. 35 Aktivace aFRR s využitím AOF s reálnou spoluprací.....	69
Obr. č. 36 Aktivace aFRR s využitím AOF s neomezenou spoluprací	69
Obr. č. 37 Aktivace aFRR s využitím AOF a IN.....	71
Obr. č. 38 Model soustavy pro simulaci scénářů.....	72
Obr. č. 39 Grafické znázornění tvorby MOL pro TSO A.....	74
Obr. č. 40 Náklady na aktivaci v jednotlivých optimalizačních cyklech	77
Obr. č. 41 Náklady na aktivaci pro jednotlivá TSO	78
Obr. č. 42 Celkové náklady na aktivaci aFRR	80
Obr. č. 43 Výnosy z aktivace pro jednotlivé skupiny BSP.....	81

12. Seznam tabulek

Tab. č. 1 Rozdělení podpůrných služeb [4]	16
Tab. č. 2 Názvosloví podpůrných služeb [4]	17
Tab. č. 3 Roční průměrné potřeby FRR [12]	25
Tab. č. 4 Porovnání jednotlivých způsobů obstarávání SVR.....	26
Tab. č. 5 Porovnání cen FRR v závislosti na způsobu obstarávání v roce 2019 [12]	27
Tab. č. 6 Porovnání cen FRR po změně způsobu obstarávání SVR s daty do 21. 2. 2020 [15]	28
Tab. č. 7 Parametry standardního produktu aFRR [26]	39
Tab. č. 8 Žebříčky nabídkových cen aFRR+ pro všechny TSO.....	67
Tab. č. 9 Dostupné přeshraniční kapacity v [MW] pro jednotlivé scénáře spolupráce.....	68
Tab. č. 10 Porovnání nákladů TSO na aktivaci aFRR	70
Tab. č. 11 Porovnání výnosů BSP z aktivace aFRR	71
Tab. č. 12 Seznamy poptávek aFRR pro všechny uvažované TSO [32]	73
Tab. č. 13 Přehled použitých MOL pro všechny uvažované TSO [33–36]	75
Tab. č. 14 Matice dostupných přeshraničních kapacit [MW] pro simulaci AOF [32].....	76
Tab. č. 15 Seznam legislativy doporučené pro změnu.....	84