

České vysoké učení technické v Praze

Fakulta elektrotechnická

Elektrotechnika, energetika a management



Diplomová práce

Návrh turboalternátoru pro poskytování podpůrných
služeb v elektrizační soustavě České republiky

2023

Bc. Jakub Zapletal

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Zapletal** Jméno: **Jakub** Osobní číslo: **474457**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Management energetiky a elektrotechniky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Návrh turboalternátoru pro poskytování podpůrných služeb v elektrizační soustavě České republiky.

Název diplomové práce anglicky:

Design of turbogenerator for the provision of support services in the electric power grid of Czech Republic.

Pokyny pro vypracování:

- 1) Popis a charakteristika poskytování podpůrných služeb v elektrizační soustavě.
- 2) Návrh technického řešení a turboalternátoru pro poskytování podpůrných služeb.
- 3) Technicko – ekonomické vyhodnocení.
- 4) Závěrečná doporučení.

Seznam doporučené literatury:

- 1) ČEPS, a.s.: Kodex přenosové soustavy, Praha, 2022
- 2) KABELLE, R.: Trh s podpůrnými službami, Praha, ČEPS, a.s., 2011
- 3) TLUSTÝ, Josef. Návrh a rozvoj elektroenergetických sítí. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04939-6.
- 4) TOMAN, Petr. Provoz distribučních soustav. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04935-8.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Mgr. Vít Klein, Ph.D. katedra elektroenergetiky FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **17.01.2023**

Termín odevzdání diplomové práce: **26.05.2023**

Platnost zadání diplomové práce: **22.09.2024**

Ing. Mgr. Vít Klein, Ph.D.
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

Čestné prohlášení

Prohlašuji, že jsem zadanou diplomovou práci vypracoval samostatně, a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze, dne 15. května 2023

Bc. Jakub Zapletal

Poděkování

Tímto bych chtěl poděkovat svému vedoucímu práce Ing. Mgr. Vítu Kleinovi, Ph.D., za vedení mé diplomové práce a za uskutečněné konzultace a pomoc při zpracování mé práce.

Dále bych chtěl jmenovat a poděkovat Ing. Marku Adamcovi, Ph.D., a Ing. Ondřeji Mrázovi, oba zaměstnanci Elektrárna Dukovany II, za poskytnuté rady ohledně ekonomických aspektů mé práce, Ing. Janu Nerudovi, ČEZ, a.s., a Ing. Janu Tuškovi, za konzultace ohledně technických aspektů mé práce. V neposlední řadě bych chtěl poděkovat své rodině a kolegům ze zaměstnání za trpělivost a ochotu při zpracovávání mé práce.

Abstrakt

Diplomová práce se zabývá návrhem turboalternátoru a jeho poskytováním pro podpůrné služby v elektrizační soustavě České republiky. Diplomová práce se skládá z několika částí, v první části jsou představeny Podpůrné služby, jejich současná situace a budoucnost. Ve druhé části je uveden technický návrh turboalternátoru s popisem technologie a vstupních a výstupních parametrů.

Ve třetí části se autor zabývá sestavením ekonomického modelu porovnávající možné scénáře poskytování Podpůrných služeb v České republice. Na konci práce je uvedeno závěrečné zhodnocení a doporučení.

Klíčová slova

Podpůrné služby, turboalternátor, energetika, ekonomický model, ekonomické zhodnocení, regulační energie, regulační záloha.

Abstract

This diploma thesis deals with the design of turbogenerator for the provision of support services in the electric power grid of Czech Republic. The diploma thesis consists of several parts, the first part presents the Balancing Services, their current situation and future. The second part presents the technical design of the turbogenerator with a description of the technology and input and output parameters.

In the third part, the author deals with the compilation of an economic model comparing possible scenarios of the provision of Balancing Services in the Czech Republic. At the end of the thesis, a final evaluation and recommendations are given.

Key words

Balancing services, turbogenerator, energy, economic model, economic evaluation, balancing capacity, balancing energy.

OBSAH

1.	Úvod.....	1
2.	Podpůrné a systémové služby.....	2
2.1	Definice systémových služeb	2
2.1.1	Udržování kvality elektřiny	2
2.1.2	Udržování výkonové rovnováhy v reálném čase.....	2
2.1.3	Obnovení provozu	2
2.1.4	Dispečerské řízení	2
2.2	Definice podpůrných služeb	2
2.3	Popis služeb výkonové rovnováhy	3
2.3.1	Zálohy pro automatickou regulaci frekvence (FCR).....	3
2.3.2	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (aFRR).....	3
2.3.3	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (mFRR)	3
2.3.4	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 5 minut (mFRR _s).....	3
2.3.5	Zálohy pro náhradu (RR).....	4
2.4	Popis ostatních podpůrných služeb	4
2.4.1	Sekundární regulace U/Q (SRUQ)	4
2.4.2	Ostrovni provoz (OP)	4
2.4.3	Start ze tmy (BS)	4
2.5	Situace Podpůrných služeb v ČR	5
2.5.1	Současnost a budoucnost.....	5
2.5.2	Green Deal a Fit for 55	8
2.5.3	Budoucnost energetiky v ČR.....	8
2.5.4	Budoucnost Podpůrných služeb	9
2.5.5	Vývoj cen a situace na trhu Podpůrných služeb	12
3.	Pravidla a povinnosti Podpůrných služeb.....	15
3.1	Pravidla a požadavky pro obstarávání Podpůrných služeb	15
3.1.1	Obecná pravidla nákupu PpS.....	15
3.1.2	Organizace nákupu SVR	16
3.2	Povinnosti Poskytovatelů Podpůrných služeb.....	16
3.3	Proces zavedení nového Poskytovatele, nové jednotky	17
3.4	Technické podmínky	18
3.5	Certifikace	18
4.	Návrh Turbogenerátoru	20
4.1	Definice turbogenerátoru.....	20
4.2	Technické řešení.....	23
4.3	Matematické a fyzikální vztahy.....	27

4.4	Manévrovatelnost s výkonem.....	31
4.4.1	Změna výkonu reaktoru.....	32
4.4.2	Převedení vyrobeného tepla přes PSK	33
5.	Ekonomické zhodnocení	35
5.1	Ekonomika jaderných elektráren.....	35
5.2	Přijaté předpoklady a vstupní data	38
5.3	Použité pojmy.....	39
5.3.1	Capital Asset Pricing Model.....	39
5.3.2	Weighted Average Cost of Capital.....	40
5.3.3.	Diskont	41
5.3.4	Net Present Value	41
5.3.5	Inflace.....	42
5.3.6	Levelized Cost of Electricity	42
5.4	Ekonomický model a vstupní data	42
5.5	Citlivostní analýzy.....	50
5.6	Vyhodnocení modelu	57
6.	Závěrečné zhodnocení a doporučení	59
7.	Zdroje	61
8.	Použité zkratky	65
9.	Seznam grafů, obrázku a tabulek.....	68
10.	Přílohy	69

1. Úvod

V současnosti energetika nejen v České republice, ale v celé Evropě, stojí před radikálními změnami spojenými především s dekarbonizací průmyslu a energetiky a s tím spojeným odchodem od emisních paliv. Společně s transformací zdrojů elektrické energie tedy přichází i transformace systémových a podpůrných služeb, které zajišťují stabilitu přenosové sítě a kvalitu elektřiny právě často za pomoci současných zdrojů elektrické energie, které mají být v následujících letech odstaveny a je potřeba za ně nalézt náhradu.

Za tímto cílem vznikla tato diplomová práce, která se má soustředit na návrh nového zdroje elektrické energie, který kromě její výroby bude poskytovat i zmíněné podpůrné služby.

V první kapitole této diplomové práce jsou představeny systémové a podpůrné služby, co představují, za jaký účelem fungují a z jakých služeb se skládají. Dále je poté představen současný stav Podpůrných služeb a jejich budoucnost, která předpovídá možné dopady projektů a plánů jako je evropský Green Deal a Fit for 55 a také plány na integraci Podpůrných služeb v rámci Evropské unie.

V další kapitole jsou krátce představeny pravidla a povinnosti pro Poskytovatele Podpůrných služeb, tak jak je specifikuje jejich provozovatel, přenosová společnost ČEPS, a.s (ČEPS).

V následující kapitole je představen technický návrh turboalternátoru, stejně tak představena tato technologie a vybrán typ elektrárny, na které bude tento turboalternátor umístěn. Jelikož turboalternátor je pouze část výrobního celku a ekonomicky tak musí být vyhodnocován v rámci celku. Jako typ elektrárny byla zvolena jaderná elektrárna a turboalternátor o výkonu 1 095 MW. Tento typ elektrárny byl zvolen z několika důvodů, které jsou popsány v této kapitole, hlavní z nich je, že v následujících letech mají být v České republice postaveny až 4 nové výrobní bloky jaderných elektráren, a tedy do budoucna mají nahradit elektrárny na fosilní paliva a mít až nadpoloviční zastoupení v energetickém mixu České republiky.

V kapitole pojednávají o ekonomickém modelu, je na počátku krátce popsán princip ekonomiky jaderných elektráren, následně jsou popsány vstupní předpoklady a data vstupující do ekonomického modelu, následně jsou popsány a vysvětleny použité pojmy, dále je poté popsán samotný model, scénáře a varianty modelu a výstupy z modelu. Současně s tím byly provedeny citlivostní analýzy testující citlivost jednotlivých parametrů na výsledné hodnocení. Na závěr kapitoly byl ekonomický model zhodnocen.

Závěrečná kapitola práce se věnuje celkovému zhodnocení práce a doporučením autora, jak naložit s výsledky práce a prací jako takovou.

2. Podpůrné a systémové služby

2.1 Definice systémových služeb

Pro pochopení podpůrných služeb je potřeba nejprve představit co jsou to systémové služby. Systémové služby (SyS) jsou zajišťovány v České republice (ČR) společností ČEPS a je díky nim zajištěna kvalita a spolehlivá dodávka na úrovni přenosové soustavy. Kvalita dodávky je blíže definována Kodexem Přenosové soustavy (PS), avšak jedná se o parametry frekvence a napětí. Spolehlivost dodávek je poté myšleno nepřerušitelnost dodávky v odběrných místech z PS. Systémové služby se dělí na 4 části. [1]

2.1.1 Udržování kvality elektřiny

Kritéria pro posouzení kvality elektřiny vycházejí z platných technických norem a tato služba zahrnuje např. stabilitu přenosu, zajištění napěťové sinusovky a sekundární a terciární regulace napětí. [1]

2.1.2 Udržování výkonové rovnováhy v reálném čase

Tato služba zahrnuje zajištění výkonové rovnováhy, to je prováděno automaticky ovládaným procesem obnovení frekvence a výkonové rovnováhy nebo ručně ovládaným procesem obnovení frekvence. [1]

2.1.3 Obnovení provozu

Jako hlavní prostředek je využíván plán obnovy spolu s podpůrnou službou ostrovního provozu a startu ze tmy. [1]

2.1.4 Dispečerské řízení

Tato služba zahrnuje řízení toků činných výkonů a zajištění bezpečnosti provozu díky plánů obrany a provozních instrukcí. [1]

2.2 Definice podpůrných služeb

Podpůrné služby slouží k zajištění systémových služeb, jejich funkci zajišťuje provozovatel přenosové soustavy, tedy pro Českou republiku společnost ČEPS a je poskytována jednotlivými účastníky trhu s elektřinou. Jinými slovy podpůrné služby zajišťují udržení vyrovnané výkonové bilance v přenosové síti. V případě, že nastane situace, kdy aktuální hodnota dodávek elektřiny do sítě se liší od aktuální hodnoty odběrů elektřiny ze sítě, vzniká odchylka, kterou je potřeba eliminovat za pomoci aktivace jednotlivých podpůrných služeb, které slouží k vynulování této odchylky. Odchylka může nabývat jak kladných, tak záporných hodnot. [2]

Podpůrné služby se dělí do dvou skupin. První skupinou jsou služby výkonové rovnováhy (SVR), do kterých řadíme zálohy pro automatickou regulaci frekvence (FCR), zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (aFRR), zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (mFRR), zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 5 minut (mFRR₅) a zálohy pro náhradu (RR). Druhou skupinou jsou

ostatní podpůrné služby jako sekundární regulace U/Q (SRUQ), ostrovní provoz (OP) a start ze tmy neboli black start (BS). [2]

Všechny podpůrné služby musí splňovat tyto obecné požadavky:

- měřitelnost – se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření,
- garantovaná dostupnost služby s možností vyžádat si inspekci,
- certifikovatelnost – stanovený způsob prokazování schopnosti poskytnout služby, pomocí periodických testů,
- možnost průběžné kontroly poskytování PpS,
- v případě poskytování SRUQ se jedná o zařízení připojená do PS.

2.3 Popis služeb výkonové rovnováhy

2.3.1 Zálohy pro automatickou regulaci frekvence (FCR)

FCR jsou lokální automatickou funkcí, spočívající v přesně definované změně výkonu jednotky v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty. Změna výkonu jednotky je určena pomocí proporcionálního regulátoru. Od vzniku výkonové nerovnováhy je aktivace potřeba do 30 sekund. Jedná se o symetrickou službu, kde 1 MW odpovídá regulaci 1MW dolů a 1 MW nahoru. Rozsah rezervovaného výkonu na zařízení je od 1 do 10 MW. [2]

2.3.2 Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (aFRR)

aFRR je zprostředkována pomocí změny hodnoty výkonu regulované jednotky, tak jak je požadováno z Dispečinku ČEPS regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů (LFC). Doba do plné aktivace je 7,5 minuty. Tato doba se má od roku 2025 zkrátit na 5 minut. Jedná se o asymetrickou zálohu což znamená, že se nakupuje buď kladná nebo záporná služba. Optimalizace aktivace nejlevnější zálohy se provádí skrze platformu PICASSO, což je evropská platforma pro výměnu regulační energie ze záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací. Minimální množství poskytované aFRR na jedné jednotce je 1 MW a maximální poskytované množství na jedné jednotce je pak 99 MW. [2]

2.3.3 Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (mFRR)

mFRR poskytují jednotky prostřednictvím změny hodnoty výkonu, tak jak je požadováno Dispečinkem ČEPS. Podobně jako aFRR je mFRR obstarávaná jako asymetrická záloha. Aktivace mFRR probíhá buď jako plánovaná (SA) nebo přímá (DA). Plánovaná aktivace probíhá jen v naplánovaný čas, na který je regulační energie ze zálohy mFRR nabízena. Přímá aktivace může proběhnout kdykoliv ve čtvrt hodině následující po bodu plánované aktivace. Doba plné aktivace mFRR je 12,5 minuty. Minimální a maximální množství poskytovaného výkonu mFRR na jedné jednotce je stejné jako u aFRR, tedy 1-99 MW. [2]

2.3.4 Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 5 minut (mFRR₅)

mFRR₅ poskytují jednotky prostřednictvím změny hodnoty výkonu, tak jak je požadováno Dispečinkem ČEPS. Doba plné aktivace mFRR₅ je 5 minut. Poskytování mFRR₅ musí být garantováno minimálně na 4 hodiny denní doby aktivace. mFRR₅ slouží pouze jako kladná záloha. Minimální množství smlouveného výkonu u jedné jednotky je 1 MW. Maximální

množství smlouveného výkonu se pak odvíjí na základě dohody mezi ČEPS a poskytovatelem. [2]

2.3.5 Zálohy pro náhradu (RR)

RR slouží jako zálohy činného výkonu, které jsou k dispozici při obnově nebo podpoře jednotlivých úrovní FRR. Jedná se o asymetrickou zálohu, tedy RR+ a RR-. Doba do aktivace je 30 minut od obdržení příkazu od Dispečinku ČEPS. RR jsou nabízené jako volné nabídky, nedochází tedy k platbě za rezervaci regulačního výkonu, ale pouze k platbě za regulační energii. Minimální množství poskytované RR na jedné jednotce je 1 MW a maximální poskytované množství na jedné jednotce je pak 99 MW. Optimalizaci aktivace nejlevnější RR provádí evropská platforma TERRE. [2]

2.4 Popis ostatních podpůrných služeb

2.4.1 Sekundární regulace U/Q (SRUQ)

Sekundární regulace U/Q (SRUQ) je automatická funkce využívající celý smluvně dohodnutý regulační rozsah jalového výkonu bloků pro udržení zadané velikosti napětí v pilotních uzlech ES, která také rozděluje vyráběný jalový výkon na jednotlivé stroje. [2]

2.4.2 Ostrovní provoz (OP)

Ostrovní provoz je schopnost elektrárenského bloku pracovat v rámci tzv. ostrova, tedy situace, kdy je oddělen od zbytku sítě. Ostrovní provoz klade na výrobní blok vysoké nároky na jeho regulační schopnosti. Ostrovní provoz je nezbytná schopnost výrobního bloku pro řešení a předcházení stavů nouze, které se vyznačují značnými změnami frekvence a napětí, právě protože blok pracuje do izolované části soustavy. Tato služba je zařazena do tzv. Plánu obnovy. Mezi požadavky na schopnosti bloku patří: [2]

- přechod do ostrovního provozu,
- ostrovní provoz,
- opětovné připojení ostrova k soustavě,
- dostupnost služby.

2.4.3 Start ze tmy (BS)

Start ze tmy nebo také často nazývaný jako Black start je schopnost najetí elektrárenského bloku bez podpory vnějšího zdroje napětí, tedy při odpojení od soustavy, schopnost dosažení daného napětí, možnost připojení k síti a jejího napájení v rámci ostrovního režimu. Tato služba umožňuje obnovení dodávky po úplném nebo částečném rozpadu soustavy, kde základním cílem je uvést postiženou oblast do normálního provozního stavu v krátkém čase a bezpečným způsobem. Tato služba je zařazena do tzv. Plánu obnovy. [2]

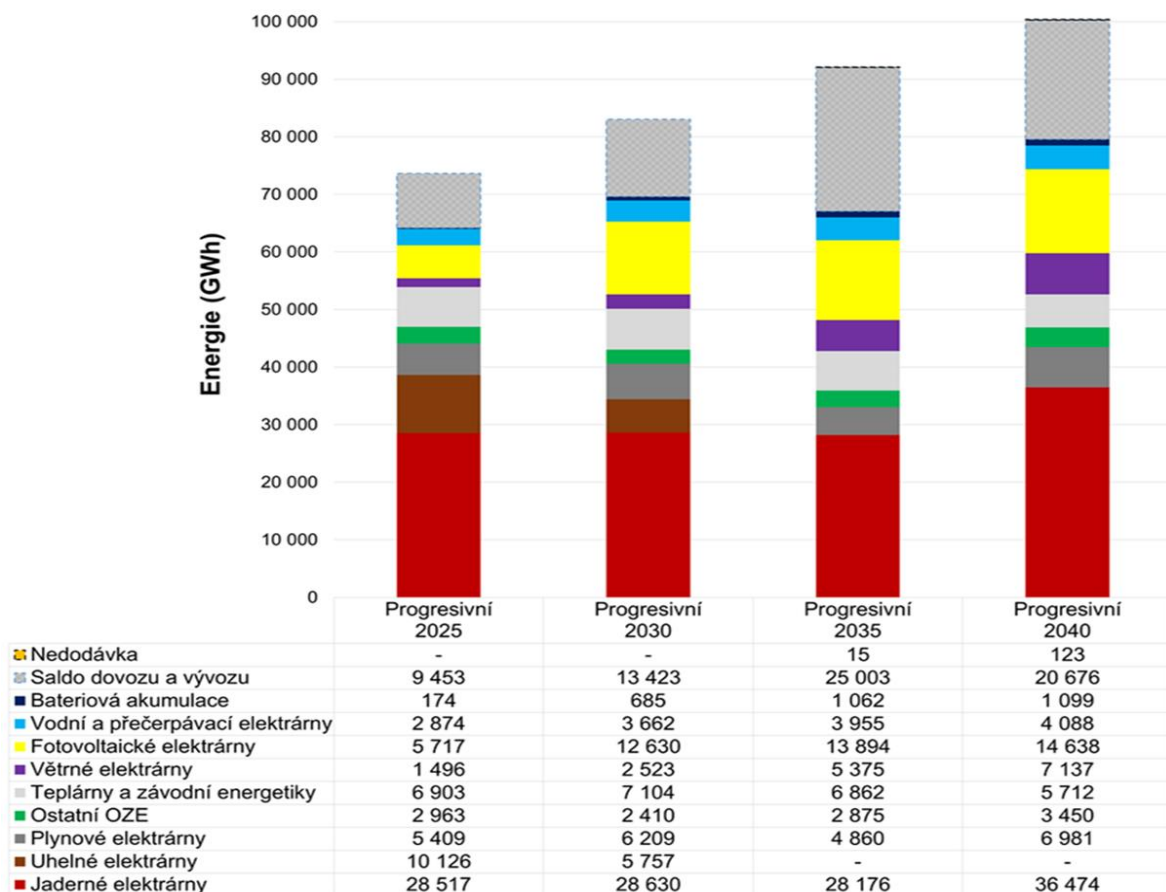
2.5 Situace Podpůrných služeb v ČR

2.5.1 Současnost a budoucnost

V současné době probíhá radikální změna v pojetí Podpůrných služeb a v jejich nákupu i objemech nákupů. Zatímco historicky se vypisovala výběrová řízení na nákup většiny podpůrných služeb na tři roky dopředu, dříve také v rámci výběrových řízení rok dopředu a zbytek se nakupoval přes denní trh, současné plány v rámci Evropské unie (EU) směřují k tomu, aby se veškeré regulační zálohy nakupovaly na denním trhu. V současné době má ČEPS udělenou výjimku od ERÚ na možnost nakoupit až 70 % objemu regulační zálohy skrze výběrová řízení na jeden rok dopředu a zbytek regulační zálohy musí nakoupit prostřednictvím denního trhu. Znatelných změn se dostalo i objemu SVR, které musí provozovatel přenosové soustavy mít nasmlouvané, zatímco v minulosti se musely FCR na dimenzovat, tak aby bylo schopné pokrýt výpadek největšího energetického zařízení s propojené soustavě, což pro Českou republiku představovalo výpadek celé jaderné elektrárny Temelín s výkonem 2x 1 000 MW, což znamenalo mít k dispozici relativně velké zálohy. Nicméně díky propojení podpůrných služeb a sjednocení oblastí v rámci Evropské unie, najednou největší energetický zdroj představovala jaderná elektrárna ve Francii o výkonu 3 000 MW a tento výkon musel být nově ve službě FCR pokryt v rámci celé kontinentální Evropské unie, tedy podílem to přisuzovalo výkon 76 MW pro rok 2023 pro Českou republiku, respektive ČEPS. Při dimenzování služby FRR se uplatňuje pravidlo N-1 pro výpadek největšího energetického zařízení v LFC bloku v rámci ČR, v tomto případě se opět jedná o výpadek jednoho bloku jaderné elektrárny Temelín o výkonu 1 000 MW, dalším pravidlem je vykrytí 99 % odchylek v síti za uplynulé období tří let, což představuje zhruba 350 MW pro oba směry. [3][4][5]

V současnosti poskytují podpůrné služby především uhelné a vodní elektrárny, dále pak podpůrné služby poskytují paroplynové zdroje jako například zdroj v Teplárně Kladno nebo paroplynové bloky v elektrárně Počerady, které byly postaveny právě především pro vykrytí špičkového denního zatížení a poskytování podpůrných služeb.

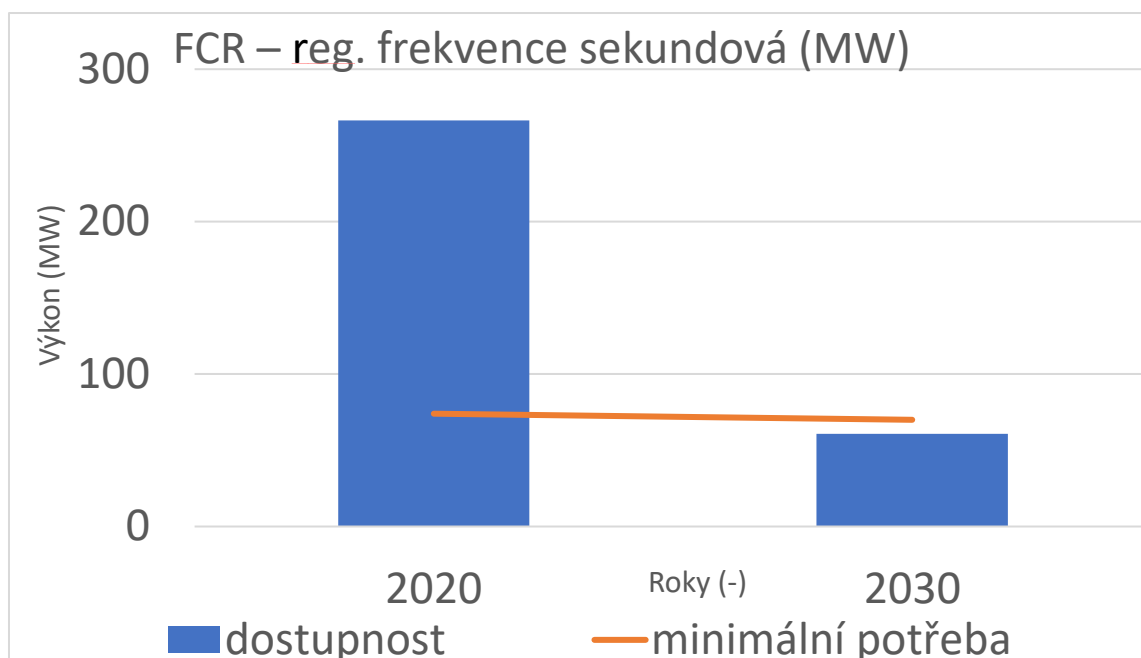
Současně mají Podpůrné služby podobný problém jako celá energetika, a to sice narůstající spotřebu elektrické energie napříč všemi zeměmi Evropské unie a přechod k čisté energetice, a s tím spojené odstavování současných výrobních bloků v provozu, které jsou většinou využívány pro poskytování podpůrných služeb. Tento problém je zjevný zejména v České republice, kde je očekáván nárůst spotřeby energie do roku 2040 až na 100 TWh ročně ze současných 60 TWh. [3]



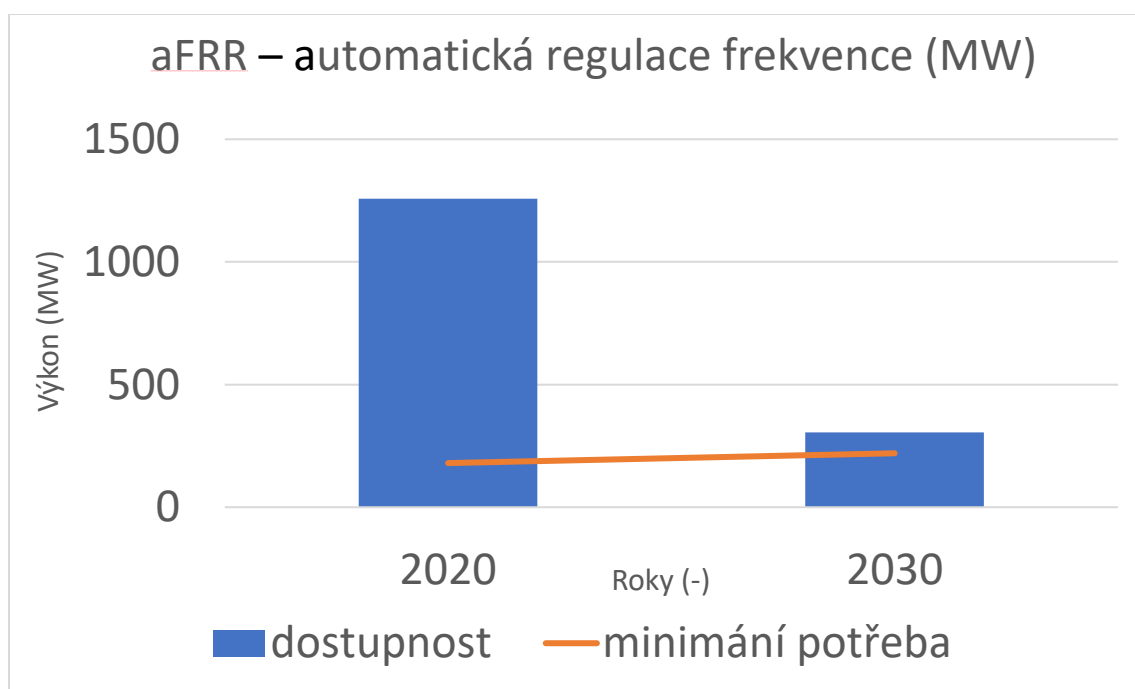
Obrázek 1 - Zabezpečení dodávek elektřiny pro ČR do roku 2040 [3]

Zároveň s tím se očekává snížení dostupnosti výrobních zařízení pro poskytování podpůrných služeb, právě z důvodu odstavování především uhelných elektráren, které se v současnosti podílí na jejich poskytování. Jak ukazují grafy níže, dostupné výkony pro FCR a aFRR zaznamenají v příštích několika letech, v závislosti na rychlosti odstavování, až několikanásobné snížení.

Ve spojení s tímto snížením se plánuje zapojení menších zdrojů, především OZE, a také zapojení spotřeby do regulace pro zajištění stability soustavy. Zapojení spotřeby do regulace může v budoucnu znamenat i výhody pro jejich provozovatele. V této oblasti má velký potenciál elektromobilita a řízené nabíjení, kdy omezování nabíjecího výkonu nebo využívání akumulčních kapacit může být využito k regulaci a stabilizaci sítě. [3]



Obrázek 2 - Projekce vývoje FCR [3]



Obrázek 3 - Projekce vývoje aFRR [3]

Jak bylo řečeno na počátku kapitoly, v budoucnosti se očekává zvýšení spotřeby elektrické energie pro západní Evropu až o 27 % a pro východní Evropu až o 57 % do roku 2050. Tento nárůst spotřeby je očekáván navzdory klimatické a energetické politice Evropské unie jako je Green Deal a Fit for 55, které má za cíl kromě jiného odstavovat staré fosilní výrobní zdroje. Tento nárůst pravděpodobně povede ke zvýšení objemu regulačních záloh a potřebnému objemu regulační energie. K pochopení výzev pro podpůrné služby je potřeba si představit problémy a výzvy současného energetického průmyslu jako takového a také si nastínit jejich možná řešení a budoucnost energetiky v České republice. [6]

2.5.2 Green Deal a Fit for 55

Evropská unie dlouhodobě zastává politiku snižování emisí a přechodu ke klimaticky neutrální ekonomice a společnosti za účelem ochrany klimatu planety Země. S tímto cílem byl například v minulosti uskutečněn plán 20-20-20, což byl plán, jehož cílem bylo do roku 2020 snížit emise skleníkových plynů o 20 % oproti roku 1990, zvýšit podíl obnovitelných zdrojů energie na 20 % a zlepšit energetickou účinnost o 20 %. Tyto cíle se podařilo naplnit. [7]

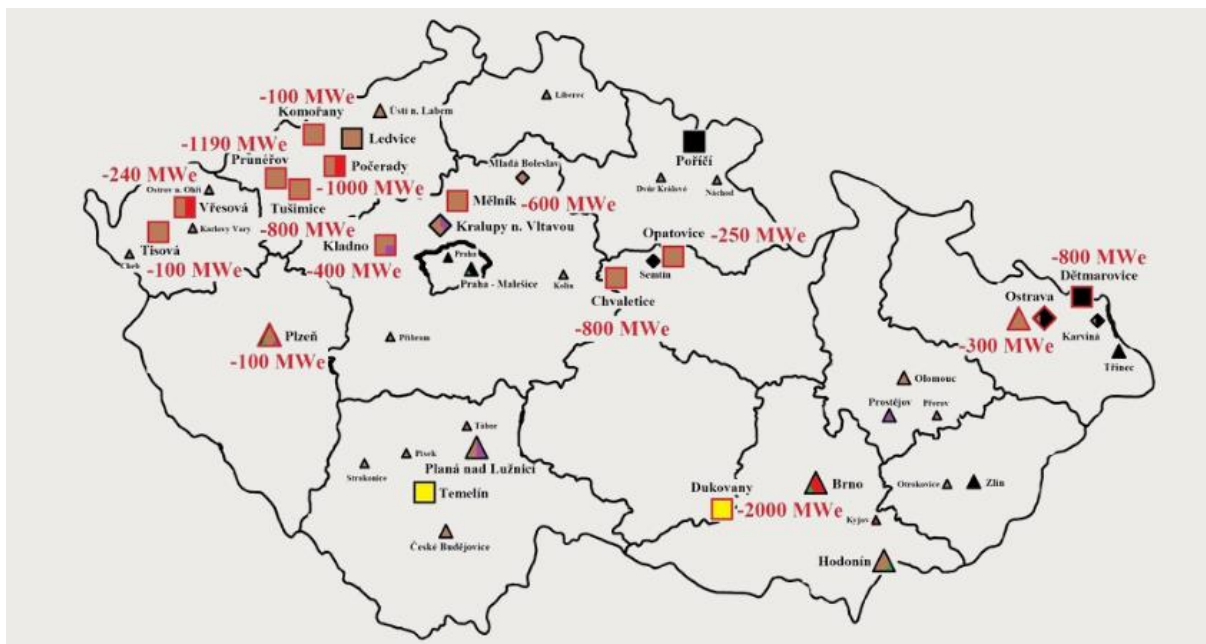
Jako další navazující plán byl 24. června 2021 evropským parlamentem schválen nový evropský klimatický zákon, díky kterému se tzv Green Deal stává zákonným požadavkem pro všechny státy Evropské unie. Green Deal je klimatický plán sestávající se z několika bodů, tím nejdůležitějším je cíl dosáhnout klimatické neutrality do roku 2050. Zároveň s tím byl přestaven a schválen plán Fit for 55, jehož cílem je akcelarovat tuto transformaci ke klimaticky neutrální Evropě. Hlavním cílem plánu Fit for 55 je snížit emise skleníkových plynů o 55 % do roku 2030. [8]

Dosažení těchto cílů bude pro Českou republiku jako celek velkou výzvou, jelikož omezení emisí a klimatická neutralita se netýká pouze energetického průmyslu. Nicméně pro českou energetiku to znamená výrazné omezení využívání fosilních zdrojů energie, především uhelných elektráren, a nakonec jejich úplné odstavení, tyto problémy je potřeba adresovat stejně tak jako narůstající spotřebu elektrické energie.

2.5.3 Budoucnost energetiky v ČR

Česká republika se sice zavázala k dosažení plánů Fit for 55 a dosažení uhlíkové neutrality, nicméně stále uhelné zdroje představují 53 % instalovaného výkonu v ČR. Původně mělo dojít k vyřazení současných uhelných bloků po roce 2040, poté byl tento plán v roce 2020 revidován na rok 2038, a nakonec současná vláda rozhodla v roce 2022, že k ukončení využívání uhlí v energetice dojde do roku 2033. V současnosti je v ČR instalováno necelých 11 GW výkonu v uhelných elektrárnách, pokud o tyto zdroje Česká republika přijde po roce 2033 je nutná jejich co nejdříve náhrada. Dle nezávislých zdrojů má Česká republika potenciál až na 7 GW výkonu ze solárních elektráren a na 1,6 GW z větrných elektráren do roku 2030. Současné plány ale počítají pouze se 4 GW respektive 1 GW výkonu ze solárních, respektive větrných elektráren do roku 2030. Zároveň Česká republika připravuje výstavbu nových jaderných bloků, a to jak velkých v lokalitách Dukovany a Temelín, tak také několika malých modulárních reaktorů (SMR), které mají sloužit jak v energetice, tak v teplárenství. První z těchto nových bloků má ale vstoupit do provozu nejdříve v roce 2036, tedy 3 roky po plánovaném odstavení uhelných elektráren. [9]

České republice, která je tradiční exportní zemí, co se týče elektrické energie, hrozí v případě dodržení plánů na vyřazení nedostatek vlastních výrobních kapacit pro pokrytí vlastní poptávky, a to v především případě naplnění prognóz ohledně růstu spotřeby elektrické energie ze současných 60 TWh až na 100 TWh v roce 2040. Bude tedy nutné importovat elektrickou energii, otázkou je, jestli bude v dostatečném objemu dostupná v ostatních zemích Evropské unie, které se také potýkají s rostoucí spotřebou a útlumem svých fosilních zdrojů. Jako další možnosti se jeví větší investice do nových obnovitelných zdrojů a naplnění zmiňovaného potenciálu, zároveň s tím budování nových akumulčních kapacit v podobě přečerpávacích vodních elektráren. Nejzajímavějším řešením je zpomalení vyřazování uhelných elektráren, což by mohlo ohrozit dodržení cílů Fit for 55.



Obrázek 4 - Odstavení bloků do roku 2040 [9]

2.5.4 Budoucnost Podpůrných služeb

Jak již bylo uvedeno, Podpůrné služby momentálně procházejí transformací, a to právě z důvodu měnící se energetické politiky a jejích dopadů, jelikož v současnosti většinu podpůrných služeb v České republice poskytují uhelné elektrárny, které mají být v blízké době vyřazovány, zároveň ceny poskytování podpůrných služeb se odvíjí od cen elektrické energie, které v posledních letech historicky rostly a způsobovaly růst cen za podpůrné služby. Z těchto důvodů se evropské společenství rozhodlo pro společné řešení těchto problémů a implementaci integrovaných pravidel a platform pro nakupování a poskytování podpůrných služeb.

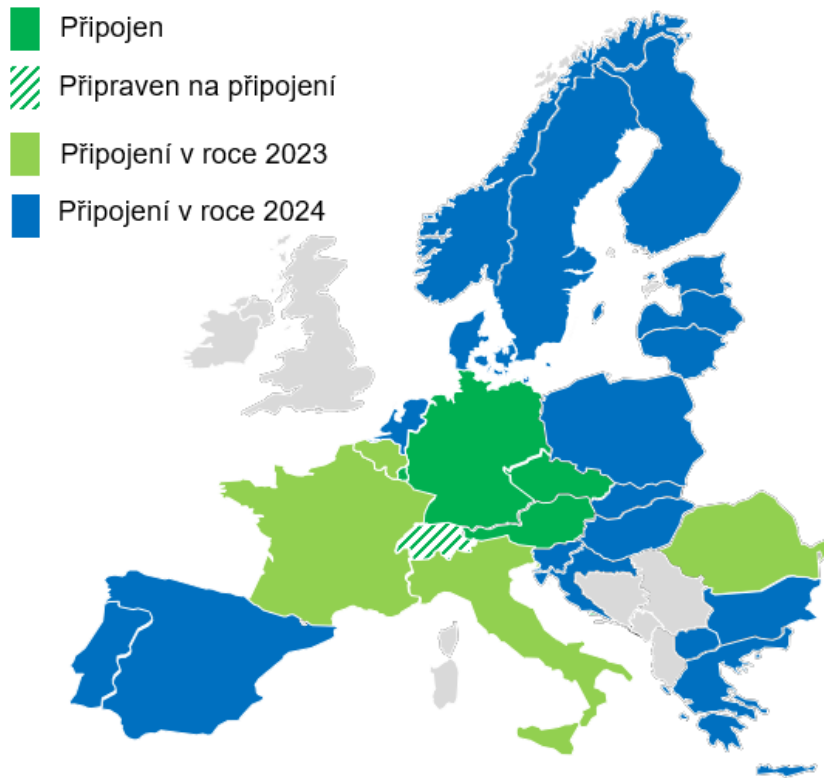
Jedno z těchto pravidel je již zmíněné nařízení o nakupování veškeré regulační zálohy na denním trhu namísto dlouhodobých kontraktů. Zvýšení objemu nákupu na denním trhu má přinést zvýšení volatility cen podpůrných služeb, jelikož poskytovatelé budou nabízet služby každý den, nikoliv jen jednou za rok, zároveň budou schopni reagovat a aktuální tržní situaci. Na druhou stranu zde roste riziko nepokrytí potřebného objemu podpůrných služeb.

Pro pochopení příchozích platform je potřeba rozlišit mezi Regulační zálohou a Regulační energií. Regulační záloha je opce na využití flexibilního výkonu, kdy ČEPS platí poskytovateli za možnost využití zařízení v případě potřeby k udržení výkonové rovnováhy v reálném čase. Využitím této regulační zálohy vzniká regulační energie, za kterou dostává poskytovatel zaplacen v rámci systému zúčtování.

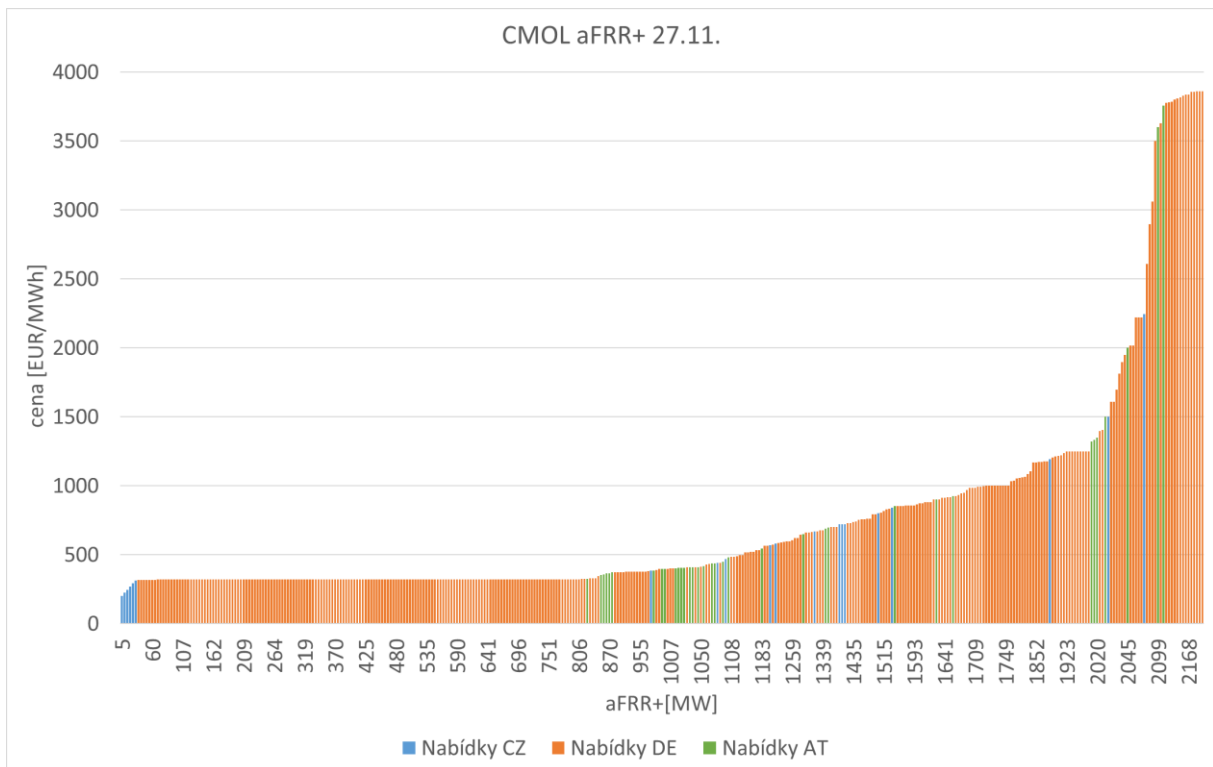
Plánovány jsou tedy dvě platformy pro nákup regulačních záloh, platformy FCRC a ALPACA. FCRC je platforma pro společný nákup FCR a vstoupila do provozu počátkem března 2023 a zapojeny do ní, kromě České republiky, jsou především státy západní Evropy jako Německo, Francie, Rakousko a země Beneluxu. ALPACA je vznikající platforma pro nákup aFRR, která má být dle plánu uvedena do provozu v roce 2024. [5]

Dále jsou zde plánovány nebo již fungují tři platformy pro výměnu regulační energie ze standardních produktů, jejichž cílem je ekonomická optimalizace při aktivaci nejlevnějších

zdrojů v rámci cenového žebříčku ve vzájemně propojené oblasti, samozřejmě platformy respektují omezení přeshraničních přenosových kapacit. Platformy jsou PICASSO, MARI a TERRE. PICASSO slouží pro výměnu energie z aFRR, zapojena je většina zemí Evropské unie a Norsko. Česká republika, respektive ČEPS, se připojila v červnu 2022. PICASSO je nejrozšířenější ze všech tří platforem a objem výměny regulační energie přesáhl 165 000 MWh. Česká republika benefituje především z importu levnější aFRR, než kterou je schopna nakoupit na místním trhu. [5]

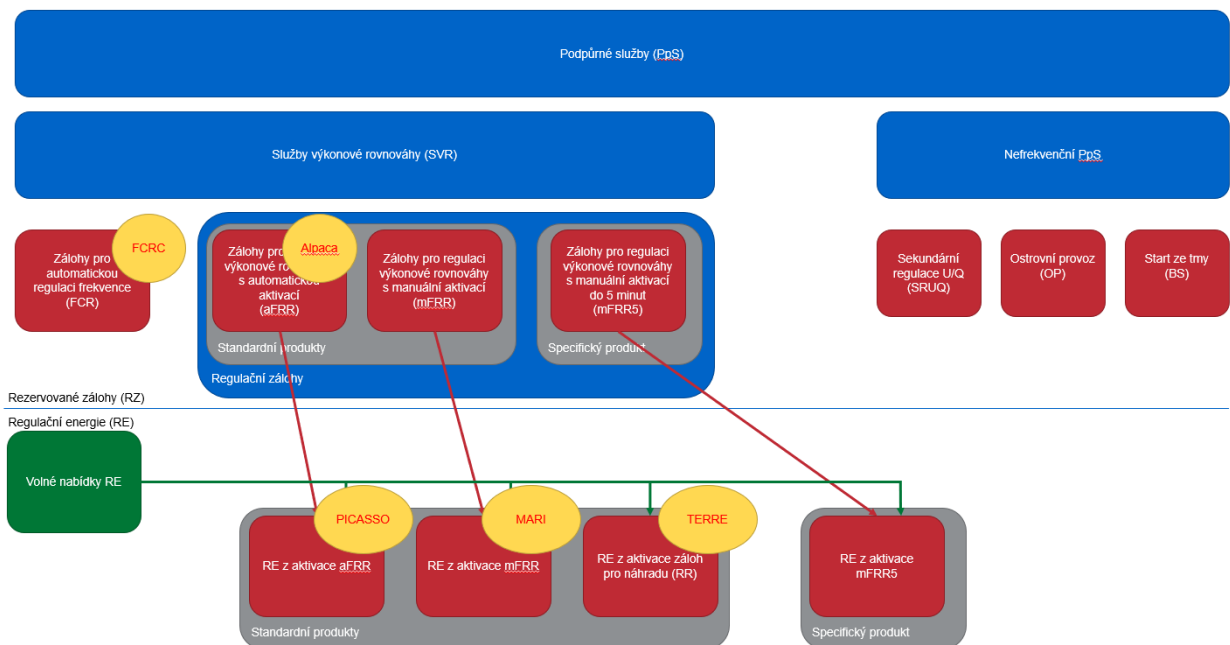


Obrázek 5 - Schéma zapojení zemí v Evropě do PICASSO [5]



Obrázek 6 - Přehled nabídek v rámci PICASSO pro aFRR+ dne 27.11. [5]

Platforma MARI slouží pro výměnu regulační energie z mFRR a podobně jako u PICASSO zde převládá import nad exportem pro ČR. Česká republika se k platformě MARI připojila v říjnu 2022. Platforma TERRE je na rozdíl od dvou předchozích platformů dobrovolná a slouží k výměně regulační energie z RR. Česká republika se k TERRE připojila v lednu 2020 nicméně nemůže jí plně využívat z důvodu, že okolní země k platformě připojené nejsou, a tak se na jejich připojení teprve čeká, aby mohla ČR zahájit výměny v rámci platformy. [5]



Obrázek 7 - Kompletní přehled struktury PpS dle ČEPS [5]

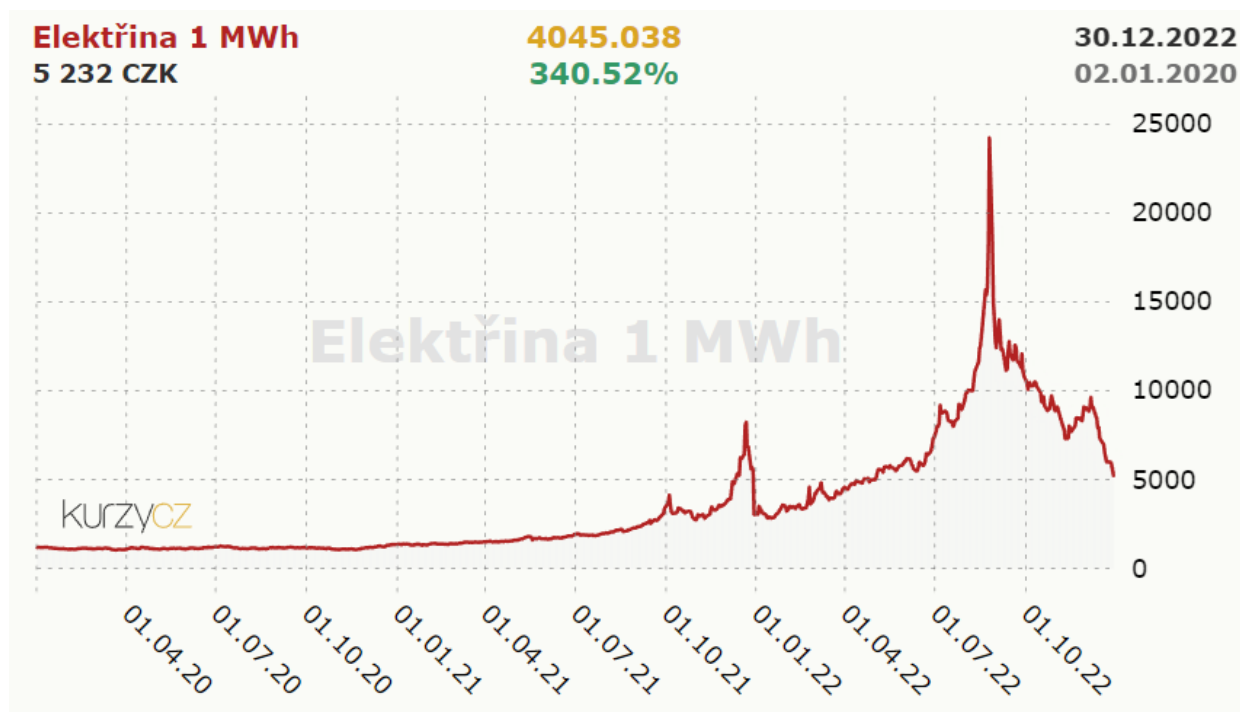
2.5.5 Vývoj cen a situace na trhu Podpůrných služeb

Náklady na služby výkonové rovnováhy historicky klesaly, především díky zvyšující se konkurenci na trhu, nicméně v posledních letech došlo k navýšení nákladů na SVR z důvodů pandemie Covidu, plánům na dekarbonizaci EU, které způsobily zdražení energií a tedy i SVR. Vývoj nákladů na SVR ukazuje následující tabulka. Jak lze vidět v roce 2021 činily náklady na pokrytí SVR necelých 6 miliard Kč.

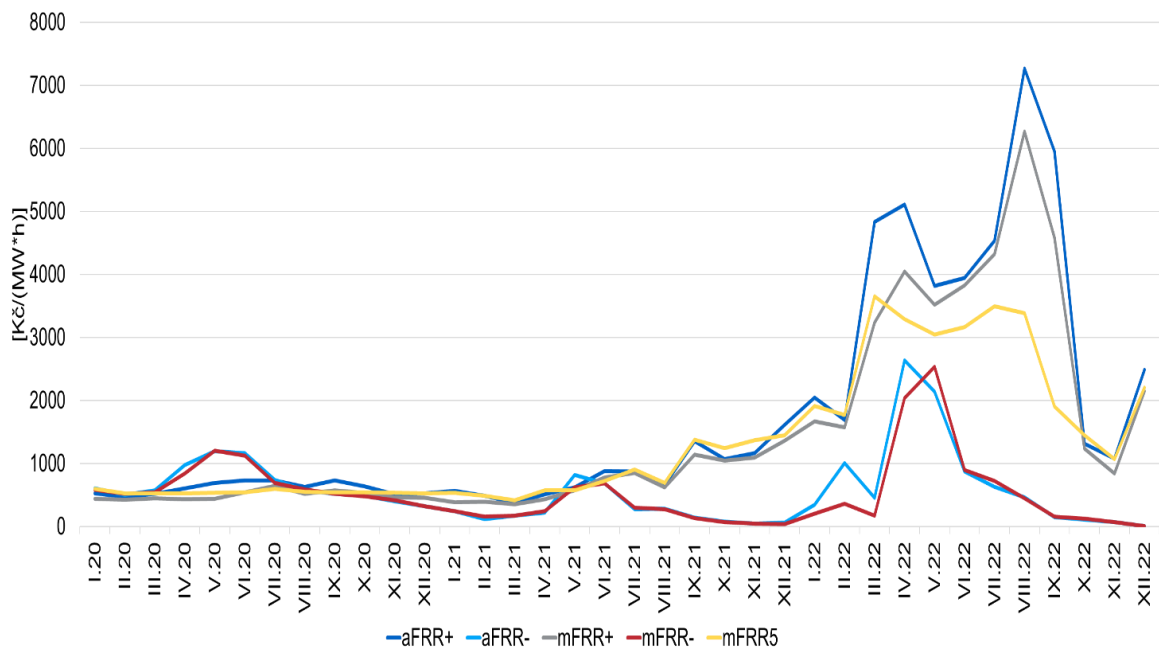
Rok	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nákl. na SVR [mil. Kč]	7 209	7 143	7 123	6 593	5 660	5 517	5 620	5 648	5 158	6 183	5 919

Tabulka 1 - Vývoj nákladů na SVR mezi lety 2011 až 2021 [5]

Lze tedy říct, že tendence růstu nebo poklesu cen za podpůrné služby se odvíjí od situace na trhu s elektřinou, toto platí především o cenách na denním trhu, ale lze to vidět i na cenách dlouhodobých kontraktů. Příklady lze vidět na grafech níže.

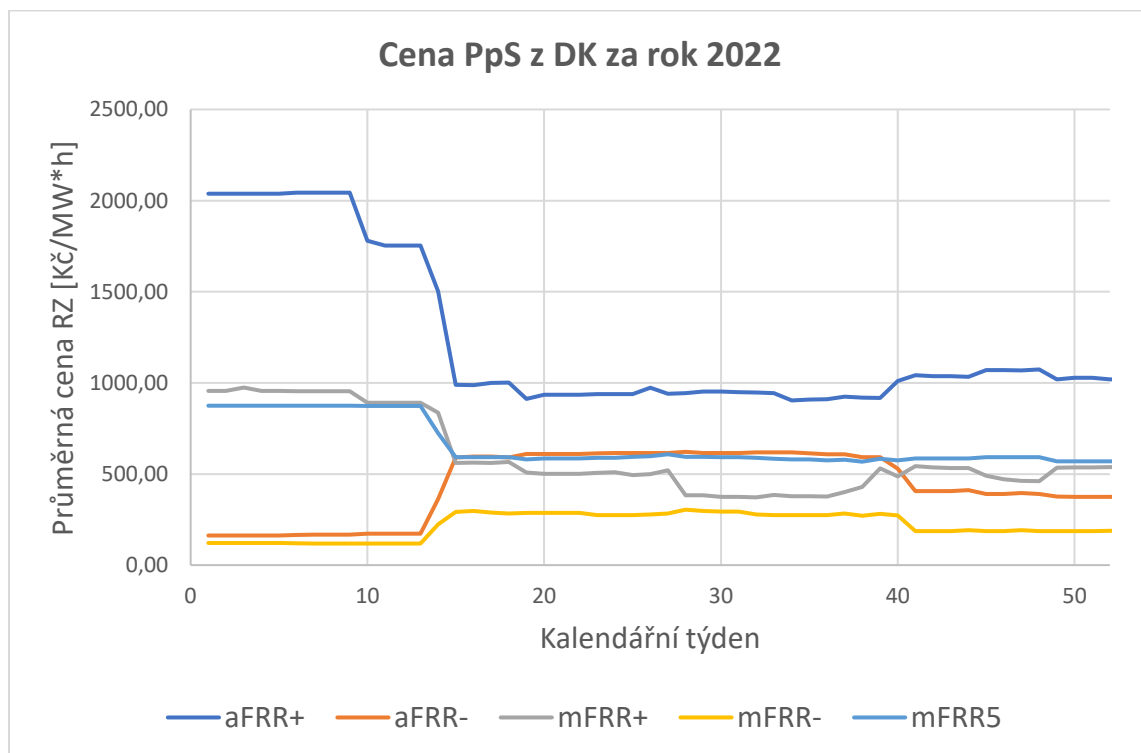


Obrázek 8 - Cena elektřiny na burze mezi 01/2020–12/2022, kde osa X je datum DD-MM-RR a osa Y je Cena elektřiny [Kč/MWh] [10]

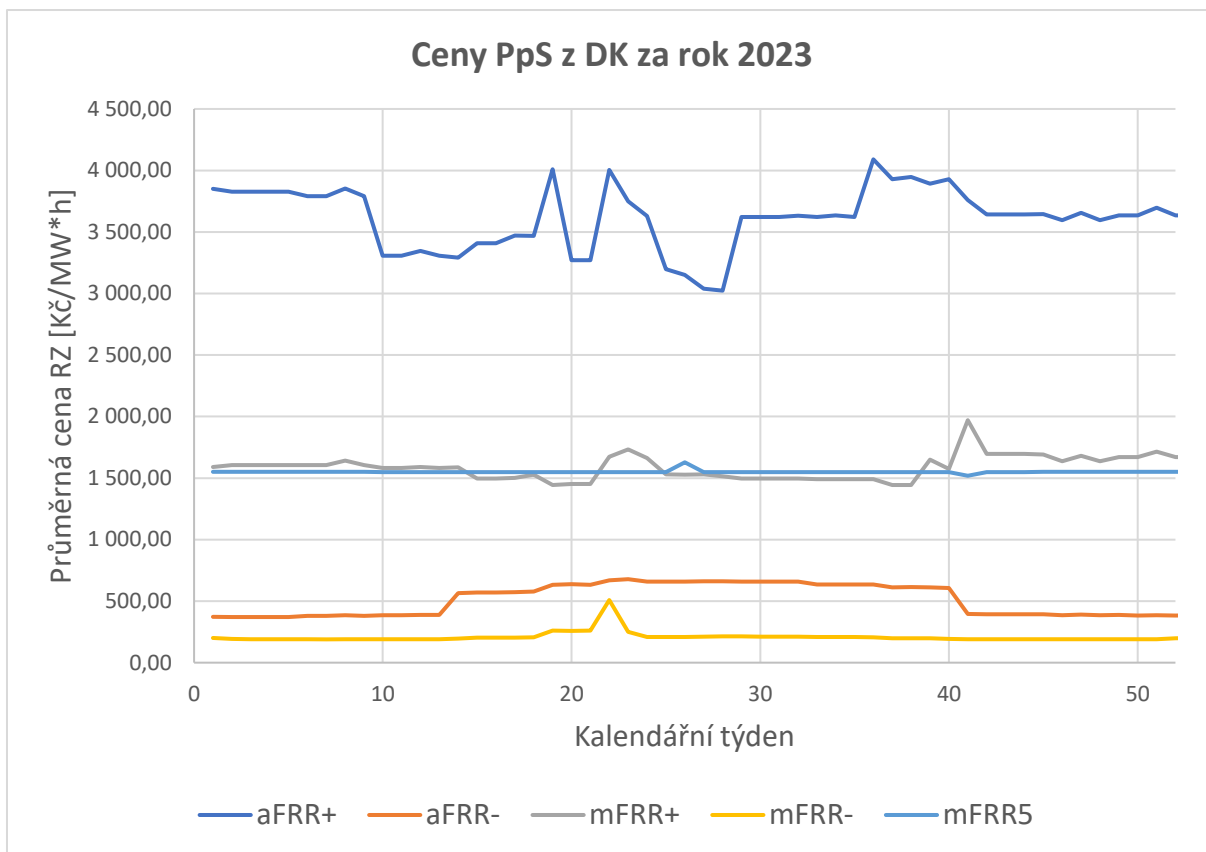


Obrázek 9 - Graf vývoje cen PpS na DT mezi 01/2020–12/2022, kde osa X je datum MM-RR a osa Y cena RZ [Kč/MW*h] [5]

Jak lze z grafů vidět, tak především v roce 2022 začaly ceny Podpůrných služeb stoupat podobně, jako ceny elektřiny na trzích, jako příklad můžeme vidět nárůst cen za aFRR+ a mFRR+ v období srpna roku 2022. Toto je způsobeno především Válkou na Ukrajině, která započala v únoru 2022 a v průběhu roku měla dopady na dodávky zemního plynu z Ruska do Evropy, které v té době tvořily v několika zemích většinu importu této komodity a v těchto zemích zároveň poskytovaly plynové a paroplynové elektrárny velké množství PpS v té době.



Graf 1 - Cena PpS z DK za rok 2022 [11]



Graf 2 - Cena PpS z DK za rok 2023 [11]

Ceny Podpůrných služeb z dlouhodobých kontraktů také zaznamenaly značný nárůst mezi lety 2022 a 2023. Tento nárůst lze přisoudit energetické krizi spojené s válkou na Ukrajině, odsouhlasením Green Deal a dozvuky krize z covidové pandemie.

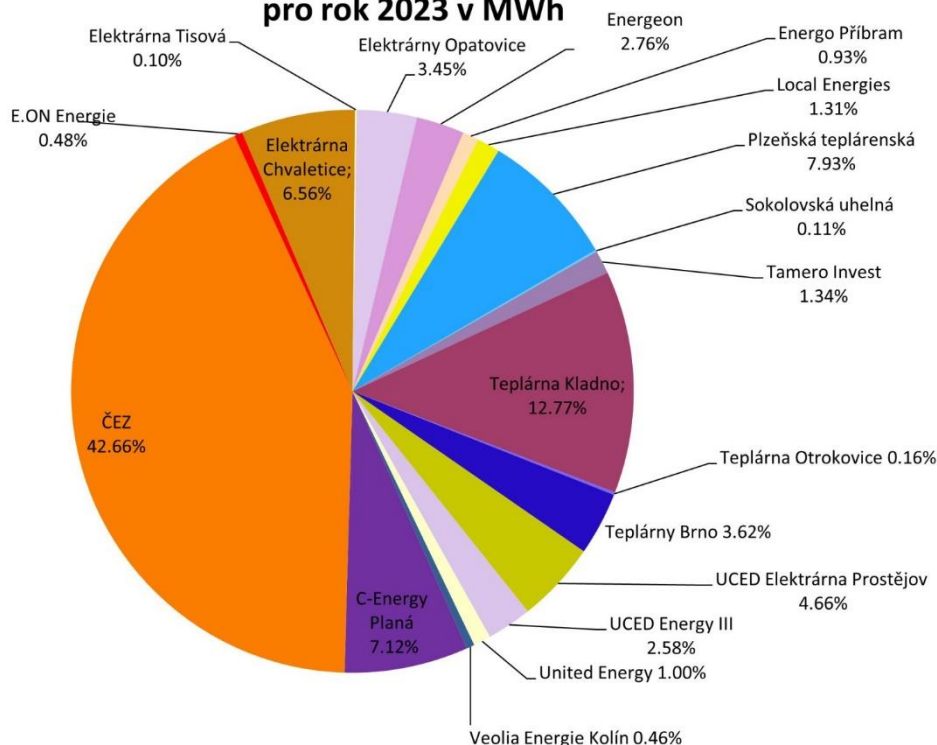
Co se týče cen FCR, tak ty se v současnosti obchodují v rámci denního trhu a dostupná data z jednotlivých dnů a hodin jsou dostupná na německých stránkách Regelleistung – Data center. [12]

Hodiny	00-04	04-08	08-12	12-16	16-20	20-24
Cena RZ	32,40	47,48	51,84	86,65	51,48	27,96
[EUR/MW]	20,00	22,00	36,96	52,67	40,96	25,00

Tabulka 2 - Cena FCR na DT 12.4. a 4.5. 2023 [12]

Podíl na trhu s podpůrnými službami na přelomu tisíciletí nepřekvapivě ovládala především skupina ČEZ, a.s., se zhruba 80 % podílu na trhu, nicméně v průběhu let se její podíl na trhu zmenšoval a trh se diverzifikoval a přibývala konkurence až do roku 2020, kdy podíl ČEZu činil zhruba 22 % podíl na trhu, toto bylo stále největší zastoupení ze všech poskytovatelů. Od roku 2020 však podíl skupiny ČEZ na trhu opět roste až na současných necelých 43 % jak je možné vidět na grafu níže, dalšími velkými poskytovateli podpůrných služeb v České republice jsou například Teplárna Kladno, C-Energy Planá a Elektrárna Chvaletice spadající pod holding Sev.En Energy AG. [11]

**Poměrné zastoupení subjektů ve VŘ
FCR, aFRR+, aFRR-, mFRR5, mFRR+ a mFRR-
pro rok 2023 v MWh**



Obrázek 10 - Poměrové zastoupení subjektů poskytující PpS v ČR pro rok 2023 [11]

3. Pravidla a povinnosti Podpůrných služeb

3.1 Pravidla a požadavky pro obstarávání Podpůrných služeb

3.1.1 Obecná pravidla nákupu PpS

ČEPS při nakupování PpS postupuje v souladu se zákonem č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích, ve znění pozdějších předpisů. Při výběru Poskytovatelů PpS ČEPS postupuje dle 4 zásad: [13]

- Otevřenost ke každému zájemci o poskytování PpS.
- Nediskriminační přístup k zájemcům o poskytování PpS.
- Verifikovatelnost postupů.
- Zajištění bezpečnosti přenášených dat.

ČEPS při nákupu PpS sleduje především zajištění kvality a spolehlivosti provozu PS v reálném čase, minimalizaci nákladů na zajištění PpS a vyrovnáním odchylek optimalizovat náklady účastníků trhu. ČEPS má pět způsobů, jak zajistit Podpůrné služby. Mezi tyto způsoby patří: [13]

- Nákup prostřednictvím výběrového řízení (VŘ).
- Nákup na Denním trhu (DT).
- Přímá smlouva s Poskytovatelem.

- Aktivace volných nabídek regulační energie (RE).
- Smlouvy na operativní dodávky elektřiny ze zahraničí a do zahraničí.

Ostatní podpůrné služby jako SRUQ, BS a OP se zajišťují pouze prostřednictvím přímé smlouvy s Poskytovatelem. [13]

3.1.2 Organizace nákupu SVR

Služby výkonové rovnováhy ČEPS nakupuje především dvěma způsoby, pomocí výběrového řízení (VR) nebo nákupem na Denním trhu (DT). [13]

Výběrové řízení ČEPS organizuje prostřednictvím obchodního portálu, kam poskytuje informace o zahájení a ukončení možnosti vstupu do nabídek stejně tak termín vybrání výherce výběrového řízení. Indikativní nabídka každého VŘ obsahuje kategorii SVR, kterou ČEPS poptává, interval, po který SVR poptává a poptávané množství. Poskyvatelé se do VŘ přihlašují pomocí podáváním svých nabídek na dané poptávané kategorie. Ty poté ČEPS řadí vzestupně podle ceny, kdy s ohledem na zajištění spolehlivosti a bezpečnosti dodávek a provozu a s ohledem na minimalizaci nákladů vybere nejnižší cenovou nabídku příslušné SVR poptávané v daném výběrovém řízení. [13]

Nákup SVR pomocí denního trhu probíhá podobně jako u výběrové řízení, s tím rozdílem, že Poskyvatelé nečekají na vypsání poptávky a nabízejí jednotlivé kategorie SVR daných intervalech a množství. ČEPS stejně jako Poskyvatelé na DT umísťují většinou předběžné poptávky a nabídky, které jsou pak upřesňovány při finalizaci. ČEPS pak nabídky vybírá stejným způsobem jako u výběrového řízení. [13]

V případě situace, kdy by se sešly dvě identické nabídky, co se týče ceny a splnění poptávaných parametrů, ČEPS poté vybírá nabídku, která byla předložena dříve. Zároveň ČEPS může využít pouze část nabízeného výkonu. Dá se také uvést příklad, kdy nabídka Poskytovatele je přijata nicméně parametry nabídky, většinou se jedná o poptávaný výkon, se mohou v intervalech lišit. Například Poskyvatel A nabídne pro SVR mFRR₅ svou výrobní jednotku a výkon 50 MW v intervalu dvou hodin, nabídka bude pro ČEPS z cenového hlediska přijatelná, ale nemá potřebu takového výkonu, může tedy dojít k úpravě nabídky a může být využita pouze její část, třeba využití výkonu 40 MW v první hodině nabízeného intervalu, ale ve druhé hodině intervalu bude využít pouze výkon 20 MW. [13]

Možnosti přímého nákupu od Poskytovatele jsou využívány především v záložních případech nebo při zajišťování ostatních podpůrných služeb jako jsou SRUQ, BS a OP. V takových to případech, ale musí ČEPS mít k dispozici záznamy o přímém nákupu, o kterých jednou ročně informuje ERÚ, kterému také předává uvedené záznamy a informace o nákupu. [13]

3.2 Povinnosti Poskytovatelů Podpůrných služeb

Poskyvatel musí v závislosti na typu poskytované podpůrné služby mít před zahájením nabízení PpS: [13]

- Poskyvatel musí mít uzavřenou platnou a účinnou Dohodu o podmínkách nákupu a poskytování služeb výkonové rovnováhy (Dohoda SVR) nebo musí mít uzavřenou platnou a účinnou smlouvu o poskytování ostatních PpS.

- Poskytovatel musí vlastnit platný Certifikát pro poskytování PpS v obchodním portálu.
- Poskytovatel musí vlastnit stanovisko provozovatele distribuční soustavy (PDS), do jehož distribuční soustavy je Poskytovatel přímo připojen např. ve formě uzavřené Smlouvy o umožnění využití předávacího místa k poskytování SVR pro ČEPS, kterou uzavírají majitel předávacího místa a PDS obsahující souhlas majitele předávacího místa, který je majitelem výroby elektřiny, nebo odběrného elektrického zařízení, jejichž prostřednictvím je k distribuční soustavě PDS připojeno energetické zařízení Poskytovatele s rezervovaným výkonem/příkonem 100 kW a více, z kterého jsou poskytovány SVR.
- Poskytovatel musí předložit PDS schválený certifikát včetně čísla souvisejícího stanoviska PDS, např. ve formě uzavřené Smlouvy o možnostech a podmínkách vyvedení činného výkonu pro poskytování SVR pro ČEPS prostřednictvím DS nebo Rámcové smlouvy o možnostech a podmínkách vyvedení činného výkonu pro poskytování SVR pro ČEPS prostřednictvím DS.
- Poskytovatel musí disponovat a užívat elektronický podpis a certifikáty pro elektronickou komunikaci.
- Poskytovatel musí vlastnit připojení do SDŘS a „Protokol o úspěšném provedení zkoušek bod-bod a funkčních testů“. [13]

3.3 Proces zavedení nového Poskytovatele, nové jednotky

Proces pro zájemce o poskytování PpS / zavedení nové jednotky, který je nutný splnit před zahájením poskytování nabízené PpS, je popsán v následujících bodech: [13]

- *zájemce o poskytování PpS informuje ČEPS na e-mailové adrese dohoda@ceps.cz o svém záměru stát se Poskytovatelem*
- *zájemce o poskytování PpS / zavedení nové jednotky předloží ČEPS návrh „Studie Poskytovatele PpS“ zpracované Certifikátorem, podrobný obsah studie je k dispozici na webových stránkách ČEPS*
- *s účinností od 1. 7. 2023 zájemce o poskytování PpS / zavedení nové jednotky předloží v rámci „Studie Poskytovatele PpS“ kód pro identifikaci energetického zařízení, který se dále použije pro identifikaci energetického zařízení v souvislosti s poskytováním PpS. Kód energetického zařízení je vytvořen v souladu s požadavky na identifikaci energetického zařízení podle metodiky Obsah Studie Poskytovatele PpS uvedené na webu ČEPS*
- *ČEPS se do 30 dnů vyjádří k předaným materiálům a v případě potřeby navrhne datum společného jednání se zájemcem o poskytování PpS. Zájemce ve spolupráci s Certifikátorem zajistí zpracování připomínek ČEPS*
- *ČEPS schválí předložené materiály za předpokladu, že k nim nemá již žádné další připomínky*
- *zájemce o poskytování PpS / zavedení nové jednotky provede ve spolupráci s ČEPS zkoušky „bod-bod“ a funkční testy a následně předá protokol o úspěšném provedení testu*
- *zájemce o poskytování PpS / zavedení nové jednotky v souladu s článkem 1.2.1 předloží stanoviska PDS*
- *zájemce o poskytování PpS uzavře s ČEPS Dohodu SVR a/nebo smlouvu o poskytování ostatních PpS (PpS mimo SVR)*

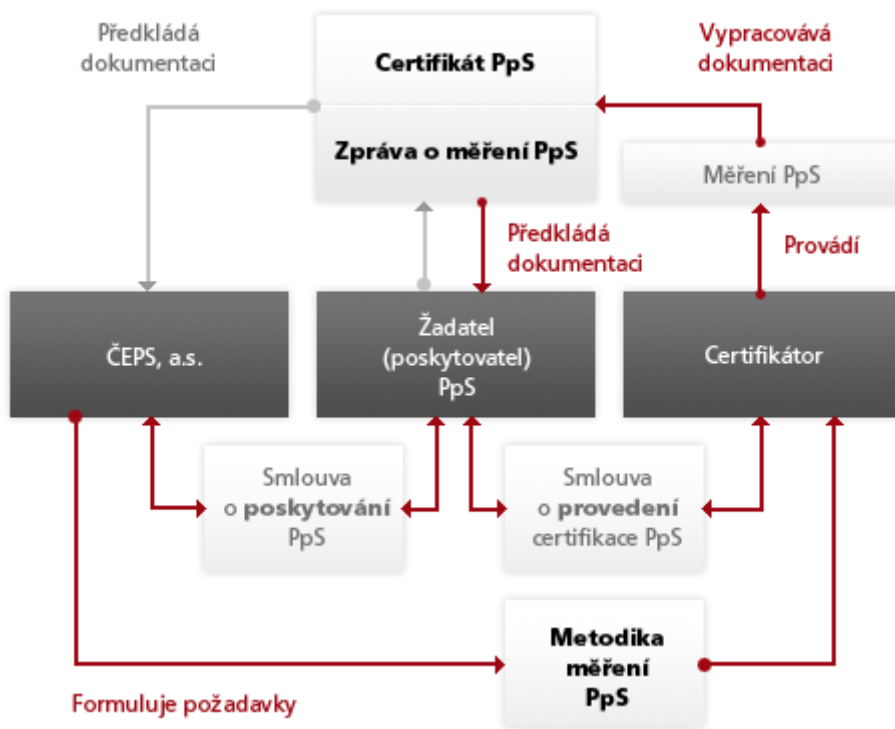
- *zájemce o poskytování aFRR, mFRR, mFRR5 nebo RR má na základě uzavřené Dohody SVR uzavřenu s OTE Smlouvu o zúčtování regulační energie z důvodu finančního vypořádání plateb za poskytnutou regulační energii a registraci pro vykazování RE. V případě, že bude poskytnutá RE finančně vypořádávána proti jinému subjektu, než je zájemce, pak na základě souhlasu ČEPS uzavře tento jiný subjekt Smlouvu o zúčtování regulační energie s OTE a bude v systému OTE přiřazen jako poskytovatel RE pro vykazování RE. V případě, že v předávacím místě zájemce o poskytování SVR má odpovědnost za odchylku jiný subjekt než zájemce o poskytování SVR, pak zájemce o poskytování SVR předloží ČEPS souhlas subjektu zúčtování s poskytováním SVR*
- *ČEPS zašle požadavek na PDS na nastavení příznaku PpS a registrovaného účastníka trhu v systému OTE*
- *Účinnost od 1. 7. 2023: Při vzniku nové jednotky Poskytovatel určí, zda u dané jednotky se využije hodnota PDG nebo Baseline pro účely vyhodnocení SVR. Tato indikace musí být uvedena v předložené „Studii Poskytovatele PpS“ (u Baseline služby mFRR musí být uvedeno rozdělení ohledně způsobu výpočtu). Pro využití metodiky Baseline v kap. 2.1.7 (před poskytováním služeb aFRR, mFRR nebo mFRR5) je vždy nutné projít prvotním kvalitativním vyhodnocením přesnosti predikce Baseline na dané jednotce. Ověření prvotního kvalitativního vyhodnocení je nutné i při přechodu ze zasilání PDG na zasilání Baseline na jednotce. Užití metodiky Baseline je možné jen u jednotek, které se skládají pouze ze zařízení kategorie II, nebo jsou zařízením kategorie II.*
- *Po tom, co je schválen zavedený Certifikát v obchodním portálu a zájemce splní všechny výše uvedené body, se zájemce stává Poskytovatelem, případně je již existujícímu Poskytovateli umožněno poskytovat službu na nové jednotce [13]*

3.4 Technické podmínky

Poskytovatelé provozující energetická zařízení, která jsou vyvedena do distribuční soustavy a přenosové soustavy, jsou povinni v souladu s PDS zohlednit plánované odstávky vedení a omezení distribuce elektřiny zařízení připojených do distribuční soustavy. Dále je Poskytovatel povinen provozovat všechna svá energetická zařízení na takové výkonové hladině, aby byl schopen zajistit všechny obchodně sjednané PpS. [13]

3.5 Certifikace

Po splnění předchozích požadavků a dodržení pravidel požádá Žadatel o provedení certifikačního měření. Toto měření provádí Certifikátor, což je organizace s udělenou příslušnou autorizací od ČEPS. Po provedení certifikačního měření v případě, že dokázalo všechny předepsané a smluvní závazky, vypracuje Certifikátor dokumentaci na základě, které může být následně mezi Žadatelem a ČEPS uzavřena smlouva na poskytování dané podpůrné služby a ze Žadatele se tímto stává Poskytovatel. [14]



Obrázek 11 - Schéma průběhu certifikace nového zdroje pro poskytování PpS [14]

4. Návrh Turbogenerátoru

4.1 Definice turbogenerátoru

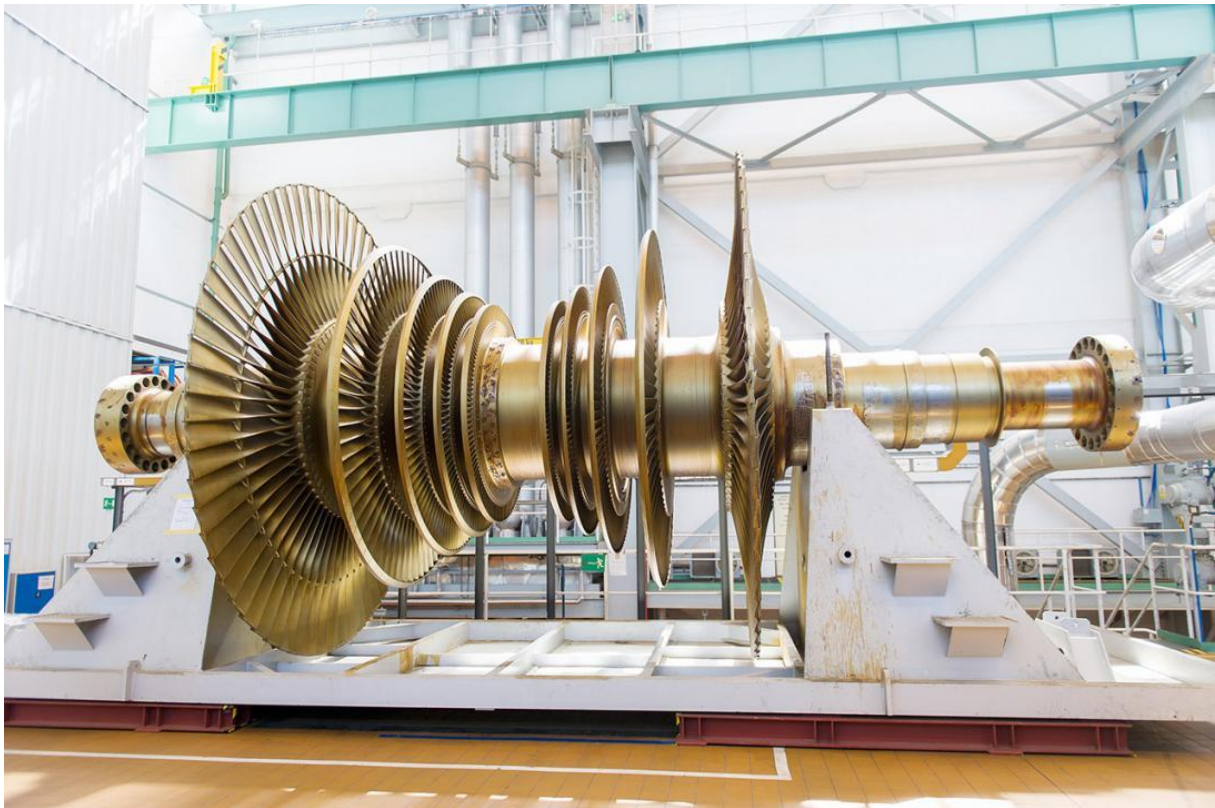
Turbogenerátor je elektromechanické soustrojí, lépe řečeno turbosoustrojí, které se sestává z parní turbíny a elektrického generátoru, kdy oba tyto stroje jsou vzájemně propojeny společnou hřídelí. Nejčastější použití turbogenerátorů najdeme v energetice, kde bývají používány v elektrárnách pro výrobu elektrické energie od výkonů několik desítek MW až do vyšších stovek MW.

Základní principem výroby elektrické energie v turbogenerátoru je přeměna tepelné, kinetické a tlakové energie přichodící vodní páry do parní turbíny na mechanickou energii, která je následně předána po hřídeli do elektrického generátoru, kde je tato mechanická energie přeměněna na elektrickou energii za pomoci elektromagnetické indukce.

Parní turbína je mechanický točivý stroj, který slouží k přeměně tepelné, kinetické a tlakové energie vstupní páry na mechanickou energii. V tomto případě se jedná o rotační energii hřídele turbíny. Parní turbína se skládá z několika lopatkových stupňů, ve kterých dochází k expanzi páry a její následné transformace na mechanickou energii. Moderní parní turbíny se sestávají z vysokotlakého (VT) dílu, středotlakého dílu (ST) a jednoho nebo více nízkotlakých dílů (NT), které jsou uzpůsobeny rozdílným tlakům vstupní páry během procesu přeměny energie v turbíně, aby bylo docíleno co nejvyšší účinnosti. [15]

Liší se také použití parních turbín dle zdroje páry, kdy například u konvenčních elektráren na uhlí jsou konstruovány za účelem vysokého výkonu například i dvouhřídelové turbíny, kdy na jedné hřídeli je umístěn vysokotlaký díl společně se středotlakým dílem a na druhé hřídeli jsou umístěny nízkotlaké díly. Ovšem například u jaderných elektráren jsou zásadně využívány jednohřídelové parní turbíny v tandemovém provedení za sebou, kdy je umístěn vysokotlaký díl a za ním na stejné hřídeli další nízkotlaké díly. [15]

Parní turbíny se také dělí podle dalšího využití páry, která prošla turbínou, na kondenzační, protitlakové a odběrové. Kondenzační turbíny se snaží plně využít potenciál páry, tedy pára po opuštění posledního stupně turbíny kondenzuje na chladných trubkách kondenzátoru a tím v něm udržuje hluboký podtlak. Pára z výstupu protitlakové turbíny má ještě dostatečně vysoké parametry na to, aby mohla být dále technologicky využita, například k vytápění. Odběrová turbína spojuje vlastnosti kondenzační a protitlakové turbíny, kdy se pára daných parametrů odebírá mezi jednotlivými stupni turbíny a může sloužit jako zdroj tepla nebo k regenerativnímu ohřevu. V energetice, kde je hlavní účel výroba elektrické energie se většinou používají kondenzační turbíny. [15]



Obrázek 12 - Rotor NT dílu parní turbíny v Temelíně [18]

Také jsou rozdílné vstupní tlaky páry u jednotlivých typů elektráren, kdy u uhelných elektráren je zpravidla používán oběh s kritickým tlakem, ovšem moderní uhelné elektrárny jsou konstruovány na nadkritické tlaky s cílem zvýšení účinnosti a výkonu. Příkladem nadkritického bloku je například nový blok v uhelné elektrárně Ledvice, který má jmenovitý tlak přehřáté páry 27 MPa při teplotě 600 °C, pro porovnání parní turbíny v největší české uhelné elektrárně Pruněšov II jsou konstruovány na vstupní tlak páry 13,5 MPa při 540 °C. [16][17]

Oproti tomu u jaderných elektráren je vždy vstupní tlak nižší než kritický a pára se v parogenerátoru ohřívá pouze na mez sytosti. Toto je u jaderných elektráren kompenzováno především daleko vyššími objemovými průtoky páry. U jaderných elektráren je tlak vstupní páry okolo 7 MPa. Například jaderná elektrárna Temelín má vstupní tlak do VT dílu turbíny 6,3 MPa při teplotě 320 °C a objem průtoku páry je v tomto případě 5 262,9 t/h oproti například již zmíněnému Ledvickému nadkritickému bloku, který má objem průtoku páry zhruba 1 440 t/h. [18]

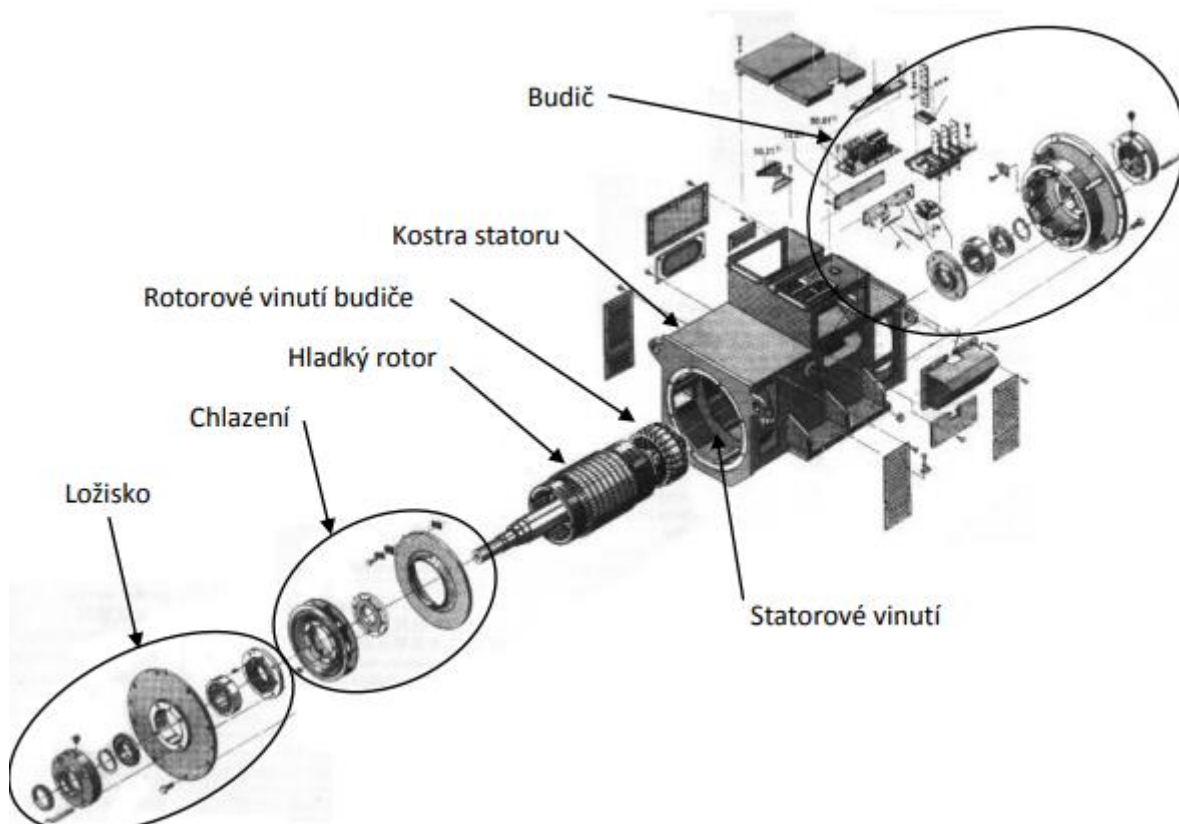
Kritický a nadkritický tlak se určuje podle kritického bodu na fázovém diagramu, který určuje kritický stav látky. V kritickém stavu přechází plyn skokově do kapalného stavu, pokud látka dosáhne kritické teploty a kritického tlaku nebo kritického objemu. Látku nad kritickou teplotou nelze jakýmkoliv stlačením zkapalnit. Látka v nadkritické teplotě nemůže existovat v kapalném skupenství. [39]

Výše výkonů parních turbín se v průběhu posledních 100 neustále zvětšovaly stejně tak účinnosti turbín. V současnosti jsou největší parní turbíny instalovány ve francouzských a čínských jaderných elektrárnách. Jedná se například o turbínu od společnosti Siemens o výkonu

1 720 MW, která je momentálně instalována v nově spuštěné finské jaderné elektrárně Olkiluoto 3. Další je turbína Arabelle společnosti General Electric o výkonu 1 900 MW instalována na jaderných elektrárnách v Číně. [19][20]

Další možné umístění turboalternátoru, kromě uhelných a jaderných elektráren, jsou paroplynové elektrárny. Jedná se o elektrárnu na kombinovaný cyklus tzv. paroplynový cyklus, kdy se jedná o dva oběhy vzájemně spojené spalínovým kotlem. Palivem, jak je z názvu patrné, je zemní plyn, který je nejprve spálen v plynové spalovací turbíně plynového oběhu elektrárny, kdy plynová turbína je připojena na generátor. Horké spaliny z plynové turbíny putují do spalínového kotle, kde nám navazuje parní cyklus elektrárny, v kotli se ohřívá pára, která následně putuje do turboalternátoru. [40]

Pro přeměnu mechanické energie na elektrickou energii je v turbosoustrojí za turbínou na hřídeli za spojkou umístěn alternátor, alternátor je elektrický generátor, konkrétně se jedná o synchronní stroj pracující v generátorovém stavu. Alternátor je nejvýznamnějším elektrickým strojem pro výrobu elektrické energie, také se jedná o největší vyráběný elektrický stroj pohledem výkonu, alternátory musejí být dimenzovány na stejné výkony jako parní turbíny ve spolupráci, se kterými pracují v elektrárnách, tedy výkonově dosahují až na úroveň 1 750 MW jako v případě již zmíněné elektrárny Olkiluoto 3. Hlavní význam zvyšování výkonů jak parních turbín tak i alternátorů je jejich vysoká účinnost a menší investiční a provozní náklady vztahované na jednotku výkonu. Hlavní výhodou synchronních strojů, tedy alternátorů, je schopnost kromě činné energie dodávat i jalovou energii. [21]



Obrázek 13 - Schéma základních částí alternátoru [21]

V energetice se nejčastěji používají alternátory s hladkým rotorem a cívky elektromagnetů jsou uloženy v drážkách rotoru a tvoří rotující elektromagnet. Stator alternátoru

je složen z izolovaných plechů v jejichž drážkách je umístěno trojfázové vinutí. Dvoupólové rotory se otáčejí rychlostí 3 000 ot/min a čtyřpólové pak rychlostí 1 500 ot/min. Alternátory pracují v energetice synchronně s frekvencí sítě tedy 50 Hz. Alternátory s dvoupólovým rotorem jsou často používány v energetice, například blok jaderné elektrárny Temelín disponuje alternátorem s dvoupólovým rotorem. Méně často jsou poté v energetice používány alternátory se čtyřpólovými rotory, takový alternátor je například umístěn v elektrárně Olkiluoto 3. [21][22]

Otáčky lze také spočítat pomocí rovnice pro výpočet frekvence.

$$f = \frac{p * n}{60} \quad [\text{Hz}; \text{min}^{-1}] \quad (1)$$

Po úpravě vzorce dostaneme

$$n = \frac{60 * f}{p} \quad [\text{ot/min}] \quad (2)$$

kde

f	frekvence [Hz]
p	počet pólů [1]
n	otáčky [ot/min]

Alternátory můžeme dále dělit podle budících soustav. První je nezávislá budicí soustava, kdy je zdrojem budící energie točivý stejnosměrný nebo střídavý budič obvykle poháněn hřídelí buzeného stroje, na které může být přímo umístěn. Tento budič není závislý na stavu napájení sítě, na kterou je buzený stroj připojen. [21]

Druhou možností je závislá budicí soustava, která odebírá budící energii ze střídavé sítě, je tedy na stavu této sítě závislá. Tuto střídavou elektrickou energii je nutno přeměnit na stejnosměrnou. U synchronních strojů malých výkonů se k buzení používají také permanentní magnety. [21]

4.2 Technické řešení

Pro zvolení konkrétního technického řešení turbogenerátoru si je potřeba nejprve zvolit zdroj páry, přesněji řečeno typ elektrárny, ve kterém bude turbogenerátor instalovaný. Pro potřeby této diplomové práce jsem zvolil turbogenerátor umístěný na moderní jaderné elektrárně III+. generace. Důvody a technické řešení jsou vysvětleny v následujících odstavcích.

Jak již bylo zmíněno v předchozích kapitolách, energetika v Evropě, a tedy i v České republice prochází transformací. Z důvodu iniciativ a plánů jako je Green Deal a Fit for 55 dochází k dekarbonizaci energetiky. V praxi toto znamená odstavení stávajících uhelných elektráren a jejich nutné nahrazení. Pro Českou republiku to znamená odstavit zhruba 50 % svého instalovaného výkonu. Zároveň s tím se počítá se zvýšením spotřeby elektrické energie.

Plány na nahrazení odstavených zdrojů počítají s dalším rozvojem obnovitelných zdrojů energie v energetice, především s rozvojem fotovoltaiky. Problém s obnovitelnými zdroji je jejich stabilita, využitelnost v průběhu dne a ukládání energie z nich vyrobené. Ukládání

elektrické energie je v současnosti možné pomocí bateriových úložišť nebo pomocí přečerpávacích elektráren jako je například v České republice elektrárna Dlouhé Stráně. V budoucnosti se počítá především s ukládáním elektrické energie do vodíku, na vývoji této technologie pracuje především Německo, které je dlouholetým propagátorem energetiky založené na obnovitelných zdrojích. Nicméně tyto zdroje potřebují další vývoj a zefektivnění výroby, aby se tyto zdroje staly ekonomicky výhodné ve velkém měřítku, kdy by byly schopny poskytovat elektrickou energii po delší časové intervaly.

Další možností nahrazení fosilních zdrojů v energetice jsou jaderné elektrárny. Mezi lety 1980 a 2000 zažíval jaderný průmysl úpadek a stagnaci z důvodu mála plánovaných nových bloků tak i z důvodu absence nových technologií a nových typů reaktorů. Toto se změnilo koncem 90. let, kdy byl zprovozněn první reaktor 3. generace v Japonsku o výkonu 1 350 MW a jednalo se o typ ABWR, volně přeloženo jako pokročilý varný reaktor. S novým tisíciletím přišlo i oživení jaderného průmyslu, a to z důvodu růstu spotřeby elektrické energie ve světě, růstu poptávky po nových zdrojích a také z nutnosti nahrazovat staré jaderné reaktory, a především nahrazovat uhelné elektrárny a jiné zdroje produkující nechtěné emise. [23]

V současnosti na trh nastupují nové typy reaktorů označované jako III+. generace, mezi tyto lze zahrnout především americké AP1000, korejské APR, francouzské EPR a ruské VVER-1200. Dále se v blízké budoucnosti očekává nástup malých modulárních reaktorů (SMR), které si kladou za cíl dramaticky zlevnit investiční a provozní náklady spojené s výstavbou a provozem jaderné elektrárny. [23]

Nová generace jaderných reaktorů také boří dlouhotrvající mýtus o nemožnosti regulace výkonu jaderných elektráren. Již současné jaderné zdroje jsou schopny flexibilního provozu. Nové jaderné reaktory jsou již od počátku projektovány na flexibilní provoz. Několik členských států Evropské unie již standartně provozuje své jaderné elektrárny pro částečné pokrytí špičkového zatížení sítě a pro potřeby Podpůrných služeb. Například Francie v současnosti dvě třetiny svých jaderných elektráren běžně provozuje ve flexibilním režimu. [24]

Nová generace jaderných reaktorů se tedy jeví do budoucnosti jako jediná vysoko výkonová, na počasí nezávislá a bezemisní technologie schopná regulace výkonu, a tedy i poskytování Podpůrných služeb. Podrobnější porovnání proti současným technologiím je vidět na následujícím grafu, kde jaderné elektrárny dokonce vycházejí v porovnání lépe než nové uhelné a paroplynové elektrárny.

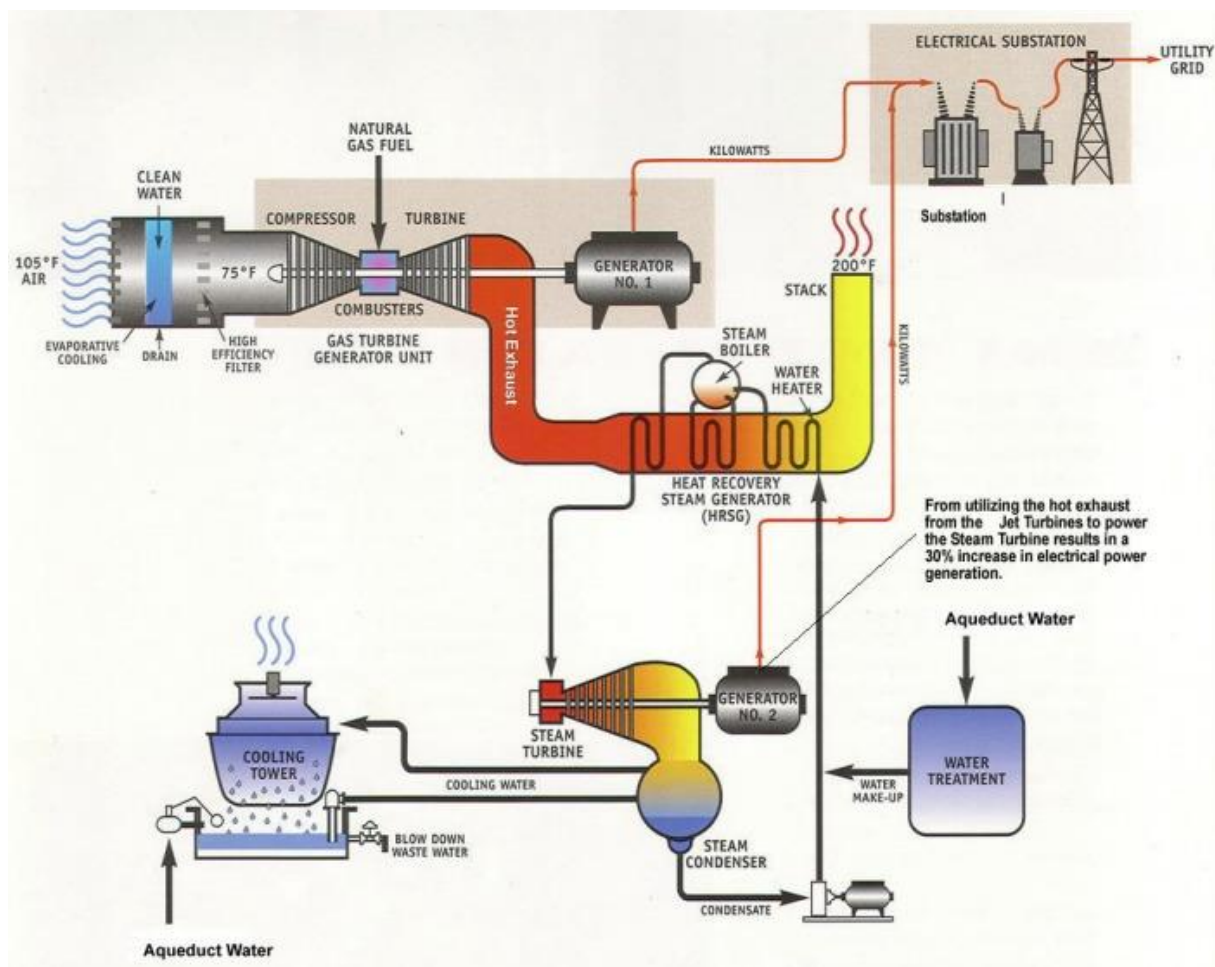


Obrázek 14 - Porovnání regulace výkonu mezi technologiemi [24]

Cestou výstavby nových jaderných elektráren a jejich využití pro poskytování PpS se chce vydat také Česká republika. V roce 2023 má nová vláda vydat novou státní energetickou koncepci (SEK). Nicméně z již zveřejněných rozhovorů a článků se dá usuzovat jaké budou cíle nové SEK. Státní úředníci a současní vládní činitelé poukazují na fakt, že obnovitelné zdroje mají v porovnání s jadernými elektrárnami až šestkrát nižší hodinové využití. Nová SEK tedy má počítat se zvýšením podílu jaderných elektráren v energetickém mixu ČR ze současných 36 % na nových 48-56 %. [25][26]

Tohoto má být docíleno výstavbou dvou nových bloků v lokalitě jaderné elektrárny Dukovany, kde v současnosti již probíhá výběrové řízení na dostavbu jednoho takového bloku. Dále pak mají být v lokalitě jaderné elektrárny Temelín postaveny další dva jaderné bloky. Všechny tyto bloky mají být nové III+. Generace a dosahovat výkonu 1 000 - 1 200 MW podle zvolené technologie. [26]

Další možností, jak docílit náhrady stávajících uhelných elektráren jsou paroplynové elektrárny, mezi jejichž výhody patří dosahování vyšších účinností než u uhelných elektráren, díky kombinovanému paroplynovému cyklu. Výše účinnosti se pohybuje mezi 42-58 %. Mezi největší výhody paroplynových elektráren patří fakt, že jsou již od počátku projektovány s důrazem na vysokou flexibilitu a regulaci výkonu, dokonce dle potřeby může u paroplynové elektrárny být v provozu pouze plynový cyklus elektrárny. Tato výhoda z tohoto zdroje dělá ideální zdroj, který je schopen stabilizace elektrizační soustavy a rychlé reakce na změny v ní způsobené. [40]



Obrázek 15 - Paroptynový cyklus [40]

Důležitou skutečností je, že v březnu roku 2023 vydal provozovatel přenosové soustavy ČEPS dokument “Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040“ (MAF CZ 2022) v této analýze se věnuje různým scénářům vývoje energetiky v ČR ve střednědobém horizontu a upozorňuje na budoucí možná rizika. Jedno z těchto rizik je i, v této práci, již zmíněné odstavení uhelných elektráren bez adekvátní náhrady. Zástupci ČEPS v tomto dokumentu volají po výstavbě nových zdrojů elektřiny, především nových jaderných elektráren, ale také potřebu výstavby alespoň tří nových paroptynových zdrojů do roku 2030. [41]

Nicméně, přestože je zde potřeba po nových paroptynových blocích a výstavba paroptynových elektráren trvá zhruba 3 roky, tak v současnosti neexistují žádný investor, který by aktivně plánoval nebo již projektoval a budoval nový paroptynový blok. Na rozdíl od jaderných bloků.

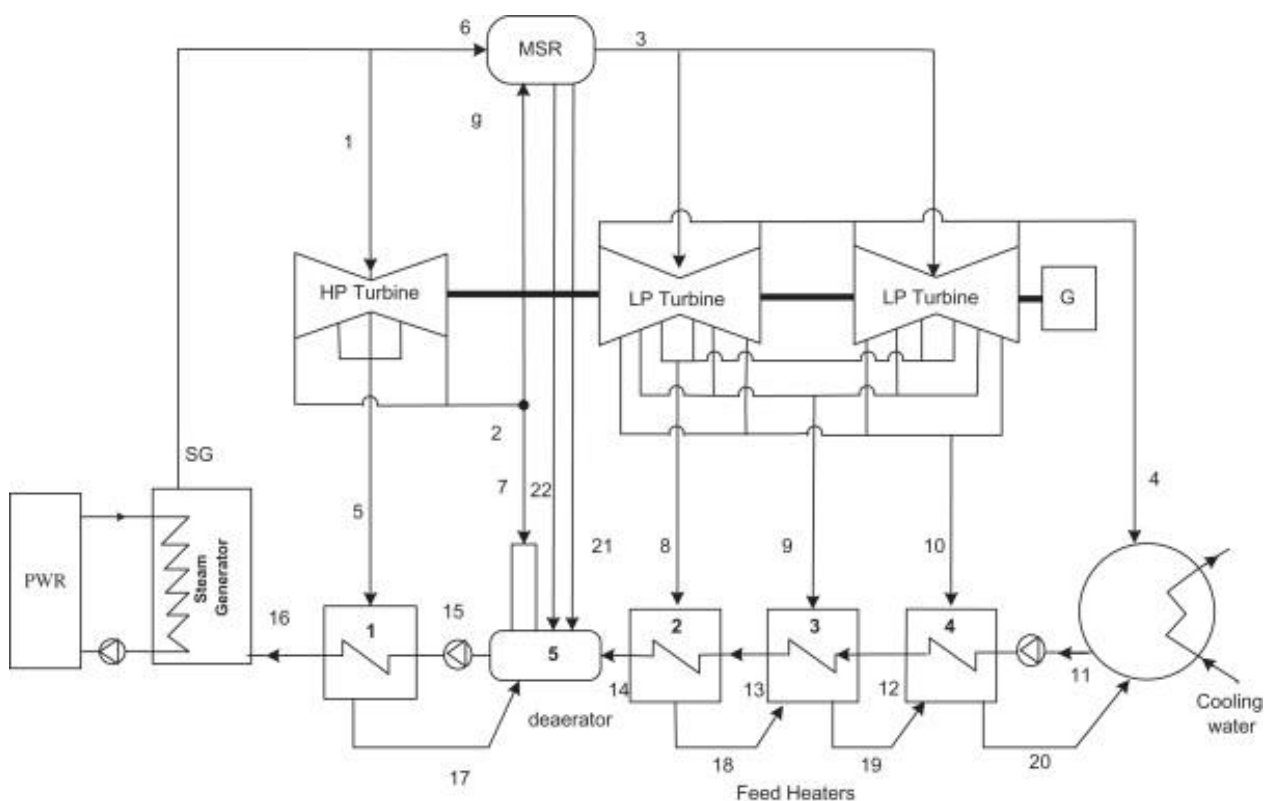
Z těchto, výše sepsaných, důvodů jsem se rozhodl vypracovat svou studii na turbogenerátoru umístěném na jaderné elektrárně. Jelikož je zřejmé, že v budoucnosti budou jaderné elektrárny přispívat nemalou částí do energetického mixu v Evropě, a tedy taky ke stabilizaci sítě a poskytování podpůrných služeb. Především po plánovaném odstavení fosilních zdrojů, které v současné době tyto služby poskytují.

Pro svou studii jsem si obstarával technická data především od skupiny ČEZ. Data jsou upravena, aby odpovídala, ale nebyla stejná jako reálné hodnoty, které jsou pod non-disclosure

agreement (NDA), a tedy nelze je volně šířit. Data pocházejí z reálných jaderných elektráren, které jsou buď v současnosti v provozu nebo jsou nabízené na komerčním trhu. Data jsou schválena jako odpovídající technickými konzultanty ve skupině ČEZ.

Níže zvolený a popsáný turbogenerátor je tedy umístěn v jaderné elektrárně III+ generace a je dimenzován na objem páry generovaný parogenerátorem jaderného reaktoru. Turbogenerátor je tvořen jednohřídelovou parní turbínou s jedním VT dílem a dvěma NT díly. Alternátor je společně se spojkou dimenzován na mechanickou energii dodávanou parní turbínou a při plném výkonu generuje 1095 MWe. Výpočet výkonu turbíny a generátoru je uveden v následujících kapitolách.

Parogenerátor je parní zařízení, které odděluje primární a sekundární okruh jaderné elektrárny a funguje především jako tepelný výměník. Převádí teplo generované v jaderném reaktoru do napájecí vody sekundárního reaktoru, kterou mění na páru, která dále putuje do turboalternátoru. Parogenerátory se nacházejí v jaderných elektrárnách a dělí se na dva hlavní typy: horizontální a vertikální. [42]



Obrázek 16 - Typický parní oběh jaderné elektrárny s turbínou s jedním VT a dvěma NT díly

4.3 Matematické a fyzikální vztahy

Zvolená metoda pro výpočet výkonu turbíny a následně alternátoru je Clausiův-Rankinův cyklus. Clausiův-Rankinův cyklus je termodynamický cyklus, který se odehrává především v tepelných elektrárnách, které využívají jako pracovní látku vodu nebo vodní páru. Ve zjednodušené formě se skládá ze dvou izobarických a dvou izoentropických dějů.

Při sestavování bilančních rovnic a odvozování z nich se setkáváme i s veličinami, které nejsou stavovými. Od stavových kalorických veličin se liší zejména tím, že mohou měnit

nositele, jejich nulová hodnota leží v počátku děje a jsou závislé na druhu probíhající změny. Jedná se především o Sdělené teplo Q [J], respektive měrné teplo q : [44]

$$q = \frac{Q}{m} \quad [J/kg], \quad (33)$$

kde

m hmotnost [kg]

Q teplo [J]

Které dále přechází kanálem v hranici z jedné soustavy do druhé. Je-li děj provázen změnou teploty, vyjádříme sdělené teplo kilometrickou rovnicí v diferenciálním tvaru: [44]

$$dQ = m * c * dT = m * c * d\vartheta \quad [J] \quad (34)$$

respektive

$$dq = c * dT = c * d\vartheta \quad [J*kg^{-1}] \quad (35)$$

kde

c měrná tepelná kapacita [$J*kg^{-1}*K^{-1}$]

T teplota [K]

Pro úpravu těchto rovnic a docílení výsledných rovnic pro výpočet parametrů parního oběhu s parní turbínou na sytou páru s přehříváním níže v této kapitole je potřeba si další kalorickou stavovou veličinu a sice entalpii. [44]

Entalpie H je veličina vyjadřující tepelnou energii uloženou v dané látce. Vyjadřuje termodynamický potenciál dané látky. Entalpie je definována matematickým vzorcem: [44]

$$H = U + p * V \quad [J] \quad (36)$$

V diferenciálním tvaru

$$dH = T * dS + V * dp \quad [J] \quad (37)$$

kde

U vnitřní energie [J]

p tlak [Pa]

V objem [m^3]

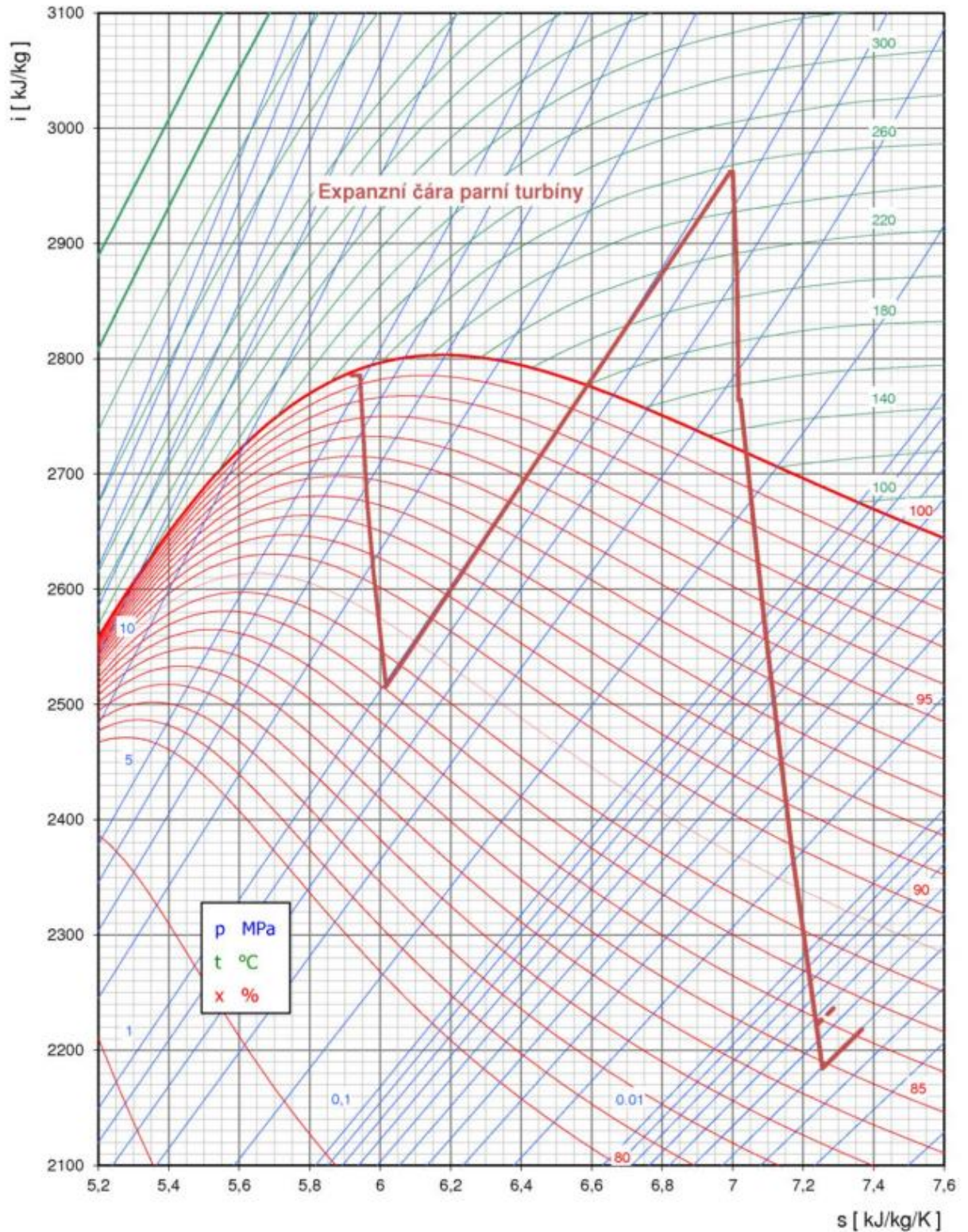
S entropie [$J*K^{-1}$]

Měrná entalpie má pak vzorec:

$$h = H/m \quad [J*kg^{-1}] \quad (38)$$

Alternativní značení entalpie, respektive měrné entalpie je pak I , respektive i .

V tomto případě nám sytá pára z parogenerátoru nejprve vstupuje do VT dílu turbíny, kde se spotřebuje část energie páry, pára poté proudí do separátoru a přehříváku, kde je pára následně přehřáta a pokračuje do NT dílů parní turbíny. Přibližná expanzní čára parní turbíny je vyobrazena na Mollierově diagramu na obrázku 16.



Obrázek 17 – Diagram expanzní čára parní turbíny

K tomuto cyklu byly autorovi dodány technickým konzultantem skupiny ČEZ hodnoty entalpií a tlaků před a za díly turbíny a objemový průtok páry. Jelikož se v turbíně nejedná o ideální prostředí, tak v cyklu neprobíhá izobarické přehřátí páry ani adiabatické expanze páry v dílech turbíny, z tohoto důvodu musela být dopočtena entalpie a teplota jednotlivých stavů za pomoci makra X Steam od autora Magnus Holmgren. Makro bylo vytvořeno v programu MATLAB pro program Microsoft Excel s cílem počítat termodynamické vlastnosti vody a páry. Toto makro je volně k dispozici ke stažení. [43]

Z následných hodnot jsem pak mohl vypočíst tepelnou účinnost pomocí vzorce:

$$\eta_t = \frac{W}{Q_p} = \frac{i_1 - i_2}{i_1 - i_3} \quad [\%] \quad (3)$$

Kde

η_t	tepelná účinnost [%]
W	mechanická práce turbíny [kJ]
Q_p	přijaté teplo [kJ]
i	entalpie [kJ/kg]
i_1	admisní entalpie [kJ/kg]
i_2	entalpie kondenzátu [kJ/kg]
i_3	entalpie odběrové páry [kJ/kg]

Dále byl vypočten vnitřní výkon turbíny neboli mechanický výkon turbíny pomocí vzorce:

$$P_m = m * (i_1 - i_3) * \eta \quad [\text{kW}] \quad (4)$$

Kde

P_m	vnitřní výkon turbíny [kW]
m	objemový průtok páry [kg/s]
i	entalpie [kJ/kg]
η_t	Tepelná účinnost [%]

Následně byl vyjádřen elektrický výkon TA pomocí vzorce:

$$P_e = P_m * \eta_m * \eta_g \quad [\text{kW}] \quad (5)$$

Kde

P_e	elektrický výkon TA [kW]
P_m	vnitřní výkon turbíny [kW]
η_m	mechanická účinnost [%]
η_g	účinnost generátoru [%]

V energetice se při výpočtu mechanické účinnosti, tedy účinnosti hřídele a spojky počítá s účinností 99 %. Podobně je tomu i s účinností generátoru, která se u starších uhelných elektráren udávala 93 %, ale u moderních elektráren, především jaderných elektráren počítá s účinností 99 %. [21]

Takto byly spočítány hodnoty pro VT díl a oba NT díly, výsledné výkon byly následně sečteny a udávají celkový výkon turbogenerátoru 1095 MWe. Přesné hodnoty výpočtu je možno vidět v tabulkách dole. Zadané hodnoty jsou označeny modrou barvou.

	Parametry před turbinou		Tlaková ztráta ventilů	Parametry do výpočtu				Parametry za turbinou			Tepelná účinnost
	p1 (bar)	i1 (kJ/kg)	Δp (%)	p1' (bar)	T1' (°C)	i1' (kJ/kg)	s1' (kJ/kgK)	p2 (bar)	i2 (kJ/kg)	i3 (kJ/kg)	%
VT díl	71,36	2764,0	3	69,22	285,1	2764,0	5,80	8,01	2464,6	2387,74	79,6
Za VT dílem (za separátorem a přihřívákem)	7,64	3001,9	0	7,64	273,5	3001,9	7,16	0,0719	2301	2226,29	90,4

Tabulka 3 - Tabulka výpočtu tepelné účinnosti TA

	P (kW)	m (kg/s)	h (kJ/kg)	Pm (kW)	nm (%)	ng (%)	Pe (kW)	Pe celk (kW)
VT díl	576772	1532,9	376,3	458950	0,99	0,99	449817	1095820
Za VT dílem (za separátorem a přihřívákem)	729379	940,39	775,6	659119	0,99	0,99	646003	

Tabulka 4 - Tabulka výpočtu elektrického výkonu TA

Příklady výpočtu:

Tepelná účinnost VT dílu

$$\eta_t = \frac{i_1 - i_2}{i_1 - i_3} = \frac{2764 - 2464,6}{2764 - 2387,7} = 79,6 \% \quad (6)$$

Vnitřní výkon turbíny pro VT díl

$$P_m = m * (i_1 - i_3) * \eta = 1532,9 * (2764 - 2387,7) * 79,6 \\ = 458 950,3 \text{ kW} \quad (7)$$

Elektrický výkon TA pro VT díl

$$P_e = P_m * \eta_m * \eta_g = 458 950,3 * 0,99 * 0,99 = 449 817 \text{ kW} \quad (8)$$

Celkový elektrický výkon TA

$$P_{ecelk} = P_{eVT} + P_{eNT} = 449 817 + 646 003 = 1 095 820 \text{ kW} = \\ 1 095,8 \text{ MW} \quad (9)$$

4.4 Manévrovatelnost s výkonem

Manévrovat s výkonem u jaderné elektrárny je v zásadě možné dvěma způsoby. První způsob je snížení/zvýšení výkonu reaktoru, toto je preferovaný způsob snížení výkonu v jaderné

elektrárně. Druhým způsobem je snížení výkonu pomocí převedení vyrobeného tepla přes přepouštěcí stanici do kondenzátoru (PSK). [38]

Náklady na provozní média jako je kyselina boritá, čpavek, hydrazinhydrát, tritium a radioaktivní odpady jsou zanedbány, jelikož se nepromítají do konečného hodnocení, díky jejich nízkému nebo žádnému objemu. Podobně je tomu u měrných palivových nákladů, jelikož délka palivové kampaně je dopředu naplánována, a tedy v souvislosti s manévrováním nevznikají žádné měrné palivové náklady. [38]

4.4.1 Změna výkonu reaktoru

Změna výkonu reaktoru přináší dva typy nákladů. První náklady jsou spojené s čistým kondenzátem, který je potřeba přidat pro stabilizaci reaktoru a roztoku kyseliny borité. Tento náklad bude kvůli citlivosti dat v modelu zanedbán, nicméně výše těchto nákladů nemají dopad do výsledného hodnocení.

Druhé náklady jsou spojené s odparem a úletem. Přes cirkulační chladicí okruh (CChO) jedné chladicí věže proudí dané množství cirkulační chladicí vody. Jeden blok je napojen na dvě chladicí věže, proto průtok cirkulačního chladicího okruhu na blok bude roven dvojnásobku průtoku přes jednu chladicí věž:

$$Q_{CChO}^{BLOK} = 2 * Q_{CChO}^{VEZ} \quad (10)$$

Ztráta vody v chladicích věžích sestává ze dvou složek – odparu a úletu. Při snížení výkonu na reaktoru poklesne i množství odvedeného tepla v HK. Tím se sníží ohřev CChV a sníží odpar. Úlet není závislý na výkonu, ale na konstrukci a provedení chladicí věže, rychlosti větru, teplotě okolního vzduchu atd. Ve výpočtech se předpokládá, že odpar je závislý na změně výkonu a úlet závislý není. [38]

Mezi odparem na chladicích věžích a výkonem odvedeným v kondenzátoru, resp. výkonem na reaktoru existuje závislost. Uvažuje se přímo-úměrná závislost:

při P_{NOM} O_{Pnom}
 při $P_{SNIZENY}$ $O_{Psnizeny}$

$$O_{Psnizeny} = O_{Pnom} * \frac{P_{SNIZENY}}{P_{NOM}} \quad (11)$$

Stanovení rozdílu ztráty vody v chladicích věžích vůči ztrátě při nominálním výkonu:

$$\Delta Q_Z^R = Q_{CChO}^{BLOK} * O_{Psnizeny} - Q_{CChO}^{BLOK} * O_{Pnom} = Q_{CChO}^{BLOK} * (O_{Psnizeny} - O_{Pnom}) \quad (12)$$

$$\Delta Q_Z^R = Q_{CChO}^{BLOK} * (O_{Pnom} * \frac{P_{SNIZENY}}{P_{NOM}} - O_{Pnom}) = Q_{CChO}^{BLOK} * O_{Pnom} * (\frac{P_{SNIZENY}}{P_{NOM}} - 1) \quad (13)$$

$$\Delta Q_Z^R = Q_{CChO}^{BLOK} * O_{Pnom} * (\frac{P_{SNIZENY}}{P_{NOM}} - 1) \quad (14)$$

$$\Delta Q_Z^R = 2 * Q_{CChO}^{VEZ} * O_{Pnom} * (\frac{P_{SNIZENY}}{P_{NOM}} - 1) \quad (15)$$

Stanovení rozdílu ve variabilních nákladech na odpařenou vodu vůči 100 % P_{NOM}:

$$\Delta N_{ODPAR}^R = \Delta Q_Z^R * C_{SV} * t_{SV} \quad (16)$$

$$\Delta N_{ODPAR}^R = 2 * Q_{CCHO}^{VEZ} * o_{Pnom} * \left(\frac{P_{SNIZENY}}{P_{NOM}} - 1 \right) * C_{SV} * t_{SV} \quad (17)$$

4.4.2 Převedení vyrobeného tepla přes PSK

Tento způsob předpokládá zachování výkonu reaktoru na dané výkonové hladině (100 % P_{NOM}) a převedení části tepla z HPK, pomocí přepouštěcích stanic do kondenzátorů, přímo do hlavních kondenzátorů, bypassem turbíny. [38]

V tomto případě nebude potřeba žádné množství čistého kondenzátu, protože výkon na reaktoru se nemění. Převedení části tepla z hlavního parního kolektoru rovnou do parních kondenzátorů způsobí zvýšení odparu na chladicích věžích.

Teplu, vyrobené v reaktoru se přes parogenerátory předá do sekundárního okruhu. Ze sekundární strany parogenerátorů teplo putuje do hlavního parního kolektoru, kde se vyrovnají tlaky a průtoky z jednotlivých parogenerátorů. Z hlavního parního kolektoru putuje část přes PSK přímo do kondenzátoru a část na turbínu. Aby bylo dosaženo požadované výkonové změny na generátoru, musí být odpovídající množství tepelného výkonu (tepla) převedeno z HPK pomocí PSK do HK. [38]

V důsledku převedení části výkonu přímo do HK, bypassem turbíny se na chladicích věžích zvýší odpar. Předpokládá se přímo úměrná závislost mezi teplem, odvedeným v kondenzátoru a odparem na chladicích věžích:

při H_{HK}^{Pnom} 0100%

při $H_{HK}^{\Delta P}$ 0Psnizeny

$$o_{SNIZENY} = o_{Pnom} * \frac{H_{HK}^{Pnom}}{H_{HK}^{\Delta P}} = o_{Pnom} * \frac{N_{NOM} * \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} * \Delta P \right)}{N_{NOM} * \frac{2}{3}} \quad (18)$$

Po úpravě:

$$o_{SNIZENY} = o_{Pnom} * \left(1 + \frac{1}{2} * \Delta P \right) \quad (19)$$

Stanovení rozdílu ztráty vody v chladicích věžích vůči ztrátě při nominálním výkonu:

$$\Delta Q_Z^{PSK} = (Q_{CCHO}^{BLOK} * o_{Psnizeny} - Q_{CCHO}^{BLOK} * o_{Pnom}) = Q_{CCHO}^{BLOK} * (o_{Psnizeny} - o_{Pnom}) \quad (20)$$

$$\Delta Q_Z^{PSK} = Q_{CCHO}^{BLOK} * \left[o_{Pnom} * \left(1 + \frac{1}{2} * \Delta P \right) - o_{Pnom} \right] \quad (21)$$

$$\Delta Q_Z^{PSK} = Q_{CCHO}^{BLOK} * o_{Pnom} * \frac{1}{2} * \Delta P \quad (22)$$

$$\Delta Q_Z^{PSK} = 0,5 * Q_{CChO}^{BLOK} * o_{Pnom} * \Delta P = 0,5 * 2 * Q_{CChO}^{VEZ} * o_{Pnom} * \Delta P \quad (23)$$

$$\Delta Q_Z^{PSK} = Q_{CChO}^{VEZ} * o_{Pnom} * \Delta P \quad (24)$$

Stanovení nákladů na kompenzaci ztráty vody v chladicích věžích při sníženém výkonu:

$$\Delta N_{ODPAR}^{PSK} = \Delta Q_Z^{PSK} * C_{SV} * t_{SV} \quad (25)$$

$$\Delta N_{ODPAR}^{PSK} = Q_{CChO}^{VEZ} * o_{Pnom} * \Delta P * C_{SV} * t_{SV} \quad (26)$$

kde

C	cena za jednotku daného média [Kč*m ⁻³]
ΔN	Změna variabilních provozních nákladů v důsledku manévru [Kč]
o	Odpar na chladicích věžích při nominálním výkonu [%]
P _{NOM}	Nominálního elektrického výkonu [MWe]
P _{SNIZENY}	Velikost sníženého elektrického výkonu [MWe]
Q	Průtok [m ³ *h ⁻¹]
t _{SV}	Doba setrvání na sníženém výkonu [h]

5. Ekonomické zhodnocení

Na začátek ekonomického zhodnocení je potřeba si, kvůli zvolenému technickému řešení, krátce představit ekonomické charakteristiky poskytování PpS pomocí paroplynových elektráren. Paroplynové elektrárny jsou, jak bylo řečeno v kapitole 4., lépe projektovány pro poskytování PpS než jaderné elektrárny. Díky své vysoké flexibilitě, a především nízkým fixním nákladům na provoz a údržbu. Díky tomu, že většina nákladů je proměnných a navázána na výkon a výrobu elektrárny, se dá provoz naplánovat okolo poskytování PpS, tak aby poskytování bylo z ekonomického hlediska výhodné. Ekonomické přínosy z poskytování PpS pomocí paroplynových elektráren jsou jistě větší než z poskytování pomocí jaderných elektráren. Tento ekonomický model, si ale neklade za cíl najít nejlepší možné řešení, ale nastínit možné scénáře, které mohou nastat. Mezi takové se řadí i nutnost poskytovat flexibilitu a PpS pomocí jaderných elektráren.

5.1 Ekonomika jaderných elektráren

Jaderná energie se dá charakterizovat jako ekonomicky kompetitivní zdroj elektrické energie s výjimkou případů, kdy jsou k dispozici levná fosilní paliva. Palivové náklady u jaderné energetiky tvoří pouze malou část celkových nákladů na výstavbu a provoz jaderné elektrárny, nicméně kapitálové náklady jsou několika násobně vyšší než například u plynových zdrojů. Jaderné elektrárny jsou charakteristické vysokou cenou za výstavbu, ale relativně nízkými provozními náklady. Ekonomika jaderné energetiky také plně počítá s náklady na ukončení provozu a s nakládáním s odpady. Výstavba jaderné elektrárny jako takové představuje obrovský projekt, který s sebou nese několik výzev, které kolikrát bývají podceňovány. Mezi hlavní ekonomické konkurenty jaderné energie se řadí dotované obnovitelné zdroje elektřiny a levné plynové elektrárny.

Základní ekonomickou metrikou pro jakýkoliv výrobní zdroj je LCOE – levelized cost of electricity, což jsou celkové náklady na výstavbu a provoz elektrárny vydělené celkovou vyrobenou elektřinou za životnost elektrárny. Výslednou hodnotou je poté cena za megawatt hodinu (EUR/MWh).

Pro pochopení ekonomiky jaderné energetiky je potřeba si popsat náklady spojené s výstavbou a provozem jaderné elektrárny. Tyto náklady se dají rozdělit na 4 základy skupiny.

- Kapitálové náklady.
- Provozní náklady.
- Vedlejší náklady.
- Ostatní náklady.

Kapitálové náklady tvoří zhruba 60 % z LCOE ceny za jadernou elektrárnu. Tyto náklady vznikají v době před výstavbou, během výstavby a během projektování a licencování elektrárny. Kapitálové náklady se dále mohou rozlišovat na tzv. Overnight cost, což jsou náklady, které zahrnují náklady na projekci, zařízení a výstavbu, ale jsou očištěné od finančních poplatků, které narůstají v průběhu let výstavby. Dále pak máme Financing cost, což jsou finanční náklady, které zahrnují úrokové náklady z dluhu. Kapitálové náklady jsou o poznání vyšší než u uhelných nebo plynových elektráren. Toto je způsobeno vyššími nároky na používané technologie, materiály a zabezpečení, které je spjato s výstavbou jaderných elektráren. Kapitálové náklady jsou kolikrát určujícím faktorem pro realizaci projektů výstavby

jaderných elektráren, jelikož majitel musí mít k dispozici nemalé finanční prostředky, aby projekt během této doby byl schopen financovat, jelikož samotná výstavba jaderné elektrárny trvá zhruba 8-10 let, ale projekt samotný předtím, než elektrárna začne generovat příjmy může trvat až 20 let a během této doby musí mít majitel zajištěné financování kapitálových nákladů. [37]

V roce 2020 World Nuclear Association zveřejnila následující tabulky rozložení kapitálových nákladů podle aktivity a podle typu zařízení.

Design, architektura, engineering a licencování	5 %
Projektový management, objednávání a stavební management	7 %
Stavební a instalační práce	
Jaderný ostrov	28 %
Konvenční ostrov	15 %
Chlazení elektrárny	18 %
Úprava lokality a infrastruktury	20 %
Doprava	2 %
První nakládka paliva a zprovoznění	5 %
Celkem	100 %

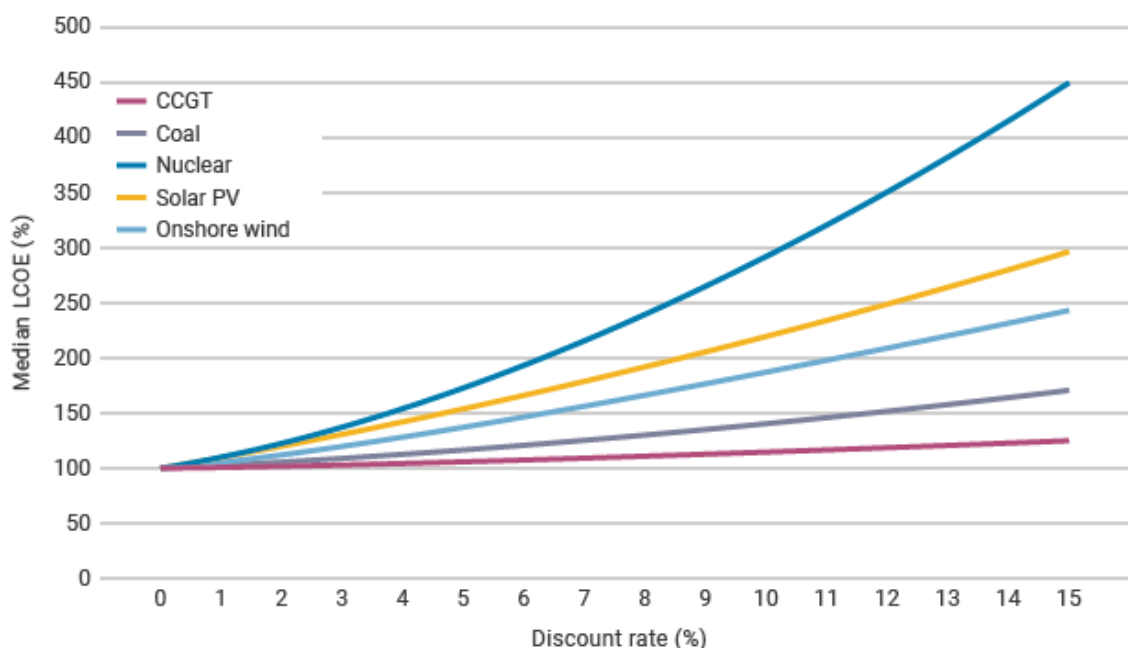
Zařízení	
Jaderný a parní okruh	12 %
Elektrické a výrobní zařízení	12 %
Mechanické zařízení	16 %
Ovládací systémy	8 %
Stavební materiál	12 %
Práce on-site	25 %
Projektové služby	10 %
Ostatní služby	2 %
První nakládka paliva	3 %
Celkem	100 %

Obrázek 18 - Rozložení kapitálových nákladů jaderné elektrárny [37]

Tabulky výše nám ukazují rozpad kapitálových nákladů do jednotlivých aktivit a skupin. Ekonomika jaderné energetiky je specifická právě svými vysokými kapitálovými náklady a dlouhou dobou realizace a výstavby, jako taková je tedy v porovnání s ostatními zdroji elektrické energie velmi citlivá na výši diskontní sazby, jak můžeme vidět v obrázku 18.

Podle kalkulací agentury pro atomovou energii (NEA) overnight cost vzrostly z 1900\$/kWe v roce 1990 na 3850 \$/kWe v roce 2009. Ve zprávě z roku 2020 se overnight cost pohybovaly mezi 2157 \$/kWe v Jižní Koreji až po 6920 \$/kWe na Slovensku. Výše LCOE se tedy pohybovaly mezi 27 \$/MWh v Rusku po 61 \$/MWh v Japonsku při 3 % diskontní sazbě až po 57 \$/MWh v Rusku nebo 146 \$/MWh na Slovensku při 10 % diskontní sazbě. [37]

Jak lze vidět z obrázku 18 diskontní sazba má velké dopady do výsledné ekonomické efektivity projektů, kdy 3 % diskontní sazba je ve většině projektů těžko dosažitelná a jako medián u projektů jaderných elektráren je udávána diskontní sazba 7 %. Pro porovnání plynové zdroje mají medián diskontní sazby 10 %.



Obrázek 19 - Graf závislosti diskontu na růst LCOE [37]

Provozní náklady zahrnují náklady na palivo a náklady na údržbu a provoz. Na rozdíl od fosilních zdrojů elektrické energie, náklady na palivo jsou relativně nízké. Nízké palivové náklady byly již od počátků považovány za velkou výhodu jaderných elektráren. V západních zemích zpravidla platí, že palivové náklady jsou zhruba třetinové v porovnání s uhelnými elektrárnami a pětinnové v porovnání s plynovými zdroji. Výsledné hodnoty LCOE pro projekty jaderných elektráren v současnosti pro jednotlivé státy poté vypadají následovně, jak popisuje tabulka níže.

Projected nuclear LCOE costs for plants built 2020-2025, \$/MWh

Country	At 3% discount rate	At 7% discount rate	At 10% discount rate
France	45.3	71.1	96.9
Japan	61.2	86.7	112.1
South Korea	39.4	53.3	67.2
Russia	27.4	42.0	56.6
Slovakia	57.6	101.8	146.0
United States	43.9	71.3	98.6
China	49.9	66.0	82.1
India	48.2	66.0	83.9

Obrázek 20 - Porovnání dopadů diskontu do LCOE u projektů JE [27]

5.2 Přijaté předpoklady a vstupní data

Pro tento ekonomický model byla všechna data, kromě výše zmíněných technických dat, čerpána z veřejných zdrojů. Tato kapitola obsahuje část vstupních dat, zbytek vstupních dat lze nalézt v kapitole 5.4.

Životnost projektu byla stanovena na 10 let, a to především z důvodu změny prostředí na trhu s Podpůrnými službami. V současnosti má ČEPS výjimku z nákupu Podpůrných služeb, kde může nakupovat až 70 % objemu na rok dopředu přes dlouhodobé kontrakty a zbytek na denním trhu. Je pravděpodobné, že tato výjimka v následujících letech skončí a obchodování s PpS se plně přesune na denní trh, podobně jako je tomu v Německu. Zároveň se dá předpokládat, že ve spojení s plánem Fit for 55 a proměnou energetiky se bude v budoucnu měnit i nadále systém nákupu a poskytování PpS. To, jak tato změna bude vypadat není možno předpovědět, a z těchto důvodů je životnost projektu stanovena na 10 let. Je důležité podotknout, že v současné době se životnost jaderné elektrárny udává 60 let, nicméně předpokládá se, že současné jaderné elektrárny jsou schopné provozu i za horizont 100 let.

Ceny elektřiny byly převzaty z oficiálního portálu EEX pro Futures, tedy dlouhodobé kontrakty. Ceny pro SPOT byly převzaty z denního trhu OTE. Objem prodané elektřiny byl rozdělen mezi SPOT a Futures v poměru 15:85 %, objem elektřiny prodané na Futures byl poté ještě rozdělen mezi roční, kvartální a měsíční kontrakty. V případě Futures bylo vždy obchodována elektřina na Base load. Toto bylo uděláno za účelem simulace skutečné obchodní strategie energetických firem. [27][28]

Ceny podpůrných služeb byly převzaty ze dvou zdrojů, ceny za regulační zálohy pro dlouhodobé kontrakty byly vzaty z oficiálního portálu ČEPS. Ceny za regulační zálohy pro denní trh byly převzaty z portálu Regelleistung.net, který zveřejňuje ceny regulačních záloh všech zemí Evropy, které s nimi obchodují na propojeném denním trhu v rámci Evropských platforem FCRC a ALPACA. [11][12]

Regulační energie byla naceněna do dvou scénářů. V první scénáři podle cen na SPOT trhu, naopak ve druhém scénáři byla regulační energie naceněna podle LCOE ceny jaderné elektrárny, tento způsob má simulovat prodej regulační energie pouze za takovou cenu, aby to pokrylo provozní a investiční náklady celého projektu.

Diskont pro výpočet hodnot NPV jednotlivých scénářů byl stanoven pomocí modelu CAPM a následně podle hodnoty WACC, podrobnější vysvětlení a dosažené hodnoty jsou uvedeny níže. Daň z příjmu byla zvolena 19 %.

Dalším předpokladem je, že investor projektu pokryje 98 % ceny projektu pomocí úvěru získaného od státu.

Dalším přijatým předpokladem je tzv. Availability neboli disponibilita jaderné elektrárny. Nové jaderné bloky III+. Generace mají deklarovanou disponibilitu 90+ %, což znamená, že jsou schopny být v provozu 90+ % doby v roce. Pro tuto studii jsem zvolil relativně konzervativní disponibilitu jaderného bloku 93 %.

Vlastní spotřeba elektrárny byla převzata z vlastní spotřeby jaderné elektrárny Temelín, která činí 69 MW a byla ponížena o 15 % z důvodu předpokládaného snížení vlastní spotřeby u nové generace jaderných reaktorů. Výsledná vlastní spotřeba je tedy 58,65 MW. [18]

Studie také zanedbává různé položky provozních nákladů jaderné elektrárny, jako například personální náklady, palivové náklady, náklady spojené s radioaktivním materiálem a odpadem, náklady na pojištění atd., jelikož je velmi těžké tyto náklady stanovit nebo je nelze zveřejnit. Studie se proto soustředí především na tržby z prodeje elektrické energie, regulační zálohy a regulační energie. Zároveň se zabývá především náklady spojené se spotřebou vody a s příspěvkem na jaderný účet.

Co se týče měrné spotřeby vody, ta byla převzata z veřejně dostupných zdrojů o spotřebě vody v jaderné elektrárně Temelín, kdy byla zjištěna roční výroba elektrárny Temelín, která za rok 2022 činila 17,56 TWh. Toto číslo se vydělilo celkovou roční spotřebou vody, která byla za rok 2022 38,3 milionů m³ surové vody a vyšla měrná spotřeba vody cca 2,5 m³/MWh. K úsporám vzešlých ze snížení výkonu, tedy i čerpání menšího objemu vody je potřeba ještě přičíst snížené náklady na odpar z chladících věží, které jsou uvedeny v kapitole 4.4. [34]

Cena vody byla stanovena podle dostupných informací o ceně vody v Povodí Vltavy a Povodí Moravy, jelikož je předpokládáno, že jaderná elektrárna bude stát na jedné ze současných jaderných lokalit v České republice, tedy Temelín nebo Dukovany. Cena vody v lokalitě Temelín byla stanovena na 3,48 Kč/m³ a ceny vody v lokalitě Dukovany na 4,5 Kč/m³. [35][36]

Dalším předpokladem je výše příspěvku na jaderný účet, na který přispívají jaderné elektrárny za každou vyrobenou MWh. Výši příspěvku určuje Ministerstvo financí České republiky, dle atomového zákona. Výše příspěvku je 55 Kč/MWh. Prostředky z jaderného účtu mohou být použity pouze podle pokynů, který stanovuje atomový zákon. Mezi hlavní aktivity, které jsou hrazeny z jaderného účtu patří nakládání a skladování jaderného odpadu a materiálů.

Co se týče potu aktivací regulačních záloh nebo doby aktivace regulační zálohy, popřípadě objemu vyrobené regulační energie, tak ani poskytovatelé jako třeba skupina ČEZ nebo provozovatel ČEPS neposkytují veřejně tyto informace, proto byla tedy doba aktivace zvolena bez dostupných podkladů a následně byly vytvořeny citlivostní analýzy, které mají ukázat dopady změn objemu vyrobené regulační energie.

U regulačních záloh bylo poté rozhodnuto, že v základních scénářích budou poskytovány po co nejdelší možnou dobu využití elektrárny.

5.3 Použité pojmy

5.3.1 Capital Asset Pricing Model

Pro stanovení diskontu byl nejprve použit model CAPM, pro určení nákladů na vlastní kapitál.

Model CAPM angl. Capital Asset Pricing Model český Model oceňování kapitálových aktiv slouží především ke stanovení nákladů na vlastní kapitál. Dále se pak využívá při výpočtu WACC, DCF a NPV. Následující vzorec pro výpočet CAPM se dá interpelovat tím, že výnosová míra investora se skládá z bezrizikové výnosové míry a rizikové premie, tedy odměny za riziko, které na sebe investor převzal. Důležitým faktorem při výpočtu CAPM je takzvaný faktor Beta (β), který měří citlivost a systematické riziko daného aktiva oproti tržnímu průměru. Vzorec pro výpočet modelu CAPM vypadá následovně:

$$r_i = r_f + \beta_L \times (MRP), \quad (27)$$

kde

r_i očekávaná výnosová míra [%]

r_f bezriziková výnosová míra [%]

β_L systematické riziko daného aktiva [-]

MRP tržní riziková prémie [%]

Pro stanovení hodnoty β_L je potřeba použít následující vzorec pro vyjádření rizika podle míry zadlužení firmy:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{1 + (1 - \tau) \frac{D}{E}}, \quad (28)$$

kde

β_L beta zadlužené firmy [-]

β_U beta nezadlužené firmy [-]

τ daňová sazba [%]

D objem vlastního kapitálu [CZK]

E objem cizího kapitálu [CZK]

Po úpravě vzorec vypadá následovně:

$$\beta_L = \beta_U * (1 + (1 - \tau) * \frac{D}{E}) \quad (29)$$

Pro stanovení hodnoty r_i v modelu CAPM bylo počítáno se zadlužením a parametry pro společnost ČEZ. Hodnota bezrizikové výnosové míry byla stanovena 4,5 %, hodnota rizikové prémie byla stanovena 6,1 %. Pro vypočtení β_L byla převzata β_U z webu profesora Damodarana. Zadlužení ČEZ bylo převzato z investičního výzkumu, který provedla na konci roku 2022 Fio banka, kde čistý dluh činí 86,8 mld. Kč a equity 509,9 mld. Kč. Z tohoto byla β_L spočtena na 1,17 a následně bylo dosazeno do rovnice 27 a očekávaná výnosová míra vyšla 11,65 %. [29][30]

5.3.2 Weighted Average Cost of Capital

Pro stanovení diskontu byl následně po modelu CAPM použit model WACC.

WACC angl. Weighted Average Cost of Capital česky Vážený průměr ceny kapitálu se využívá ke stanovení průměrných nákladů na kapitál, kterým jsou financována daná aktiva nebo projekty. Zároveň hodnota WACC určuje minimální nutnou návratnost aktiv, které musí být dosaženo, aby mohl podnik dlouhodobě fungovat ve stávající podobě. Z tohoto důvodu se hodnota WACC často udává jako diskont. Vzorec pro výpočet WACC je následující:

$$WACC = r_e \times \frac{E}{D+E} + r_d \times \frac{D}{D+E} \times (1 - t), \quad (30)$$

kde

r_e	náklady vlastního kapitálu
E	objem vlastního kapitálu
D	objem cizího kapitálu
r_d	náklady cizího kapitálu
t	daň

Pro potřeby této studie bylo do vzorce WACC dosazeno následovně, náklady vlastního kapitálu byly vyjádřeny pomocí modelu CAPM, tedy 11,56 %. Jak bylo řečeno v přijatých předpokladech projekt se bude z 98 % financovat z úvěru od státu. Státní úvěr má výhodu toho, že vyspělé státy obecně mají vynikající kredit u věřitelů, tedy mohou si půjčovat velké obnosy s malými úroky, například v letošním roce 2023 si Česká republika půjčila od Evropské komise 11 miliard euro s úrokem 3,3 %. Jelikož není jasné, jestli takto nízkého úroku je možné dosáhnout i u tohoto projektu, počítá se s náklady na cizí kapitál ve výši 5 %. Daň je v tomto případě stanovena na 19 %. Po dosazení těchto hodnot se dostaneme na hodnotu WACC 4,2 %. [31]

5.3.3. Diskont

Diskontní sazba je stanovena pomocí WACC, je tedy 4,2 %.

5.3.4 Net Present Value

Čistá současná hodnota (ang. Net Present Value, známá také pod zkratkou NPV) patří k nejdéle používaným metodám analýzy investic, na které lze dobře popsat základní principy hodnocení efektivnosti investic, případně způsoby srovnávání jednotlivých investičních příležitostí mezi sebou. [32]

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (31)$$

Kde

NPV	Čistá současná hodnota [Kč]
CF	Cash flow v daném roce [Kč]
r	Výše diskontu [%]
t	Rok v pořadí [-]

Čistá současná hodnota se vypočte jako součet současných (diskontovaných) hodnot všech peněžních toků investice. To znamená, že je nutno nejdříve stanovit hodnotu každého dílčího peněžního toku investice a tyto hodnoty přepočíst (diskontovat) na základě přijaté diskontní sazby pro hodnocenou investici. [32]

Výsledná hodnota udává, kolik peněz realizace investice podniku přinese. Pokud vyjde NPV kladné, je projekt přípustný. Oproti tomu, pokud vyjde hodnota záporná, projekt je nepřijatelný z hlediska návratnosti investice. Investici můžeme realizovat, i pokud čistá současná hodnota vyjde záporná. [32]

Výpočet čisté současné hodnoty je třeba především považovat za určitou formu modelu, který popisuje, jak se bude finančně vyvíjet soubor aktivit vázaných na určitý investiční výdaj. Vzorce pro výpočet čisté současné hodnoty umožňují zahrnout do výpočtu v podstatě veškeré rozhodující parametry. Při dlouhodobé životnosti jednotlivých investic je však třeba racionálně posoudit, nakolik jsme schopni jednotlivé hodnoty parametrů odhadnout, zejména ve vzdálenějších obdobích, případně rozhodnout, zda není vhodnější zvolit určitou míru zjednodušení. [32]

NPV v této studii bylo použito pro porovnání jednotlivých variant a scénářů mezi sebou.

5.3.5 Inflation

Inflace neboli snížení hodnoty peněz nebo kupní síly v čase, byla převzata z dat České národní banky. Celkovou inflaci pro rok 2023 předpokládá ČNB na úrovni 11,2 %, inflaci v roce 2024 pak na úrovni 2,1 %. [33]

5.3.6 Levelized Cost of Electricity

Základní ekonomickou metrikou pro jakýkoliv výrobní zdroj je LCOE – levelized cost of electricity. Což jsou celkové náklady na výstavbu a provoz elektrárny vydělené celkovou vyrobenou elektřinou za životnost elektrárny. Vzorec pro výpočet vypadá následovně:

$$LCOE = \frac{\text{suma nákladů za výstavbu za dobu životnosti}}{\text{suma vyrobené elektřiny za dobu životnosti}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (32)$$

kde

I_t investiční náklady v roce t

M_t provozní náklady v roce t

F_t palivové náklady v roce t

r diskont [%]

n očekávaná životnost

Hodnota LCOE v tomto případě nelze určit z dostupných dat, byla tedy určena pomocí průměru LCOE hodnot stávajících projektů a jejich následné eskalace do cen pro rok 2023.

5.4 Ekonomický model a vstupní data

Tato studie pracuje se 4 základními scénáři a dále variacemi těchto scénářů. Prvním scénář počítá s neposkytováním podpurných služeb a s maximální možnou výrobou elektřiny a jejím následným prodejem. Druhý scénář počítá s minimálním snížením výkonu TG pro potřeby poskytování FCR a následně poskytování PpS ve formě pouze aFRR- a mFRR-. Tento scénář má simulovat poskytování podpurných služeb, ale zároveň snahu zachovat co možná největší výrobu elektrické energie. Třetí scénář pracuje s možností maximalizovat zisky z PpS pomocí snížení výkonu TG a následným poskytováním záloh FCR, aFRR+ a mFRR+. Poslední čtvrtý scénář se má nacházet výkonově mezi druhým a třetím scénářem a snažit se nastínit reálný

scénář, kdy bude po zdroji požadována jak možnost zvýšení, tak i snížení výkonu, tedy poskytování nejen služeb FCR a aFRR+, ale také aFRR-.

Všechny zmíněné varianty mají své pod varianty podle toho, jestli se regulační záloha naceňuje podle dlouhodobých kontraktů nebo podle denního trhu. Další rozdělení pak nastává podle stylu nacenění regulační energie, tedy jestli je naceněna přes SPOT trh nebo pomocí ukazatele LCOE.

Kurzy české koruny oproti euru a americkému dolaru byly stanoveny podle kurzu FOREX k 10.05.2023. Kurz EUR:CZK je 1 : 23,41 a kurz USD:CZK je 1 : 21,33.

Jak již bylo popsáno výše, diskont byl stanoven podle hodnoty WACC, do kterého byly dosazeny náklady na vlastní kapitál, které byly vypočten podle modelu CAPM, výsledné tabulky výpočtu vypadají následovně.

CAPM	
D	86,8 mld. CZK
E	509,9 mld. CZK
D/E	0,170229457
BetaU	1,03
BetaL	1,17
rf	4,50%
MRP	6,10%
daň	19%
re	11,65%

WACC	
D	204 142 316 121 CZK
E	4 166 169 717 CZK
re	11,65%
úrok	5,00%
daň	19%
WACC	4,20%

Tabulka 5 - Tabulky pro výpočet diskontu

V základní, první, variantě byly použity základní technické a ekonomické parametry, které jsou poté obsaženy v ostatních variantách. Jedná se o technické parametry, především hrubý výkon, disponibilitu a vlastní spotřebu. Do ekonomických parametrů pak patří cena elektřiny na SPOTu, cena na elektřiny na Futures, cena vody a výše příspěvku na jaderný účet. Ceny elektřiny na SPOTu byly stanoveny průměrem 4 dnů za období 4 měsíců, mezi únorem a květnem 2023. Technické a ekonomické parametry Varianty 1 ukazují následující tabulky.

Technické vstupy		
Hrubý výkon	1095	MW
Vlastní spotřeba JETE	69	MW
Poměr vlastní spotřeby	0,85	
Vlastní spotřeba	58,65	MW
Čistý výkon	1036	MW
Disponibilita	93%	
V provozu	8147	h/rok
Spotřeba vody	2,5	m3/MWh

Tabulka 6 - Technické parametry Varianty I

Cena elektřiny		
Futures		
Cal24	157,38	EUR/MWh
	3 684	CZK/MWh
SPOT		
10.02.2023	141,7	EUR/MWh
	3 318	CZK/MWh
10.03.2023	116,3	EUR/MWh
	2 723	CZK/MWh
13.04.2023	106,7	EUR/MWh
	2 498	CZK/MWh
10.05.2023	108,4	EUR/MWh
	2 537	CZK/MWh
Průměr	118,3	EUR/MWh
	2 769	CZK/MWh
LCOE		
3% diskont	55,3	USD/MWh
	1 180	CZK/MWh
7% diskont	82,3	USD/MWh
	1 756	CZK/MWh
Průměr	68,8	USD/MWh
	1 468	CZK/MWh

Tabulka 7 - Ceny elektřiny pro všechny varianty

Podíl prodeje elektřiny		
SPOT	15%	
Futures	85%	

Cena vody		
Temelín	3,84	CZK/m3
Dukovany	4,5	CZK/m3

Jaderný účet		
Příspěvek	55	CZK/MWh

Tabulka 8 - Tabulky i podílem prodeje elektřiny a ostatními náklady

Technické vstupy ostatních variant se poté odvíjeli od Varianty 1, dle poskytovaných podpůrných služeb. Vlastní spotřeba a disponibilita ve všech variantách zůstala stejná a měnil se pouze čistý výkon elektrárny. Technické parametry ostatních variant jsou ukázány níže.

Technické vstupy varianty 2		
Rezervovaný výkon FCR	5	MW
Rezervovaný výkon aFRR-	94	MW
Hrubý výkon	1090	MW
Vlastní spotřeba	58,65	MW
Čistý výkon	1031	MW
Doba aktivace aFRR- Pmax	50	h/rok

Technické vstupy varianty 3		
Rezervovaný výkon FCR	5	MW
Rezervovaný výkon aFRR+	94	MW
Hrubý výkon	996	MW
Vlastní spotřeba	58,65	MW
Čistý výkon	937	MW
Doba aktivace aFRR+ Pmax	65	h/rok

Technické vstupy varianty 4		
Rezervovaný výkon FCR	5	MW
Rezervovaný výkon aFRR+	45	MW
Rezervovaný výkon aFRR-	45	MW

Hrubý výkon	1045	MW
Vlastní spotřeba	58,65	MW
Čistý výkon	986	MW
Doba aktivace aFRR- Pmax	100	h/rok
Doba aktivace aFRR+ Pmax	135	h/rok

Tabulka 9 - Tabulky technických vstupů variant 2-4

Ceny podpůrných služeb byly stanoveny z již zmíněných zdrojů, ceny regulačních záloh z denního trhu byly stanoveny jako průměr z pěti dní během tří měsíců, přestože na denním trhu ČEPS nakupuje zatím pouze službu FCR přes evropskou platformu FCRC, tak v blízké budoucnosti začne nakupovat i služby aFRR přes evropskou platformu ALPACA, dá se předpokládat, že v tomto případě ceny za služby aFRR dramaticky poklesnou a budou se rovnat cenám v Německu, tak jako je tomu momentálně u služeb FCR, díky tomuto předpokladu byly ceny regulačních záloh služby aFRR převzaty ze současných cen v Německu na platformě ALPACA. Ceny za jednotlivé služby jsou ukázány v tabulce níže.

Cena PpS		
DT		
FCR		
10.03.2023	39,33	EUR/MW*h
	920,72	CZK/MW*h
25.03.2023	87,86	EUR/MW*h
	2 056,80	CZK/MW*h
10.04.2023	28,43	EUR/MW*h
	665,55	CZK/MW*h
25.04.2023	31,59	EUR/MW*h
	739,52	CZK/MW*h
10.05.2023	33,27	EUR/MW*h
	778,85	CZK/MW*h
Průměr	44,10	EUR/MW*h
	1 032,29	CZK/MW*h
aFRR+		
10.03.2023	4,77	EUR/MW*h
	111,67	CZK/MW*h
25.03.2023	6,80	EUR/MW*h
	159,19	CZK/MW*h
10.04.2023	4,86	EUR/MW*h
	113,77	CZK/MW*h

25.04.2023	5,07	EUR/MW*h
	118,69	CZK/MW*h
10.05.2023	5,04	EUR/MW*h
	117,99	CZK/MW*h
Průměr	5,31	EUR/MW*h
	124,26	CZK/MW*h
aFRR-		
10.03.2023	3,98	EUR/MW*h
	93,17	CZK/MW*h
25.03.2023	20,11	EUR/MW*h
	470,78	CZK/MW*h
10.04.2023	7,10	EUR/MW*h
	166,21	CZK/MW*h
25.04.2023	5,02	EUR/MW*h
	117,52	CZK/MW*h
10.05.2023	3,83	EUR/MW*h
	89,66	CZK/MW*h
Průměr	8,01	EUR/MW*h
	187,47	CZK/MW*h
DK		
aFRR+	3611	CZK/MW*h
aFRR-	509,11	CZK/MW*h

Tabulka 10 - Tabulka cen za regulační zálohy

Jak lze vidět, ceny za službu aFRR+ se pohybují na denním trhu na platformě ALPACA až 30krát níže než na dlouhodobých kontraktech v České republice. Toto také bude mít značný dopad do jednotlivých variant.

Varianty 2, 3 a 4 mají každá dvě subvarianty, A a B, subvarianta A počítá s nákupem regulačních záloh služeb aFRR+ a aFRR- přes dlouhodobé kontrakty a subvarianta B s nákupem přes denní trh, pomocí platformy ALPACA.

Z těchto parametrů a vstupů byl vytvořen ekonomický model s délkou životnosti 10 let pro všechny 4 varianty. Kromě samotných parametrů do modelu vstupují ještě eskalace, model je připraven tak, že se dá eskalovat každý hlavní parametr separátně v průběhu let životnosti. V základním řešení byly eskalovány výší 2 % pouze ceny elektrické energie, regulačních záloh, regulační energie a ceny vody. V základním řešení se také počítalo s cenou vody pro lokalitu Temelín, tedy 3,84 Kč/m³. Celý model například pro Variantu 4a vypadá následovně.

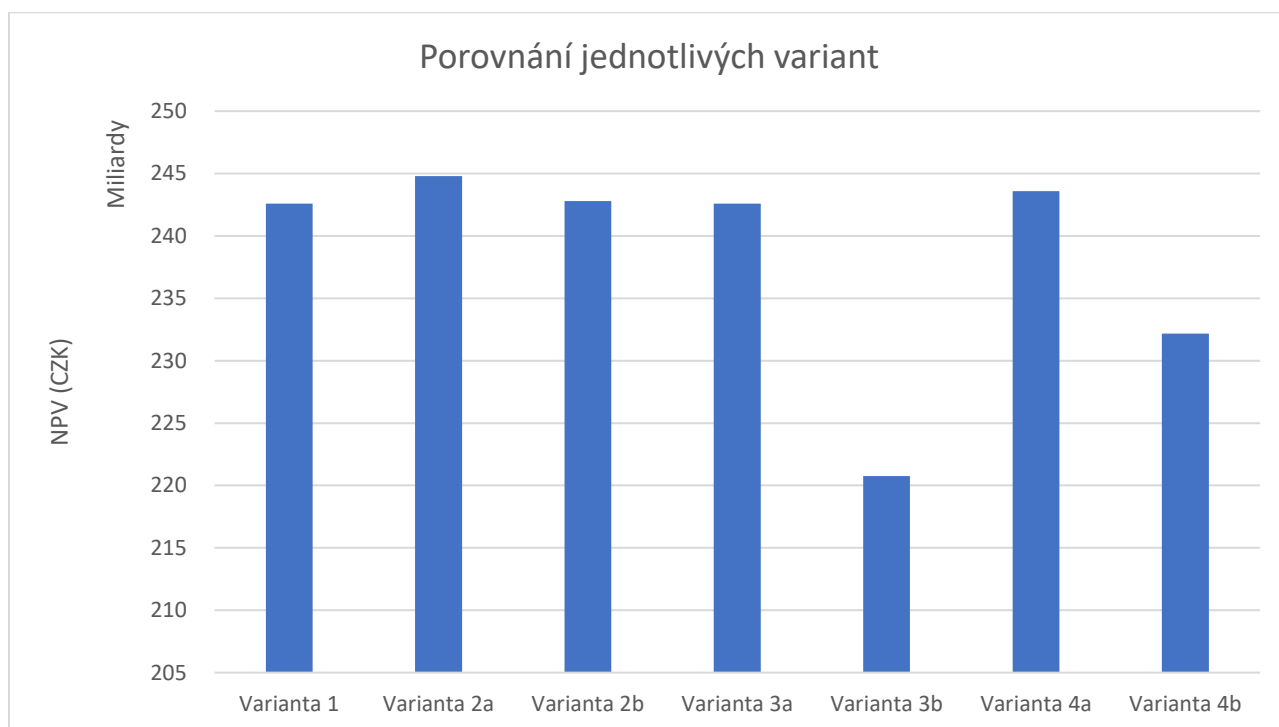
Rok		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Technické parametry											
Původní hrubá výroba	MWh	8 920 746	8 920 746	8 920 746	8 920 746	8 920 746	8 920 746	8 920 746	8 920 746	8 920 746	8 920 746
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nová hrubá výroba	MWh	8 520 011	8 520 011	8 520 011	8 520 011	8 520 011	8 520 011	8 520 011	8 520 011	8 520 011	8 520 011
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NHV s aktivací aFRR-	MWh	8 515 511	8 515 511	8 515 511	8 515 511	8 515 511	8 515 511	8 515 511	8 515 511	8 515 511	8 515 511
NHV s aktivací aFRR+ a aFRR-	MWh	8 521 586	8 521 586	8 521 586	8 521 586	8 521 586	8 521 586	8 521 586	8 521 586	8 521 586	8 521 586
Vlastní spotřeba	MWh	562 129	562 129	562 129	562 129	562 129	562 129	562 129	562 129	562 129	562 129
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Čistá výroba	MWh	7 953 382	7 953 382	7 953 382	7 953 382	7 953 382	7 953 382	7 953 382	7 953 382	7 953 382	7 953 382
Spotřeba vody	m3/MWh	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Původní spotřeba vody	m3	22 301 865	22 301 865	22 301 865	22 301 865	22 301 865	22 301 865	22 301 865	22 301 865	22 301 865	22 301 865
Nová spotřeba vody	m3	21 303 965	21 303 965	21 303 965	21 303 965	21 303 965	21 303 965	21 303 965	21 303 965	21 303 965	21 303 965
Tržby											
Cena Futures	CZK/MWh	3 684	3 758	3 833	3 910	3 988	4 068	4 149	4 232	4 317	4 403
Eskalace	%		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Cena Spot	CZK/MWh	2 769	2 824	2 881	2 938	2 997	3 057	3 118	3 181	3 244	3 309
Eskalace	%		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Tržby Futures	CZK	24 907 016 676	25 405 157 010	25 913 260 150	26 431 525 353	26 960 155 860	27 499 358 977	28 049 346 157	28 610 333 080	29 182 539 741	29 766 190 536
Tržby SPOT	CZK	3 303 429 167	3 369 497 751	3 436 887 706	3 505 625 460	3 575 737 969	3 647 252 728	3 720 197 783	3 794 601 739	3 870 493 773	3 947 903 649
Cena FCR	CZK/MW*h	1 032	1 053	1 074	1 095	1 117	1 140	1 163	1 186	1 209	1 234
Eskalace	%		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Cena aFRR+	CZK/MW*h	3 611	3 683	3 757	3 832	3 909	3 987	4 067	4 148	4 231	4 315
Eskalace	%		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Cena aFRR-	CZK/MW*h	509	519	530	540	551	562	573	585	597	608
Eskalace	%		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Doba poskytování FCR	h/rok	8 147	8 147	8 147	8 147	8 147	8 147	8 147	8 147	8 147	8 147
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Doba poskytování aFRR+	h/rok	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Doba poskytování aFRR-	h/rok	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Poskytovaný výkon FCR	MW	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Poskytovaný výkon aFRR+	MW	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Poskytovaný výkon aFRR-	MW	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Kontrola max rez. zálohy		V pořádku	V pořádku	V pořádku	V pořádku	V pořádku	V pořádku	V pořádku	V pořádku	V pořádku	V pořádku
Doba aktivace aFRR+ Pmax	h/rok	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Doba aktivace aFRR- Pmax	h/rok	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cena RE dle SPOT		2 769	2 824	2 881	2 938	2 997	3 057	3 118	3 181	3 244	3 309
Cena RE dle LCOE		1 468	1 498	1 528	1 558	1 589	1 621	1 653	1 687	1 720	1 755
Eskalace	%		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Tržby RZ FCR	CZK	42 050 226	42 891 230	43 749 055	44 624 036	45 516 517	46 426 847	47 355 384	48 302 491	49 268 541	50 253 912
Tržby RZ aFRR+	CZK	1 299 960 000	1 325 959 200	1 352 478 384	1 379 527 952	1 407 118 511	1 435 260 881	1 463 966 099	1 493 245 421	1 523 110 329	1 553 572 536
Tržby RZ aFRR-	CZK	183 279 600	186 945 192	190 684 096	194 497 778	198 387 733	202 355 488	206 402 598	210 530 650	214 741 263	219 036 088
Tržby RE aFRR+	CZK	8 919 616	9 098 009	9 279 969	9 465 568	9 654 879	9 847 977	10 044 937	10 245 835	10 450 752	10 659 767
Tržby celkem		29 744 655 285	30 339 548 391	30 946 339 359	31 565 266 146	32 196 571 469	32 840 502 898	33 497 312 956	34 167 259 215	34 850 604 400	35 547 616 488
Náklady											
Cena vody	CZK/m3	3,84	3,92	4,00	4,08	4,16	4,24	4,32	4,41	4,50	4,59
Eskalace	%		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Původní náklady na vodu	CZK	85 639 162	87 351 945	89 098 984	90 880 963	92 698 583	94 552 554	96 443 605	98 372 478	100 339 927	102 346 726
Nové náklady na vodu	CZK	81 807 226	83 443 370	85 112 238	86 814 482	88 550 772	90 321 787	92 128 223	93 970 788	95 850 203	97 767 207
Náklady za odpar	CZK	15980	16300	16626	16958	17297	17643	17996	18356	18723	19098
Příspěvek JÚ	CZK/MWh	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00
Eskalace	%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Původní náklady na JÚ	CZK	490 641 030	490 641 030	490 641 030	490 641 030	490 641 030	490 641 030	490 641 030	490 641 030	490 641 030	490 641 030
Nové náklady na JÚ	CZK	468 687 230	468 687 230	468 687 230	468 687 230	468 687 230	468 687 230	468 687 230	468 687 230	468 687 230	468 687 230
Náklady celkem	CZK	550 510 436	552 146 900	553 816 093	555 518 670	557 255 299	559 026 661	560 833 449	562 676 374	564 556 156	566 473 535
CF		29 194 144 850	29 787 401 491	30 392 523 266	31 009 747 476	31 639 316 170	32 281 476 238	32 936 479 507	33 604 582 842	34 286 048 243	34 981 142 953
Inflace		11,20%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%
Diskont Reálný		4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%
Diskont Nominální		15,87%	6,39%	6,39%	6,39%	6,39%	6,39%	6,39%	6,39%	6,39%	6,39%
DCF		29 194 144 850	27 998 249 391	26 851 173 751	25 750 935 152	24 695 630 723	23 683 434 324	22 712 593 484	21 781 426 461	20 888 319 422	20 031 723 729
Kumulované DCF		29 194 144 850	57 192 394 240	84 043 567 992	109 794 503 144	134 490 133 867	158 173 568 191	180 886 161 675	202 667 588 136	223 555 907 558	243 587 631 287
NPV	CZK	243 587 631 287									

Obrázek 21 - Ekonomický model pro Variantu 4a

Závěrečným výstupem z těchto modelů u všech variant byla hodnota NPV. Tabulka a graf s výsledky NPV jednotlivých variant je možno vidět níže.

Varianta 1	242 579 964 652	CZK
Varianta 2a	244 801 079 735	CZK
Varianta 2b	242 785 477 244	CZK
Varianta 3a	242 597 329 595	CZK
Varianta 3b	220 747 081 503	CZK
Varianta 4a	243 587 631 287	CZK
Varianta 4b	232 162 491 287	CZK

Tabulka 11 - Tabulka výsledných NPV jednotlivých variant



Graf 3 - Porovnání jednotlivých variant

Jak je možné vidět z výsledných hodnot, tak rozdíly mezi variantami nejsou až tak velké, tedy kromě variant 3b a 4b, které jsou daleko nižší než varianty ostatní a to právě kvůli již zmíněné nižší ceně regulační zálohy služby aFRR+ na denním trhu. Jako nejlepší varianta vychází Varianta 2a, tedy poskytování pouze služeb FCR a aFRR-, těsně druhou variantou je Varianta 4a, která představuje kombinaci služeb FCR, aFRR+ a aFRR-. Dále poté sestupně následují varianty 2b, 3a, 1, 4b a nakonec 3b. Nárůst oproti Variantě 1 je způsoben poskytováním služby aFRR- a jejím co možná nejmenší aktivací nebo tím, že cena služby aFRR+, respektive její regulační zálohy je téměř stejně vysoká jako cena elektřiny na dlouhodobý kontrakt Cal24, pokud k tomu přičteme ještě aktivaci služby aFRR+ a následný prodej regulační energie z aktivace aFRR+, vychází poskytování této služby opravdu výhodně, toto je ještě povýšeno tím, že všechny varianty prodávají regulační energii za nižší cenu stanovenou podle LCOE, která je nižší než cena na SPOTu, tedy je zde stále rezerva pro možný růst zisků z regulační energie.

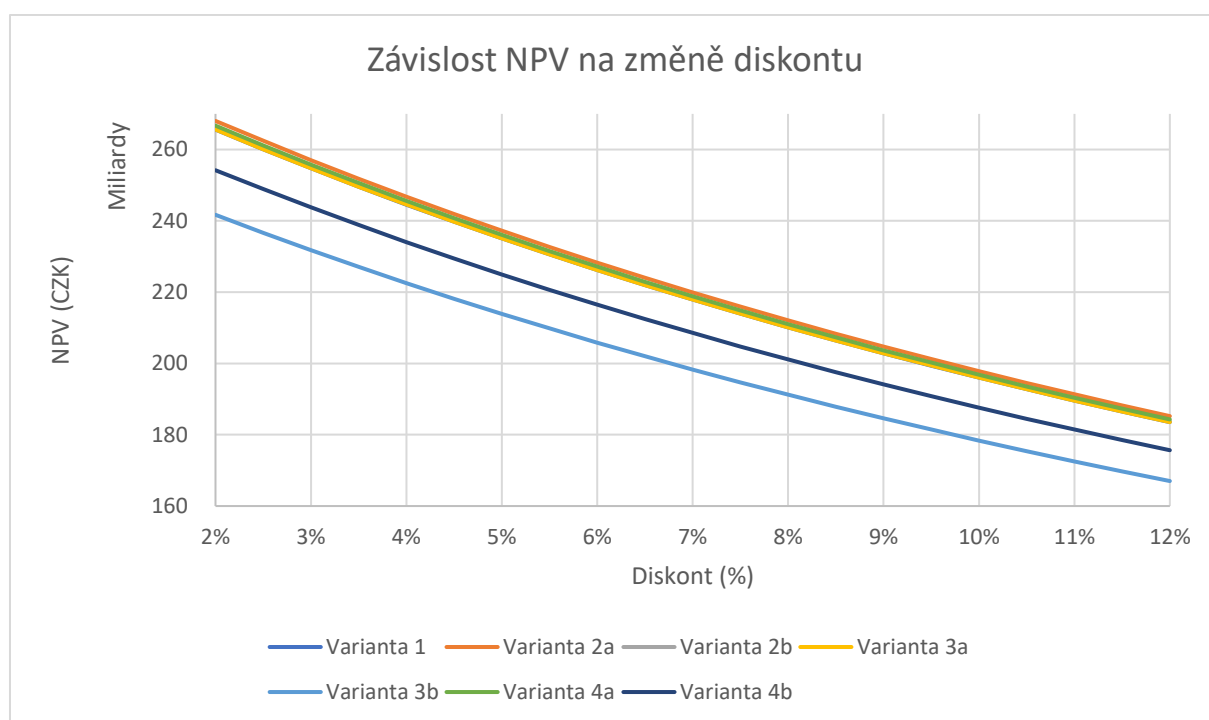
Z modelu je také možné vidět, že změny ve variabilních nákladech jaderné elektrárny skutečně nemají velký dopad do výsledného hodnocení. Potvrzuje se tak, že hlavní část nákladů u jaderných elektráren, tvoří náklady fixní.

Co se týče tržeb z regulačních záloh, tak ty jsou mnohonásobně menší než tržby z prodeje elektrické energie, které tvoří přehlednou většinu celkových tržeb.

Po vytvoření ekonomického modelu a spočtení hodnot NPV, byly vytvořeny citlivostní analýzy pro podrobnější zhodnocení výstupů z modelu a faktorů, které je ovlivňují.

5.5 Citlivostní analýzy

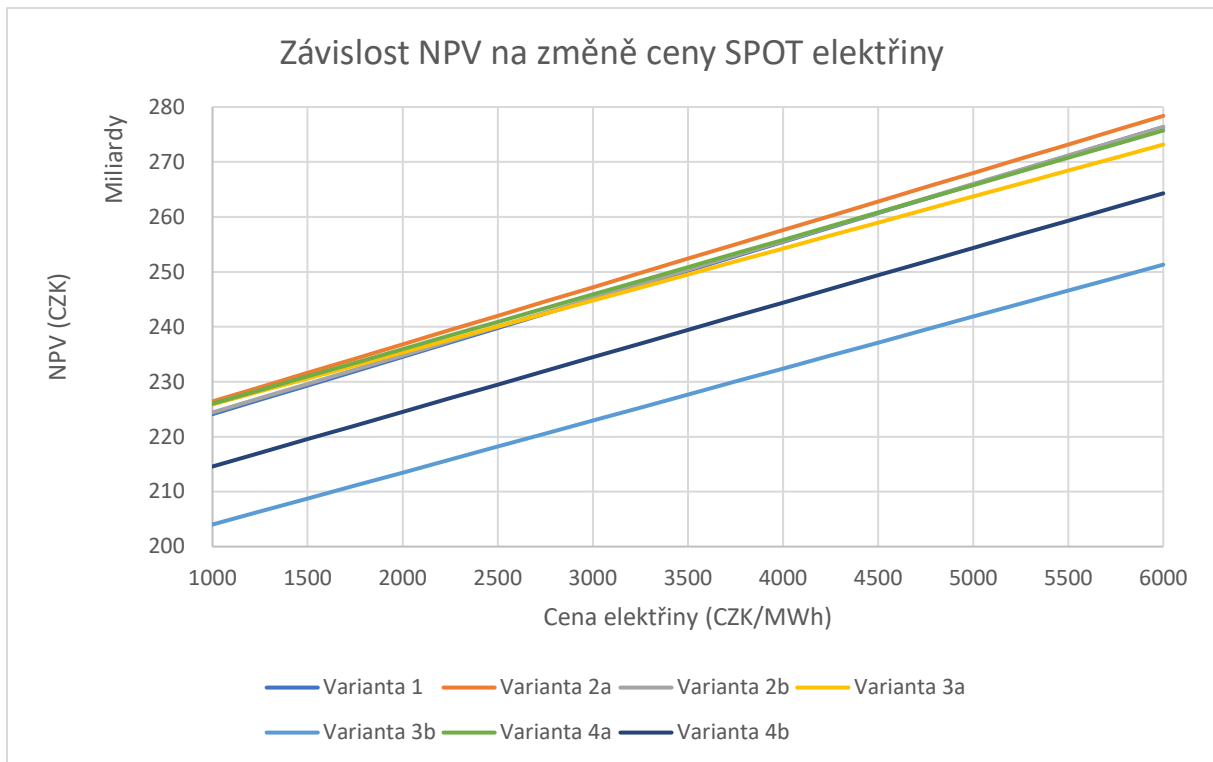
První citlivostní analýza se věnuje závislosti NPV na změně diskontu. Graf 4 je možné vidět níže.



Graf 4 - Závislost NPV na změně diskontu

Z grafu je patrné, že u všech variant zvyšující diskont snižuje NPV, což je v souladu s kapitolou 6.1, ve které je popsáno, že zvyšující se diskont velmi prodražuje projekt jaderné elektrárny. Z ekonomického modelu je patrné, že rostoucí diskont snižuje zisky v průběhu let díky časové hodnotě peněz, což je ještě postaveno proti vysokým a dlouhotrvajícím investicím do výstavby jaderné elektrárny, které v tomto modelu vidět nejsou, ale je to právě tato charakteristická ekonomika jaderných elektráren a vysoký se diskont, který nejvíce ohrožuje projekty jaderných elektráren v současnosti. Proto je důležité, aby tyto projekty byly, pokud možno financované subjekty, které mají nízké náklady na vlastní kapitál, v tomto modelu i v projektech po Evropě je tímto subjektem stát dané země z důvodů, které byly popsány v kapitole 5.3.2.

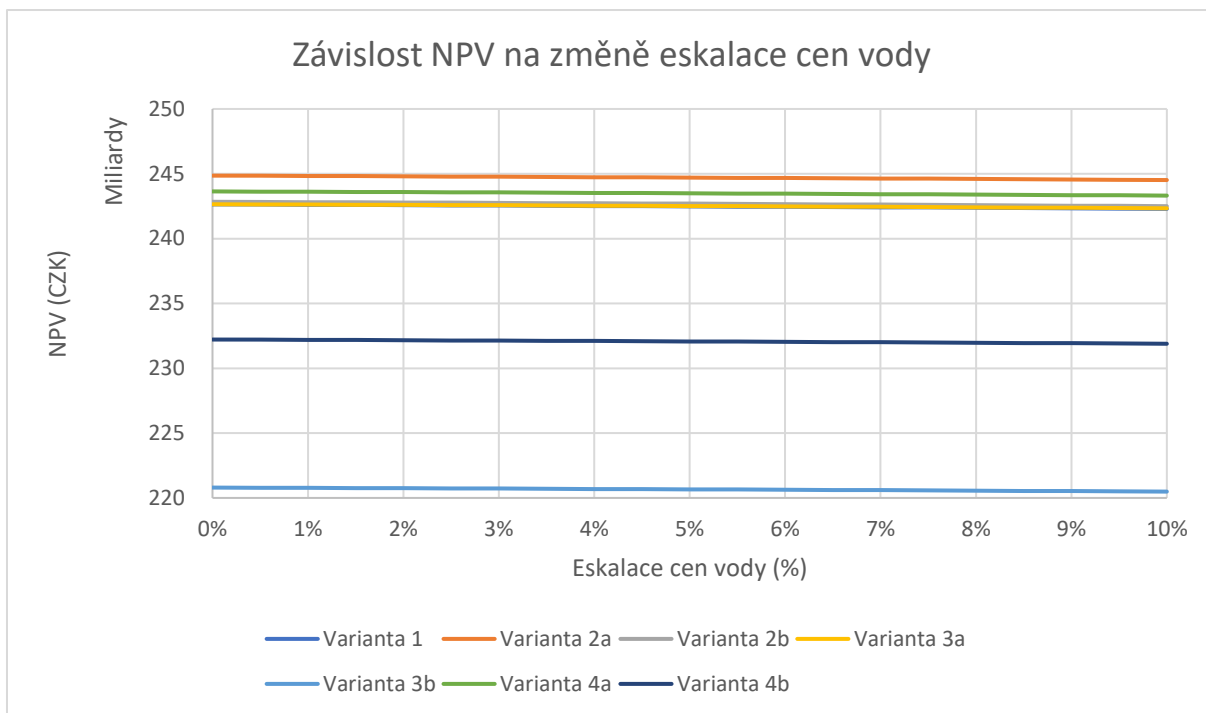
V dalším grafu citlivostní analýzy je možné vidět závislost NPV na změně ceny elektřiny na SPOTu.



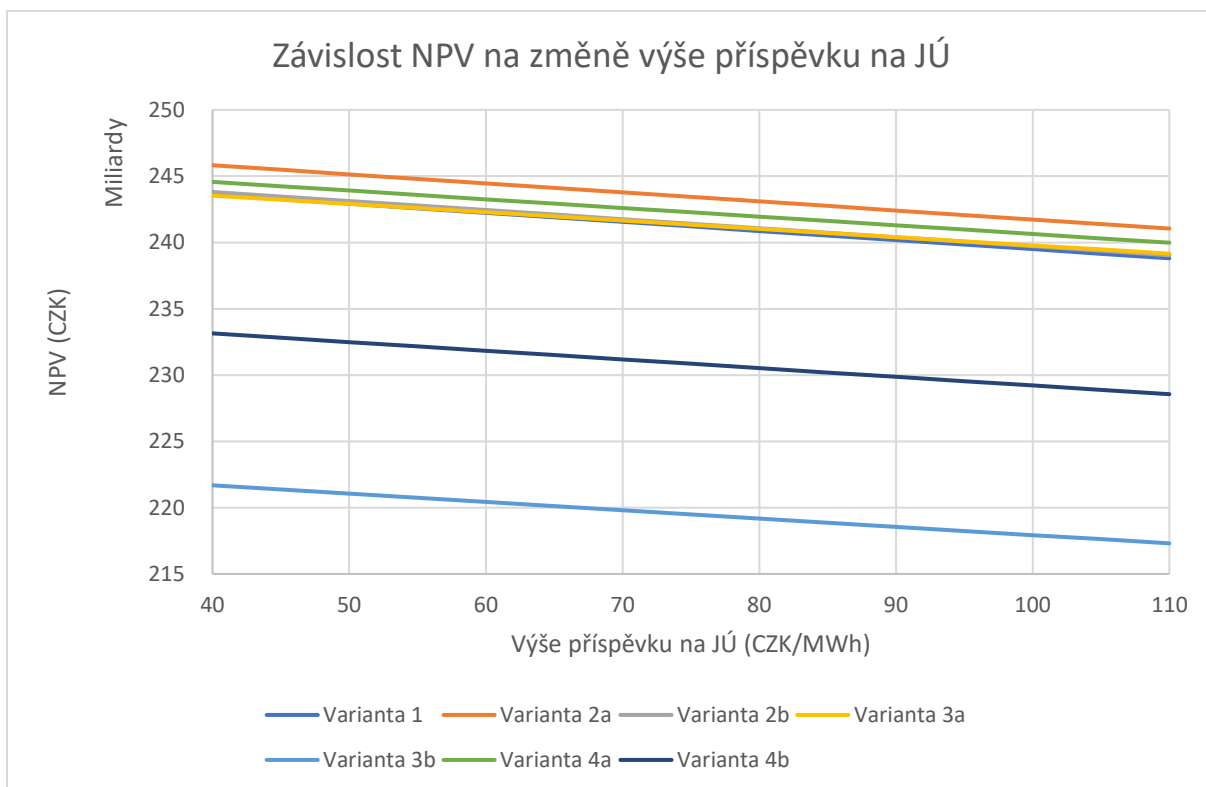
Graf 5 - Závislost NPV na změně ceny SPOT elektřiny

Z grafu 5 lze vidět závislost NPV na změně hlavních zdrojů tržeb, tedy cenách prodané elektřiny, v tomto konkrétním případě na cenách elektřiny na SPOTu neboli denním trhu. Jak lze vidět, tak s rostoucí cenou elektřiny NPV rapidně roste, tento nárůst je ještě více patrný u cen na Futures neboli dlouhodobých kontraktech, kam tento model počítá, že plyne 85 % vyrobené elektrické energie. Změna cen elektřiny nepřekvapivě znamená největší změnu NPV ze všech provedených citlivostních analýz.

Následují dva grafy změn výší nákladů a jejich dopad do NPV.



Graf 6 - Závislost NPV na změně eskalace cen vody

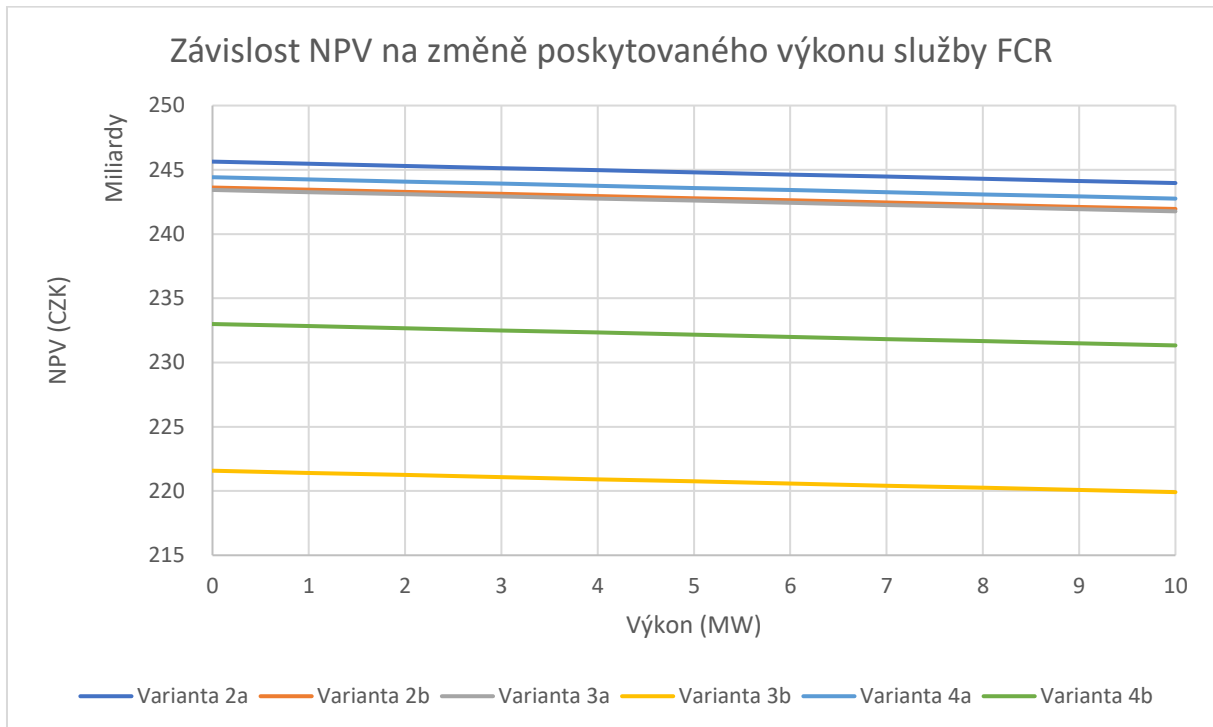


Graf 7 - Závislost NPV na změně výše příspěvku na JÚ

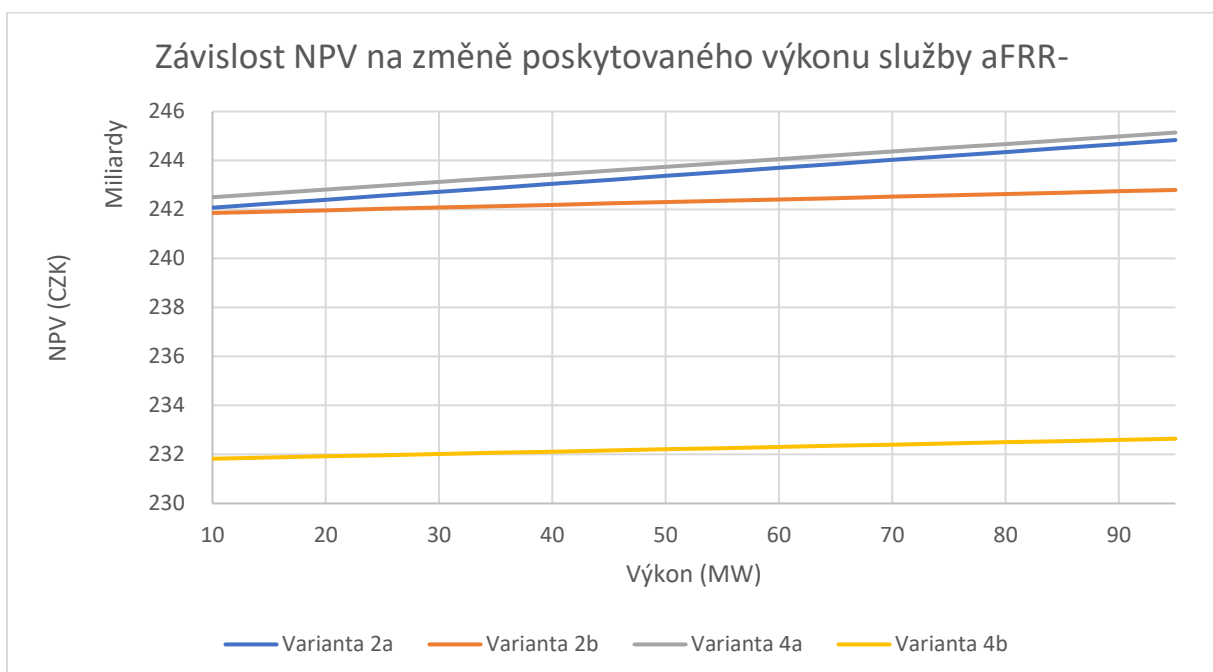
Z předešlých dvou grafů je vidět závislost NPV na změně výší nákladů, jak lze vidět z eskalace cen vody, tak změna NPV je téměř zanedbatelná, za připomenutí stojí, že v modelu byla použita eskalace 2 %. U druhého grafu, tedy změny výše příspěvků je již změna citelnější, ale i zde je vidět, že i dvojnásobné zdražení příspěvku oproti současnému stavu, tedy 55 Kč/MWh, způsobí

změnu NPV pouze v řádu nižších jednotek miliard Kč. Opět se tedy tímto potvrzuje, že u jaderných elektráren mají na ekonomiku dopady především fixní náklady.

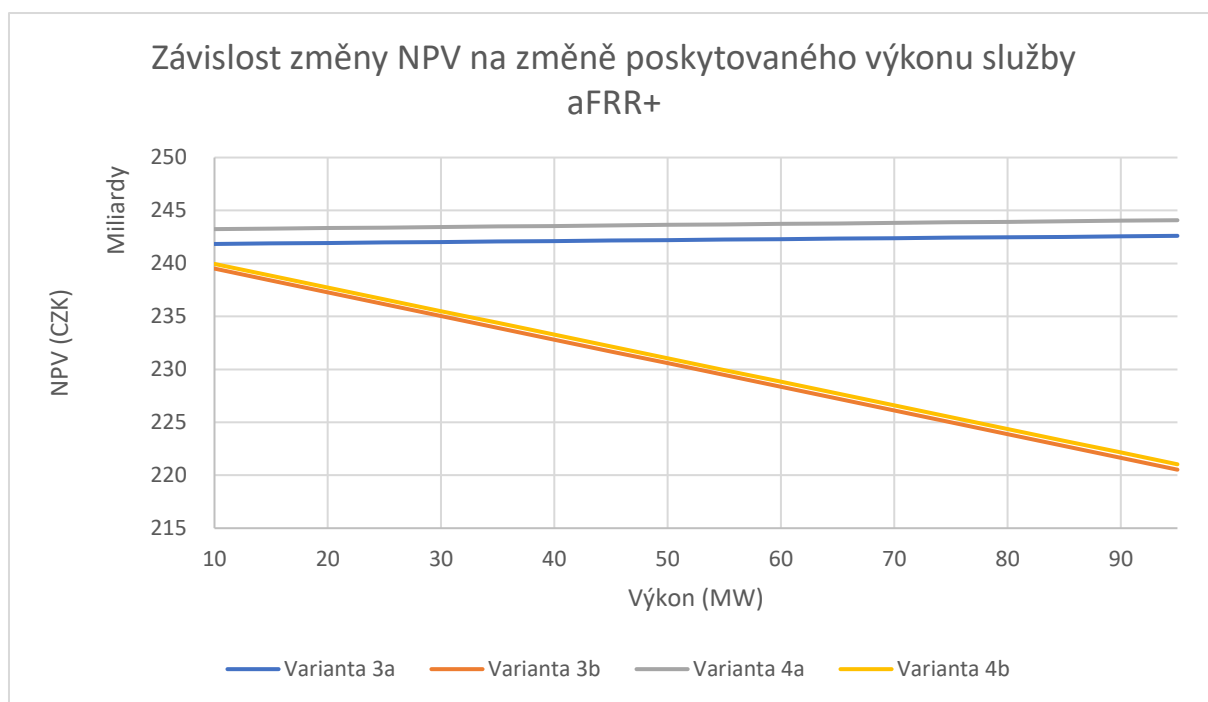
Další tři grafy citlivostních analýz představí především závislost na výši poskytovaného výkonu RZ jednotlivých služeb a jejich dopad do výsledného hodnocení.



Graf 8 - Závislost NPV na změně poskytovaného výkonu služby FCR



Graf 9 - Závislost NPV na změně poskytovaného výkonu služby aFRR-



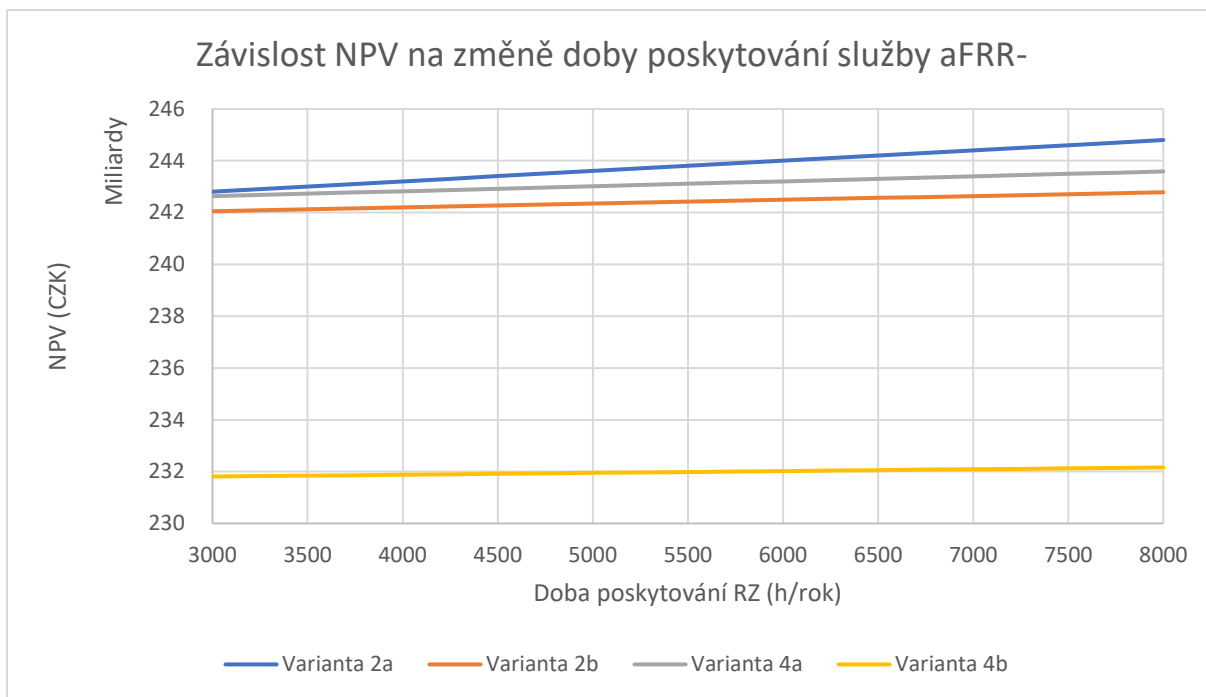
Graf 10 - Závislost NPV na změně poskytovaného výkonu služby aFRR+

Z grafu 8 je vidět, že čím vyšší výkon je alokovan pro poskytování služby FCR, tím více klesá NPV. Lze tedy uvést, že poskytování služby FCR je vždy ztrátové, jelikož u služby se neplatí za regulační energii, ale pouze za poskytnutý výkon, a protože se jedná o symetrickou službu, tak o daný poskytovaný výkon musí být snížen výkon elektrárny, tedy vzniká zde “ušlý zisk“ pro provozovatele elektrárny v podobě nevyrobené elektřiny, přičemž toto není dostatečně kompenzováno cenou za poskytování služby FCR.

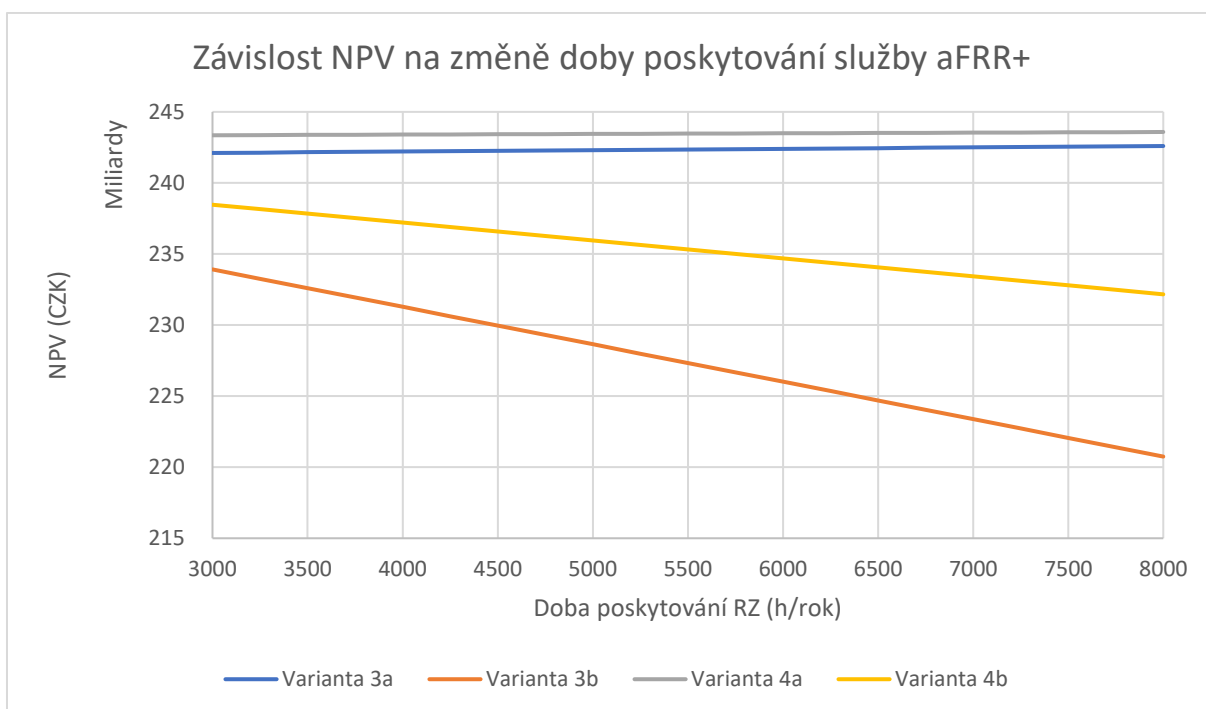
Z dalšího grafu, lze vidět závislost na poskytovaném výkonu pro službu aFRR-, zde je možné vidět, že čím větší výkon je poskytnut, tím roste NPV u daných variant, to je způsobeno tím, že se jedná o zápornou službu, tedy při jejím poskytování není do momentu její aktivace potřeba snižovat výkon, tedy v případě, že není služba aktivována, tak elektrárna funguje ve standardním režimu, a k tomu navíc inkasuje platby za poskytování této služby.

Poslední graf ukazuje závislost na poskytovaném výkonu pro službu aFRR+, v tomto případě se od sebe na první pohled odlišují především subvarianty A a B. Toto je způsobeno cenou za poskytování RZ pro tuto službu, kdy, jak bylo popsáno v kapitole 5.4 subvarianty B dostávají zapláceno mnohonásobně méně z cen na denním trhu, než je tomu u subvariant A, které čerpají ceny z dlouhodobých kontraktů. Je vidět, že pokud dojde k přesunu na platformu ALPACA a k naplnění předpokladu, že ceny na denním trhu v ČR se budou podobat současným cenám v Německu za službu aFRR+, tak se poskytování služby aFRR+ stane pro tento projekt značně nevýhodné, a to z důvodu toho, že služba aFRR+ je kladnou službou, tedy výkon elektrárny se musí snížit o výši poskytovaného výkonu v době kdy není služba aktivována, což sebou nese ušlý zisk ve formě snížení výroby elektrické energie z důvodu sníženého výkonu.

Následuje dvojice grafů citlivostních analýz závislosti NPV na době poskytování služeb aFRR+ a aFRR-, služba FCR není zahrnuta, protože již graf 8 stanovil, že čím méně je služba poskytována, tím lépe pro výsledné hodnocení.



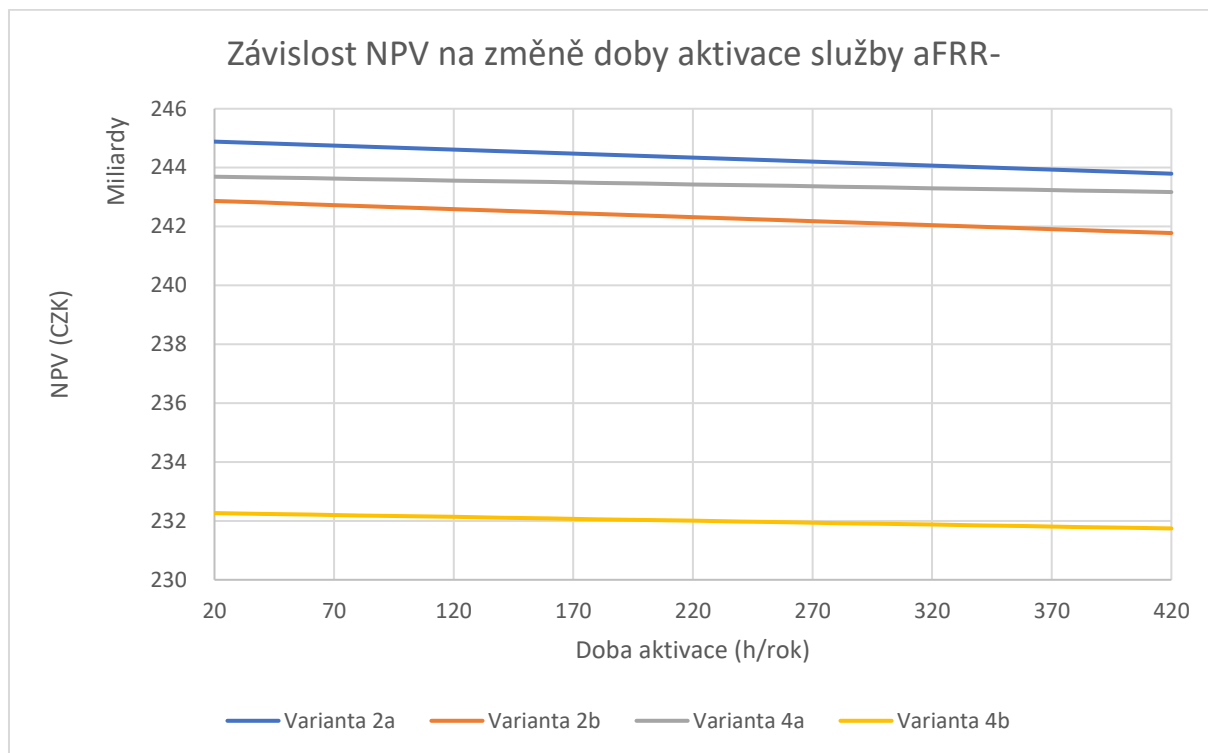
Graf 11 - Závislost NPV na změně doby poskytování služby aFRR-



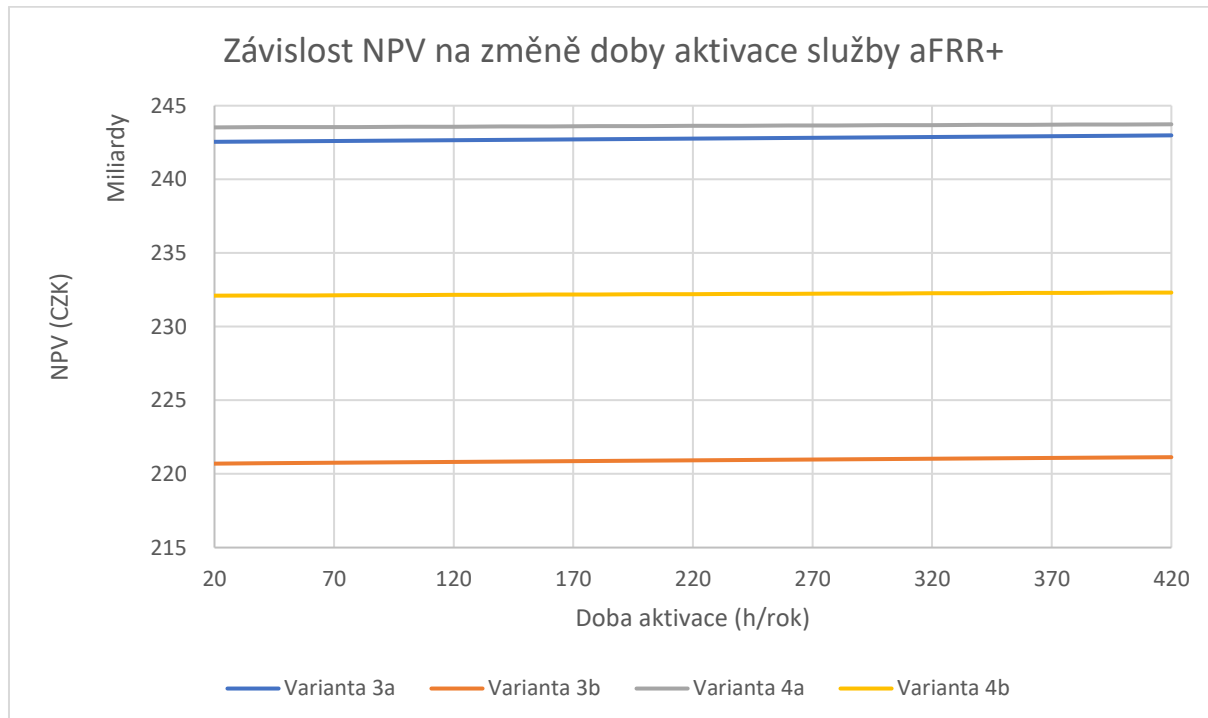
Graf 12 - Závislost NPV na změně doby poskytování služby aFRR+

První graf týkající se služby aFRR- je velmi podobný grafu 9, tedy lze vyvodit podobné závěry i u této citlivostní analýzy. Podobný případ je i u druhého grafu a jeho podobností s grafem 10, nicméně Varianta 4b v tomto grafu klesá pomaleji, a to z toho důvodu, že Varianta 4b poskytuje i službu aFRR-, která tento pokles zpomaluje oproti Variantě 3b, jinak důvody rozdílů mezi variantami jsou stejné jako byly popsány u grafu 10.

Poslední dvojice citlivostních analýz se zaměří na závislost NPV a doby aktivace služeb aFRR+ a aFRR-.



Graf 13 - Závislost NPV na změně doby aktivace služby aFRR-



Graf 14 - Závislost NPV na změně doby aktivace služby aFRR+

První graf ukazuje očekávanou tendenci snižování NPV při aktivaci služby aFRR-, a to samozřejmě z toho důvodu, že elektrárna v moment aktivace musí snížit výkon o požadované množství, což má za následek snížení objemu vyrobené energie, toto snížení není nijak finančně

kompenzováno. Dá se tedy říci v závislosti na zjištěních z předešlých citlivostních analýz, že nejlepší je poskytovat službu aFRR- a doufat, že bude aktivována co nejméně.

Druhý a poslední graf citlivostních analýz ukazuje závislost NPV na změně doby aktivace služby aFRR+, zde je vidět, že NPV se zvyšující se dobou aktivace zvyšuje. Toto zvýšení by mohlo být ještě vyšší v případě vyšší ceny nabízené za regulační energii, která v tomto modelu byla stanovena na nižší možné hranici, tedy ceně LCOE, v případě, že by se cena regulační energie odvíjela od ceny elektřiny na SPOTu, pak by zisky z prodeje regulační energie byly vyšší a s tím tedy i nárůst NPV způsobený zvýšením doby aktivace služby aFRR+.

5.6 Vyhodnocení modelu

Hlavním cílem tohoto modelu nebylo vybrat nejlepší variantu, ale především ukázat možné scénáře poskytování Podpůrných služeb, které mohou v budoucnu nastat v souvislosti se změnou energetického mixu v České republice, kdy i takové zdroje, jako jsou jaderné elektrárny možná nebudou mít jinou možnost než samy poskytovat některé podpůrné služby.

Ekonomický model pracoval se čtyřmi základními variantami, kdy Varianty 2, 3 a 4 měly každá dvě své subvarianty podle způsobu prodeje poskytovaných podpůrných služeb. Dále byly provedeny citlivostní analýzy důležitých parametrů modelu, které byly následně vyhodnoceny. Vstupy do modelu byly převzaty z veřejně dostupných dat a model samotný byl vytvořen s možností budoucí editace, dodání přesnějších vstupních dat a možnosti simulace různých scénářů vývoje trhu a situace v budoucnosti.

Je potřeba uvést, že všechny uvedené varianty jsou varianty hraniční a řešené pro nejlepší možný scénář, tedy, že elektrárna vždy poskytuje maximální možný výkon na jeden zdroj, tedy 100 MW pro PpS. I když byly vyhotoveny citlivostní analýzy pro různé velikosti výkonu, dá se předpokládat, že 100 MW nikdy nebude poskytnuto na jednom zdroji elektrické energie, a to především díky počtu zdrojů v České republice a v budoucnu i v Evropě po připojení ČR, respektive ČEPS do evropských platform jako je ALPACA, a výši výkonu pro potřeby ČEPS, který potřebuje kladnou regulační zálohu o objemu 1 000 MW, podle největšího výrobního bloku v ČR a zápornou zálohu o objemu 350 MW, podle objemu odchylek za poslední 3 roky. Nicméně pokud bude postaven v ČR zdroj podobný tomu, se kterým pracuje tento model, tak se objem potřebné kladné regulační zálohy zvýší na výkon daného nového zdroje, v tomto případě 1 095 MW.

Otázkou také je, jestli kladnou regulační zálohu, tedy například službu aFRR+, bude moci takový výrobní blok vůbec poskytovat, když tato kladná RZ je tu právě proto, kdyby takový blok musel být nenadále odstaven.

Výstupy z modelu jsou ovšem přesvědčivé, kdy tedy kromě Varianty 1, která počítá pouze s výrobou elektřiny bez jakéhokoli poskytování podpůrných služeb, vychází nejlépe Varianta 2, tedy poskytování služeb FCR a aFRR-, tato varianta by mohla být vylepšena díky odstoupení od poskytování služby FCR, tedy poskytovat pouze službu aFRR-.

Dále Varianty 3 a 4, které pracují s poskytováním služby aFRR+, jsou vyhodnoceny do budoucna jako možné nevýhodné, a to především v případě, že dojde k rapidnímu poklesu cen za poskytování RZ u služby aFRR+ při očekávaném vstupu ČR, respektive ČEPS na platformu ALPACA a následným nákupem RZ na denním trhu, kde se v současnosti pohybují ceny za RZ služby aFRR+ hluboko pod současnými cenami na dlouhodobých kontraktech v ČR.

Dalším výstupem je nevýhodnost poskytování služby FCR, kdy poskytování služby FCR zhoršuje výsledné hodnocení u všech variant.

Důležitým výstupem modelu jsou výše úspor způsobené poskytováním PpS a s tím spojeným snížením výroby elektřiny. Úspory se v jednotlivých variantách liší, nicméně dosahují výší pouze několik set tisíc úspor na nákladech za vodu a nižších jednotek milionů u příspěvků na JÚ v případě Varianty 2, až vyšších jednotek milionů na nákladech za vodu a desítek milionů Kč u příspěvků na JÚ v případě Varianty 3. Nicméně tyto úspory jsou velmi nízké v porovnání s poklesem zisků z prodeje elektrické energie, způsobné snížením výkonu elektrárny a tím i objemu výroby elektrické energie, které dosahují až jednotek miliard Kč v případě Varianty 3.

Závěrem tedy po vyhodnocení výsledných hodnot NPV a citlivostních analýz vychází, že nejlepší možností poskytování PpS jadernou elektrárnou je upravená Varianta 2, tedy poskytování pouze služby aFRR- o co nejvyšším možném výkonu s co možná nejnižší dobou aktivace této služby, nicméně dobu aktivace této služby určuje především ČEPS, a nikoliv provozovatel elektrárny, i když existují způsoby, jak toto adresovat, které budou zmíněny v závěrečném zhodnocení níže.

6. Závěrečné zhodnocení a doporučení

Diplomová práce se sestává z několika kapitol, které jsou seřazeny dle zadání práce. Na počátku se práce věnuje přestavení a popsání Podpůrných služeb. Ve druhé části práce představuje technologii turboalternátoru a použité technické řešení. Ve třetí části práce byl popsán a vytvořen ekonomický model, jehož výstupy byly zhodnoceny a podrobeny citlivostním analýzám. V této závěrečné části práce je práce zhodnocena jako celek a jsou vydány závěrečná doporučení.

V diplomové práci autor představil a popsal Podpůrné služby, kde vytvořil shrnutí současné a budoucí situace energeticky a Podpůrných služeb v České republice. Při tomto autor ukázal na propojení budoucí situace a plánů na evropskou integraci s ekologickými a energetickými plány Evropské unie.

V technické části práce autor představil jak technologie turboalternátoru, tak přestavil i technické řešení návrhu turboalternátoru, stejně tak zdůvodnil použití turboalternátoru v jaderné elektrárně jako zdroje pro poskytování Podpůrných služeb, kdy poskytování Podpůrných služeb jadernými elektrárnami je relativně nové řešení a strategie, se kterým se v minulých projektech jaderných elektráren příliš nepočítalo.

V ekonomické části autor vytvořil ekonomický model, který nabízí ekonomické zhodnocení poskytování Podpůrných služeb jadernou elektrárnou. Toto téma bylo v minulosti předmětem probádáno z technického hlediska a technických možností, nicméně tento ekonomický model představuje scénáře a varianty, kdy a jak je výhodné poskytovat Podpůrné služby jako provozovatel jaderné elektrárny.

Autor tímto usuzuje, že první tři body oficiálního zadání této diplomové práce byly tímto vyčerpány a dostatečně adresovány. Poslední bod práce, tedy závěrečná doporučení je adresován v následujících odstavcích.

Jak je zmíněno v prvních kapitolách této práce nadcházející energetické výzvy mohou způsobit nedostatek poskytovaných Podpůrných služeb, které jsou zodpovědné za stabilitu sítě a kvalitu přenášené elektřiny. Kdy odchod od zdrojů elektrické energie na fosilní paliva, které v současnosti tyto Podpůrné služby poskytují, a jejich nahrazení obnovitelnými zdroji energie, které nemusí vždy dosahovat požadované stability dodávek a dostupnosti, kromě akumulace elektrické energie se představuje i možnost využití současných a nových jaderných elektráren pro poskytování Podpůrných služeb, tato možnost se do budoucna může jevit i jako nutnost a je tedy potřeba zhodnotit jak technicky tak i ekonomicky, jsou-li jaderné elektrárny schopny poskytovat Podpůrné služby.

Z technického hlediska byly provedeny studie a simulace na II. Generaci jaderných reaktorů pro poskytování Podpůrných služeb. Následovně například Francie začala používat své současné novější jaderné elektrárny k poskytování PpS. Nové generace jaderných reaktorů, které jsou momentálně uváděny do provozu jsou již projektovány, tak aby byly schopné pravidelných změn výkonu pro poskytování PpS, toto je zmíněno s odkazem na příslušnou studii v kapitole 4.2.

V ekonomickém zhodnocení a ekonomickém modelu byly vyhodnoceny jednotlivé scénáře poskytování PpS. Tyto výstupy byly vyhodnoceny v kapitole 5.6 a závěrečné zhodnocení a doporučení jsou následující.

Jaderné elektrárny jsou schopné poskytovat PpS a existují případy, kdy toto poskytování je i ekonomicky výhodné pro provozovatele jaderných elektráren. Práce se zabývala poskytováním služeb FCR, aFRR+ a aFRR-.

Pro službu FCR vyšlo vyhodnocení, že je ekonomicky nevýhodné poskytovat tuto službu pomocí jaderných elektráren a je doporučeno tuto službu poskytovat jinak, například pomocí bateriového úložiště umístěného v areálu jaderné elektrárny.

Varianta s poskytováním služby aFRR- vyšla jako nejlepší možná a to v kombinaci s co nejvyšším možným poskytovaným výkonem a nejmenší možnou aktivací této služby z důvodu následného snížení zisku z vyrobené a prodané elektřiny. Problém s aktivací této služby se dá také částečně kompenzovat zhotovením bateriového úložiště umístěného v areálu elektrárny, které by pokrývalo aktivace o nízkém výkonu, aby jaderný blok nemusel upravovat výkon.

Poskytování služeb aFRR+ prezentuje několik úskalí, v současné podobě a za současným cen na dlouhodobých kontraktech je poskytování služeb aFRR+ ekonomicky výhodné, ale toto se v roce 2024 změní s připojením k platformě ALPACA, kdy se dá očekávat pokles cen za regulační zálohu, v tento moment se poskytování aFRR+ jadernou elektrárnou stává ekonomicky nerentabilní. Zároveň je otázkou, jestli největší zdroj v ČR může poskytovat službu aFRR+, která má být dimenzována pro případný výpadek takového zdroje.

Závěrečné doporučení je využívat jadernou elektrárnu a v ní navržený turboalternátor především pro služby aFRR- s doporučením výstavby bateriového úložiště pro zlepšení ekonomické efektivity poskytování služby aFRR- a přidání možnosti ekonomicky efektivně poskytovat službu FCR.

Autor hodnotí jako největší osobní přínos detailnější seznámení se s poskytováním podpůrných služeb, provedenou analýzu trhu s PpS, seznámení se s technickými principy a parametry turboalternátoru a jaderné elektrárny použité pro umístění turboalternátoru. Zároveň tak zlepšení schopností tvorby ekonomických modelů a jejich vyhodnocování.

Největší přínos může mít práce pro budoucí provozovatele jaderných elektráren a jejich ekonomické zhodnocení poskytování PpS, kdy se do modelu mohou doplnit opravdové a přesné parametry, které jsou uschovávané jako obchodní tajemství a zároveň jej rozšířit o další proměnné a fixní náklady, které rovněž nejsou dostupné a spočítat tak poskytování PpS v rámci celého projektu výstavby a provozu jaderné elektrárny z pohledu investora.

7. Zdroje

- [1] *Systémové služby* [online]. ČEPS, a.s., 2023 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/systemove-sluzby>
- [2] *Podpůrné služby* [online]. ČEPS, a.s., 2023 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/podpurne-sluzby>
- [3] *Výzvy provozovatele přenosové soustavy* [online]. Martin Kašák, ČEPS, a.s., 2022 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: <https://moodle.fel.cvut.cz/course/view.php?id=6905>
- [4] *Integrace trhů s elektřinou* [online]. Martin Palkovský, ČEPS, a.s., 2023 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: https://moodle.fel.cvut.cz/pluginfile.php/373526/mod_resource/content/1/20221129_Prezentace_CVUT_FEL_MES_print.pdf
- [5] *Zajišťování systémových služeb* [online]. Štěpán Strial, ČEPS, a.s., 2021 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: <https://moodle.fel.cvut.cz/course/view.php?id=6905>
- [6] *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for Period up to 2050* [online]. International Atomic Energy Agency, 2022 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: <https://www.iaea.org/publications/15268/energy-electricity-and-nuclear-power-estimates-for-the-period-up-to-2050>
- [7] *EU achieves 20-20-20 climate targets, 55 % emissions cut by 2030 reachable with more efforts and policies* [online]. European Environment Agency, 2021 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: <https://www.eea.europa.eu/highlights/eu-achieves-20-20-20>
- [8] *Green Deal: Key to a climate-neutral and sustainable EU* [online]. European Parliament, 2022 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20200618STO81513/green-deal-key-to-a-climate-neutral-and-sustainable-eu?&at_campaign=20234-Green&at_medium=Google_Ads&at_platform=Search&at_creation=RSA&at_goal=TR_G&at_audience=green%20deal&at_topic=Green_Deal&at_location=CZ&gclid=CjwKCAjwxr2iBhBJEiwAdXECw_P-tKkh_ThFtD6sciYbHwf4usB7O39futBJyIJSuKit1J2UOabfehoCd1AQAvD_BwE
- [9] *Česká energetika ve 21. století* [online]. ČEZ, a.s., 2023 [cit. 2023-05-02]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobni-zdroje/jaderna-energetika/jaderna-energetika-v-ceske-republice/nove-jaderne-zdroje/proc-nova-jaderna-elektrarna/ceska-energetika-ve-21.-století>
- [10] *Elektrina - ceny a grafy elektřiny, vývoj ceny elektřiny 1 MWh - od 01.01.2020 do 30.12.2022 - měna CZK* [online]. Kurzycz, 2023 [cit. 2023-05-02]. Dostupné z: https://www.kurzycz.cz/komodity/cena-elektřiny-graf-vyvoje-ceny/1MWh-czk-1-rok?dat_field=01.01.2020&dat_field2=30.12.2022
- [11] *Statistiky SVR* [online]. ČEPS, a.s., 2023 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/statistiky-svr>
- [12] *FCR Capacity market R1* [online]. Regelleistung.net, 2023 [cit. 2023-05-04]. Dostupné z:

[https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&markets=BALANCING_CAPACITY,BALANCING_ENERGY&date=2023-05-04&tenderTab=PRL\\$CAPACITY\\$1](https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&markets=BALANCING_CAPACITY,BALANCING_ENERGY&date=2023-05-04&tenderTab=PRL$CAPACITY$1)

[13] *Kodex PS* [online]. ČEPS, a.s., 2023 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>

[14] *Certifikace* [online]. ČEPS, a.s., 2023 [cit. 2023-04-27]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/certifikace>

[15] *ŠČEGLJAJEV, A. V.: Parní turbíny, Teorie tepelného děje a konstrukce turbín. Vyd. Praha: SNTL, 1983. DT 621.165.*

[16] *Elektrárny Prunéřov* [online]. ČEZ, a.s., 2023 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/uhelne-elektrarny/uhelne-elektrarny-vez/elektrarny-prunerov>

[17] *Elektrárna Ledvice* [online]. ČEZ, a.s., 2023 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/uhelne-elektrarny/uhelne-elektrarny-vez/elektrarna-ledvice>

[18] *Jaderná elektrárna Temelín* [online]. ČEZ, a.s., 2023 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/jaderne-elektrarny/jaderne-elektrarny-vez/jaderna-elektrarna-temelin>

[19] *Nuclear Power Plant Unit Olkiluoto 3* [online]. TVO, 2023 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: https://www.tvo.fi/uploads/julkaisut/tiedostot/ydinvoimalayks_OL3_ENG.pdf

[20] *Arabelle nuclear steam turbine* [online]. General Electric, 2023 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: <https://www.ge.com/steam-power/products/steam-turbines/nuclear-arabelle>

[21] *Voženilek, P., Novotný, V., Mindl, P.: Elektromechanické měniče; ČVUT, Praha, 2011 ISBN 978-80-01-04875-7*

[22] *Elektrický generátor* [online]. ČEZ, a.s., 2023 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/jaderne-elektrarny/jaderna-elektrarna-podrobne/elektricky-generator/vyklad>

[23] *Outline History of Nuclear Energy* [online]. World Nuclear Association, 2020 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/outline-history-of-nuclear-energy.aspx>

[24] *Flexible operation of nuclear power plants* [online]. Foratom, 2018 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: <https://www.nucleareurope.eu/downloads/flexible-operation-of-nuclear-power-plants/>

[25] *Stát svou energetickou koncepcí nepřehodnotí, důraz klade na jaderné zdroje* [online]. Onergetice.cz, 2023 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: <https://onergetice.cz/energetika-v-cr/stat-svou-energetickou-koncepci-neprehodnoti-duraz-klade-na-jaderne-zdroje>

[26] *Newsletter jaderné energetiky* [online]. Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2022 [cit. 2023-05-05]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/jaderna-energetika-a-nove-jaderne-zdroje/2022/12/NewsletterJE_12_2022.pdf

[43] *X Steam* [online]. Marcus Holmgren, 2008 [cit. 2023-05-10]. Dostupné z:
<https://xsteam.sourceforge.net>

[44] *Nožička, Jiří: Mechanika a termodynamika pro ekonomiku; ČVUT, Praha, 1990 ISBN 80-01-00417-1*

[45] *Habřinský, J., Beneš, M.: Managment a ekonomika výroby energie; ČVUT, Praha, 2008 ISBN 978-80-903804-3-1*

8. Použité zkratky

AB –	Agregační blok
ACE –	Regulační odchylka oblasti
aFRR –	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (automatic Frequency Restoration Reserve). SVR využívající zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací regulace
BLaFRR –	Baseline pro vyhodnocení služby aFRR
BLmFRR –	Baseline pro vyhodnocení služeb mFRR a mFRR ₅
BS –	Start ze tmy (Blackstart)
BSAE –	Bateriový systém akumulace elektrické energie
CAPM -	Model oceňování kapitálových aktiv
ČEPS –	ČEPS a.s.
ČEZ –	ČEZ a.s.
ČNB –	Česká národní banka
ČR –	Česká republika
DK –	dlouhodobý kontrakt
DS –	Distribuční soustava
DT –	Denní trh
EDT –	Evropský denní trh
EK –	Evropská komise
ES –	Elektrizační soustava
ERÚ –	Energetický regulační úřad
EU –	Evropská unie
EVS –	Energetický výstražný systém
FAT –	Doba do plného náběhu (Full Activation Time)
FCR –	Zálohy pro automatickou regulaci frekvence (Frequency Containment Reserve). SVR využívající zálohy pro automatickou regulaci frekvence
FRR –	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy (aFRR, mFRR nebo

	mFRR5)
HDP –	Hlavní dispečerské pracoviště ČEPS
HK –	Hlavní kondenzátor
HV –	Havarijní výpomoc
IN –	Vzájemná výměna systémových odchylek (Imbalance netting)
mFRR –	Standardní produkt záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací definovaný podle Nařízení Komise (EU) 2017/2195 (EBGL). Označením mFRR _{12,5} je myšlen tento standardní produkt
mFRR ₅ –	Specifický produkt definovaný podle Nařízení Komise (EU) 2017/2195 (EBGL)
MOL –	Seznam nabídek RE příslušné SVR v pořadí podle jejich nabídkových cen, který se používá pro aktivaci těchto nabídek (Merit Order List)
NDA –	Non-disclosure agreement (Smlouva o nešíření informací)
NPV –	Čistá současná hodnota
NT –	Nízkotlaký
OEZ –	Odběrné elektrické zařízení
OP –	Ostrovni provoz
OTE –	OTE, a.s. - operátor trhu
P _{DG} –	Diagramový bod
P _{DG} trend –	Diagramový výkon aktuální trendovaný
PDS –	Provozovatel distribuční soustavy
PM SVR –	Projekt měření SVR
P _n –	Jmenovitý výkon
P _{NAB} –	Okamžitá (aktuální) hodnota výkonu pro nabíjení/vybíjení BSAE
PP –	Příprava provozu přenosové soustavy
PpS –	Podpůrné služby
PPS –	Provozovatel přenosové soustavy
PS –	Přenosová soustava

PSK –	Přepouštění stanice do kondenzátoru
P _{SKUT} –	Skutečná okamžitá (aktuální) hodnota výkonu
p _{VS} –	Příspěvek vlastní spotřeby vyvolaný aktivací aFRR, mFRR, mFRR5 nebo RR
P _{ZADPK} –	Žádaná hodnota výkonu jednotky při poskytování FCR. Jedná se o výslednou žádanou hodnotu výkonu jednotky (vždy bez příspěvku korektoru frekvence)
RE –	Regulační energie
RR –	Zálohy pro náhradu (Restoration Reserve). SVR Proces náhrady záloh
SDŘS –	Sdružený dispečerský řídicí systém ČEPS
SEK –	Státní energetická koncepce
SKŘ –	Systém měření, kontroly a řízení technologického procesu uživatele PS
SMR –	Malý modulární reaktor
SOGL –	Nařízení Komise (EU) 2017/1485, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav
SRUQ –	Sekundární regulace U/Q
ST –	Střednětlaký
SVR –	Služby výkonové rovnováhy
SZ –	Subjekt zúčtování
TG –	Turbogenerátor
VM –	Výrobní modul
VŘ –	Výběrové řízení
VT –	Vysokotlaký
WACC -	Vážený průměr ceny kapitálu
ZDP –	Záložní dispečerské pracoviště ČEPS

9. Seznam grafů, obrázku a tabulek

Obrázek 1 - Zabezpečení dodávek elektřiny pro ČR do roku 2040 [3]	6
Obrázek 2 - Projekce vývoje FCR [3]	7
Obrázek 3 - Projekce vývoje aFRR [3]	7
Obrázek 4 - Odstavení bloků do roku 2040 [9]	9
Obrázek 5 - Schéma zapojení zemí v Evropě do PICASSO [5].....	10
Obrázek 6 - Přehled nabídek v rámci PICASSO pro aFRR+ dne 27.11. [5].....	11
Obrázek 7 - Kompletní přehled struktury PpS dle ČEPS [5]	11
Obrázek 8 - Cena elektřiny na burze mezi 01/2020–12/2022 [10].....	12
Obrázek 9 - Graf vývoje cen PpS na DT mezi 01/2020–12/2022 [5]	13
Obrázek 10 - Poměrové zastoupení subjektů poskytující PpS v ČR pro rok 2023 [11].....	15
Obrázek 11 - Schéma průběhu certifikace nového zdroje pro poskytování PpS [14]	19
Obrázek 12 - Rotor NT dílu parní turbíny v Temelíně [18]	21
Obrázek 13 - Schéma základních částí alternátoru [21]	22
Obrázek 14 - Porovnání regulace výkonu mezi technologiemi [24]	25
Obrázek 15 - Paroplynový cyklus [40].....	26
Obrázek 16 - Typický parní oběh jaderné elektrárny s turbínou s jedním VT a dvěma NT díly	27
Obrázek 17 – Diagram expanzní čára parní turbíny.....	29
Obrázek 18 - Rozložení kapitálových nákladů jaderné elektrárny [37]	36
Obrázek 19 - Graf závislosti diskontu na růst LCOE [37]	37
Obrázek 20 - Porovnání dopadů diskontu do LCOE u projektů JE [27].....	37
Obrázek 21 - Ekonomický model pro Variantu 4a.....	48
Tabulka 1 - Vývoj nákladů na SVR mezi lety 2011 až 2021 [5].....	12
Tabulka 2 - Cena FCR na DT 12.4. a 4.5. 2023 [12]	14
Tabulka 3 - Tabulka výpočtu tepelné účinnosti TA	31
Tabulka 4 - Tabulka výpočtu elektrické výkonu TA.....	31
Tabulka 5 - Tabulky pro výpočet diskontu.....	43
Tabulka 6 - Technické parametry Varianty 1	44
Tabulka 7 - Ceny elektřiny pro všechny varianty	44
Tabulka 8 - Tabulky i podílem prodeje elektřiny a ostatními náklady.....	45
Tabulka 9 - Tabulky technických vstupů variant 2-4.....	46
Tabulka 10 - Tabulka cen za regulační zálohy	47
Tabulka 11 - Tabulka výsledných NPV jednotlivých variant	49
Graf 1 - Cena PpS z DK za rok 2022 [11]	13
Graf 2 - Cena PpS z DK za rok 2023 [11]	14
Graf 3 - Porovnání jednotlivých variant	49
Graf 4 - Závislost NPV na změně diskontu.....	50
Graf 5 - Závislost NPV na změně ceny SPOT elektřiny	51
Graf 6 - Závislost NPV na změně eskalace cen vody.....	52
Graf 7 - Závislost NPV na změně výše příspěvku na JÚ	52
Graf 8 - Závislost NPV na změně poskytovaného výkonu služby FCR.....	53
Graf 9 - Závislost NPV na změně poskytovaného výkonu služby aFRR-	53
Graf 10 - Závislost NPV na změně poskytovaného výkonu služby aFRR+	54
Graf 11 - Závislost NPV na změně doby poskytování služby aFRR-	55

Graf 12 - Závislost NPV na změně doby poskytování služby aFRR+	55
Graf 13 - Závislost NPV na změně doby aktivace služby aFRR-	56
Graf 14 - Závislost NPV na změně doby aktivace služby aFRR+	56

10. Přílohy

- 1) DP – Zapletal_ekonomicky_model
- 2) DP – Zapletal_XSteam_Excel_v2.6