

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd



Hybridní elektrárny
Hybrid Power Station

Diplomová práce
Master Thesis

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Management energetiky a elektrotechniky

Vedoucí práce: Ing. Vojtěch Bagin

Bc. Metoděj Černý

Praha 2024



ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Černý** Jméno: **Metoděj** Osobní číslo: **491849**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací 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:

Hybridní elektrárny

Název diplomové práce anglicky:

Hybrid Power Station

Pokyny pro vypracování:

Projekty hybridních elektráren
Návrh technickoekonomického modelu hybridní elektrárny
Optimalizace řešení, citlivostní analýza
Závěry a doporučení

Seznam doporučené literatury:

BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart C. a ALLEN, Franklin. Teorie a praxe firemních financí. Praha: BizBooks, 2014. ISBN 80-85605-24-4.
LUMBY, Ben. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. A Project Developer's Guide. Online. Washington, D.C.: International Finance Corporation (IFC), 2015.
REKIOUA, Djamilia. Energy Storage Systems for Photovoltaic and Wind Systems: A Review. online. Energies. 2023, roč. 16, č. 9. ISSN 1996-1073. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/en16093893>.
GOMES, João Graça; JIANG, Juan; CHONG, Cheng Tung; TELHADA, João; ZHANG, Xu et al. Hybrid solar PV-wind-battery system bidding optimisation: A case study for the Iberian and Italian liberalised electricity markets. Online. Energy. 2023, roč. 2023, article 126043, s. Volume 263. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126043>.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Vojtěch Bagin ČEZ, a.s.

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

Datum zadání diplomové práce: **29.01.2024**

Termín odevzdání diplomové práce: **24.05.2024**

Platnost zadání diplomové práce: **21.09.2025**

Ing. Vojtěch Bagin
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou 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.

Datum:

.....

Metoděj Černý

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval svému vedoucímu diplomové práce panu Ing. Vojtěchu Baginovi za vedení mé diplomové práce, odborný dohled a vstřícnost během konzultací. Dále bych rád poděkoval panu doc. Ing. Jiřímu Vašíčkovi, CSc. za konzultace a cenné rady. Závěrem bych také rád poděkoval své rodině, přítelkyni a přátelům za jejich podporu během celého studia.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá návrhem a hodnocením kombinace fotovoltaické a větrné elektrárny společně se zkoumáním potenciálních přínosů integrace bateriového úložiště pro regulaci dodávky elektrické energie, maximalizaci využití přípojného bodu a optimalizaci akumulace a využití elektrické energie v závislosti na cenových výkyvech. Úvodní část práce popisuje současný stav a budoucí vývoj výrobních kapacit elektrizační soustavy v kontextu cílů Evropské unie, s důrazem na potenciál hybridních systémů obnovitelných zdrojů energie, včetně analýzy FVE, VTE a BESS technologií. Druhá část práce se věnuje návrhu a hodnocení konkrétních projektů hybridních elektráren, rovněž s možností integrace bateriových úložišť. Technickoekonomický model je následně využit k posouzení ekonomické efektivity konkrétních typů elektráren na základě stanovených ekonomických a technických parametrů.

Klíčová slova

Hybridní elektrárna, hybridní systém obnovitelných zdrojů energie, fotovoltaická elektrárna, větrná elektrárna, bateriové úložiště

Abstract

The aim of this diploma thesis is the design and evaluation of a photovoltaic power plant and wind power plant combination and investigates the benefits of integrating battery storage to regulate the electricity supply, maximize interconnection point utilization, and optimize electricity storage and utilization in response to price fluctuations. The introductory part of the thesis describes the current status and future development of electricity system generation capacity in the context of European Union targets, with an emphasis on the potential of hybrid renewable energy systems, including an analysis of PV, Wind and BESS technologies. The second part of the thesis deals with the design and evaluation of specific hybrid power plant projects, also with the possibility of integrating battery storage. The techno-economic model is then used to assess the economic efficiency of specific types of power plants based on the established economic and technical parameters.

Key words

Hybrid power plant, photovoltaic power plant, wind power plant, battery storage, hybrid renewable energy source

Obsah

1	Úvod	1
2	Budoucí vývoj obnovitelných zdrojů a útlum fosilních paliv	2
2.1	Klimatické cíle Evropské unie	2
2.2	Vývoj elektroenergetiky v České republice	3
2.2.1	Současný energetický mix	3
2.2.2	Potenciál obnovitelných a nízkoemisních zdrojů	5
2.3	Shrnutí	6
3	Hybridní energetické systémy	7
3.1	Význam hybridních elektráren	7
3.2	Fotovoltaická elektrárna	9
3.2.1	Výrobní diagram	10
3.2.2	Klíčové komponenty fotovoltaické elektrárny	12
3.3	Větrná elektrárna	13
3.3.1	Výrobní diagram	14
3.3.2	Klíčové komponenty	16
4	Možnosti akumulace elektrické energie	19
4.1	Mechanická akumulace elektrické energie	20
4.1.1	Přečerpávací elektrárna	20
4.1.2	Akumulace energie stlačením vzduchu	20
4.1.3	Akumulace energie setrvačnický	21
4.2	Tepelná akumulace energie	21
4.2.1	Roztavené soli	22
4.3	Elektrochemické úložiště	23
4.3.1	Bateriová akumulace	23
4.3.2	Vodík	27
4.4	Shrnutí	28
5	Projekty hybridních elektráren	32
6	Technické provedení hybridní elektrárny	36
6.1	Popis částí systému	36
6.1.1	FVE část projektu	36
6.1.2	VTE část projektu	37
6.1.3	BESS akumulace	38

6.1.4	Řízení systému	39
6.2	Vymezení scénářů a topologie zapojení.....	41
6.2.1	Samostatné konfigurace	41
6.2.2	FVE/VTE elektrárna v kombinaci s BESS	42
6.2.3	Kombinace FVE a VTE	45
7	Technickoekonomický model hybridní elektrárny	47
7.1	Technická část modelu	47
7.1.1	Stanovení technických vstupů modelu.....	48
7.1.2	Vývojový diagram	50
7.1.3	Matematická formulace modelu	54
7.2	Ekonomická část modelu	56
7.2.1	Stanovení ekonomických vstupů modelu	56
7.2.2	Parametry ekonomického zhodnocení	61
8	Zhodnocení navrženého systému.....	64
8.1	Dimenzování elektráren	64
8.2	Přehled provozu elektráren.....	67
8.3	Ekonomické zhodnocení projektů.....	70
8.4	Citlivostní analýza.....	77
8.4.1	Změna výše pořizovacích výdajů.....	78
8.4.2	Úspora výdajů hybridizací	80
8.4.3	Změna cen elektrické energie na denním trhu	82
8.4.4	Diskontní sazba.....	83
9	Závěr.....	85
10	Seznam použité literatury	88
	Seznam použitých značek a symbolů	94
	Seznam použitých zkratk	95
	Seznam obrázků	96
	Seznam grafů	97
	Seznam tabulek	97

1 Úvod

Elektrická energie představuje jeden ze základních pilířů moderní společnosti, neboť její dostupnost a spolehlivost jsou klíčové pro zachování ekonomického a sociálního rozvoje. S rostoucí elektrifikací sektorů jako je doprava, vytápění a průmysl, je nezbytné zvýšit produkci elektrické energie, což může vyvolávat obavy o budoucí dostupnosti tradičních, neobnovitelných zdrojů energie, jejichž zásoby jsou omezené a jejichž využití může vést k rostoucí závislosti na dovozu z jiných zemí a kontinentů. Rovněž je stále více diskutován také způsob výroby energie, její spotřeby a jejich vlivu na životní prostředí. Vzhledem k narůstajícímu tlaku na environmentální aspekty energetiky, dopravy a průmyslu lze očekávat, že trend snižování závislosti na fosilních palivech napříč energetickým odvětvím bude pokračovat a postupně dojde k nahrazení alternativními, udržitelnějšími zdroji energie.

V souladu s klimatickými a strategickými cíli Evropské unie bude kladen větší důraz na rozvoj obnovitelných zdrojů. Lze tedy očekávat, že začlenění velkého objemu obnovitelných zdrojů do energetického mixu bude rovněž vyžadovat rozšíření akumulčních technologií, jejichž význam a kapacita se budou postupně zvyšovat. V tomto kontextu se hlavní cíl diplomové práce soustředí na vyhodnocení efektivní kombinace výroby fotovoltaické a větrné elektrárny a na zkoumání přínosů integrace bateriového úložiště pro regulaci dodávky vyrobené energie, maximalizace využitelnosti přípojného bodu, uskladnění elektrické energie v době, kdy je cena nízká, a využití uskladněné elektriny v době, kdy je cena vysoká.

V úvodní části práce se věnuji popisu současného stavu výrobních kapacit elektrizační soustavy ČR a budoucího vývoje elektroenergetiky s ohledem na aktuální cíle Evropské unie. Následující kapitola zkoumá potenciální výhody hybridních systémů obnovitelných zdrojů energie, které kombinují dva nebo více výrobních a akumulčních zdrojů. Vzhledem k potenciálu kombinace fotovoltaických a větrných elektráren, zejména v regionu střední Evropy, se tato práce zaměřuje pouze na tuto kombinaci. Vodní a geotermální elektrárny mají své specifické vlastnosti, které jsou závislé na konkrétní lokalitě a přírodním potenciálu. Právě popisem obou technologií včetně dostupných řešení skladování elektrické energie se věnuje zbylá část první poloviny této práce.

Druhá část diplomové práce se zaměřuje na návrh a hodnocení konkrétních projektů hybridních elektráren. Pro analýzu a diskusi o přínosech jednotlivých typů elektráren byly vytvořeny různé varianty řešení. Jedna část variant neuvažuje integraci bateriové úložiště a skládají se ze samostatných větrných a fotovoltaických elektráren nebo z jejich kombinací, přičemž veškerá vyrobená energie je bezprostředně dodávána do distribuční soustavy. Zbylé varianty zahrnují integraci bateriového úložiště, a to buď s jednotlivými typy elektráren nebo s jejich kombinacemi.

Po definici různých variant elektráren se práce zaměřuje na popis technickoekonomického modelu umožňující simulaci jejich provozu. Klíčovou částí je popis výpočetního algoritmu pro řízení výroby z větrných a solárních zdrojů ve spojení s bateriovým úložištěm, který je navržen tak, aby maximalizoval ekonomickou výhodnost prodeje elektrické energie. Technickoekonomický model je následně využit k posouzení ekonomické efektivity konkrétního typu elektrárny na základě zadaných ekonomických a technických parametrů. Závěrečná část práce je vymezena citlivostní analýzou, která zkoumá vliv různých parametrů na výslednou efektivitu projektů. Tato analýza je zásadní pro řízení a minimalizaci rizik spojených s nepředvídatelnými podmínkami během přípravy, realizace a provozu elektrárny.

2 Budoucí vývoj obnovitelných zdrojů a útlum fosilních paliv

Celý svět čeká v následujících desetiletích zásadní proměna energetického odvětví s cílem snížit závislost na fosilních palivech, zvyšování podílu obnovitelných a nízkoemisních zdrojů energie. K této transformaci budou v určité míře přispívat různé technologie, jako různé formy akumulace energie, technologie zachycení a ukládání uhlíku při konvenční výrobě, výroba nízkoemisních plynů nebo výstavba malých modulárních reaktorů. Cílem této kapitoly je zmapovat cíle Evropské unie a jejich dopad na budoucí změny v energetice. Druhá část kapitoly bude proto věnována popisu současného stavu výrobních kapacit elektrizační soustavy ČR, rozvoji nových zdrojů a potenciálu bezemisních zdrojů na našem území.

2.1 Klimatické cíle Evropské unie

Klimatická změna je jednou z nejvýznamnějších a nejdiskutovanějších výzev dnešní společnosti. Pozornost je především věnována minimalizaci negativního vlivu lidské činnosti na globální změny klimatu, jelikož lidmi způsobené emise skleníkových plynů zesilují v atmosféře skleníkový efekt, což vede k soustavnému oteplování planety. Globální růst teplot vede ke zvyšování hladin oceánů, úbytku mořských živočichů a k častějším výkyvům extrémních teplot.

Na základě zmíněných katastrofických scénářů je celosvětovým zájmem vyspělých států prosazovat strategie a opatření vedoucí ke snížení negativních dopadů člověka na kvalitu ovzduší a životního prostředí. Jedna z klíčových mezinárodních dohod s cílem klimatické výzvy řešit byla vydána v roce 2015. Jedná se o Pařížskou dohodu, kterou podepsalo celkem 195 zemí světa. Tyto státy se podpisem právně zavazují, že budou usilovat o to, aby nárůst globální teploty nepřekročil hranici 1,5 °C v porovnání s hodnotami před velkou průmyslovou revolucí. V rámci Evropské unie byl sepsán balíček opatření zvaný Zelená dohoda pro Evropu v roce 2020, který obsahuje řadu odvětvových cílů v oblasti ekonomiky, energetiky, dopravy, energetiky budov a s nimi spjatých úspor, s cílem dosažení klimatické neutrality do roku 2050. Klimatická neutralita zahrnuje jak významné snížení emisí skleníkových plynů, tak i opatření pro kompenzaci nevyhnutelných emisí. V roce 2021 byl přijat navazující Evropský klimatický zákon a soubor legislativních návrhů Fit for 55, které společně zavazují členské státy k dosažení těchto klimatických cílů. Energetický zákon rovněž stanovuje střednědobý cíl snížení emisí o 55 % do roku 2030 oproti roku 1990. [1]

Jedním z klíčových mechanismů podporující snížování emisí Evropské unie v oblasti energetiky a průmyslu je systému emisních povolenek a uhlíkové daně. Tyto mechanismy zavádějí princip zpoplatnění emisí skleníkových plynů se zaměřením na emisně náročnějších odvětví, jako elektrárny s tepelným příkonem nad 20 MW, koksovny, železárny a další. Množství distribuovaných povolenek je postupně snižováno v souladu s emisními cíli Evropské unie. V příští dekádě je plánováno snižování alokovaného množství ještě urychlit. Původním cílem bylo snížit emise povolenek v rámci EU ETS do roku 2030 o 43 %, ve srovnání s rokem 2005, ale tento cíl byl revidován na 63 %. Redukce množství a změna poptávky má za následek změnu tržní ceny povolenek, což tvoří klíčový aspekt celého systému. Zvyšování cen emisí se promítá jako dodatečný náklad elektráren a tím indukuje přechod z emisně náročných provozů elektráren a vede k útlumu výroby z fosilních paliv, jelikož výstavba nových a provoz stávajících elektráren se stává ekonomicky nerentabilní. [2]

2.2 Vývoj elektroenergetiky v České republice

Na základě rozsahu klimatických cílů lze usuzovat, že jejich budoucí plnění bude mít významný dopad na naprostou většinu odvětví a zejména pak na ta odvětví, která jsou emisně nejnáročnější. Právě energetika je z hlediska procesu dekarbonizace stěžejní oblastí, konkrétně stávající těžba a spalování fosilních paliv. Z toho důvodu byly stanoveny cíle pro zvýšení podílu vyrobené energie z obnovitelných zdrojů alespoň na 42,5 %, postupné implementace změn v obchodování s emisními povolenkami a zvýšení energetické účinnosti budov. Zmíněné cíle tak budou vyvíjet značný tlak na urychlení snížení podílu výroby elektrické energie z konvenčních zdrojů a přispívat k transformaci celého energetického sektoru. [3]

Pro úspěšnou transformaci energetického sektoru je nezbytný značný objem financí, jak ze státních, tak i soukromých zdrojů. Aby bylo možné mobilizovat finanční prostředky na podporu výstavby nízkoemisních zdrojů energie je klíčové určit, které zdroje energie jsou vhodné k dekarbonizaci energetiky. Evropská unie v roce 2020 vytvořila taxonomii udržitelných aktivit, která poskytuje jednotný klasifikační systém pro identifikaci udržitelných projektů a aktivit. Tento nástroj je určen pro různé aktéry na finančním trhu, pro velké podniky, podléhající povinnosti zveřejňovat environmentální výsledky činnosti a členské státy, které mohou taxonomii využít jako vodítko pro alokaci dotací a státní podpory. Taxonomie není povinným seznamem projektů pro financování, ale slouží jako referenční rámec. V rámci energetického odvětví jsou mezi podporované projekty zařazeny například výstavba obnovitelných zdrojů včetně různých forem akumulace. [4]

Geografické podmínky České republiky naznačují, že plné nahrazení fosilních paliv výhradně obnovitelnými zdroji bude velmi komplikované. Pro vnitrozemské země jako je Česká republika je klíčové zařazení jaderných a plynových elektráren mezi udržitelné, respektive nízkoemisní zdroje. Právě tyto zdroje mají dle dosavadní energetické koncepce a strategie napomoci nahradit spalování uhlí při výrobě elektřiny.

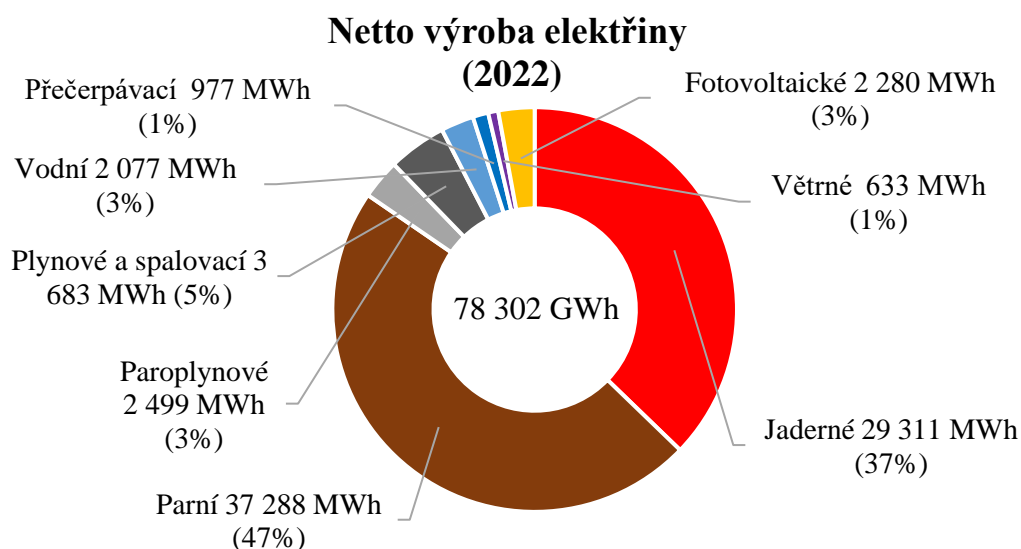
Zařazení jádra a plynu do udržitelných zdrojů je však podmíněno přísnými podmínkami. Například projekt výstavby jaderné elektrárny dostane toto označení pouze za předpokladu, že je zajištěno financování a existuje plán výstavby elektrárny včetně budoucího úložiště jaderného odpadu do roku 2045. Aby mohl být plynový zdroj klasifikován jako udržitelný projekt musí být vystaven jako přímé nahrazení uhelných zdrojů, produkovat maximálně 270 gramů ekvivalentu CO₂ za kilowatthodinu vyrobené elektřiny s ukončením výstavby nejpozději do roku 2030. [5] [6] Takto definované podmínky umožňují klasifikaci obou zdrojů jako přechodné řešení a za udržitelné projekty je lze označit pouze dočasně. Vzhledem k významu jaderné energetiky v současném energetickém mixu České republiky je důležité zajistit podmínky pro její dlouhodobý provoz i rozvoj nových jaderných zdrojů.

Další část této kapitoly se bude věnovat analýze současného energetického mixu České republiky, možnostem využití obnovitelných zdrojů na našem území a různým scénářům vývoje elektroenergetiky s přihlédnutím k stanoveným klimatickým cílům.

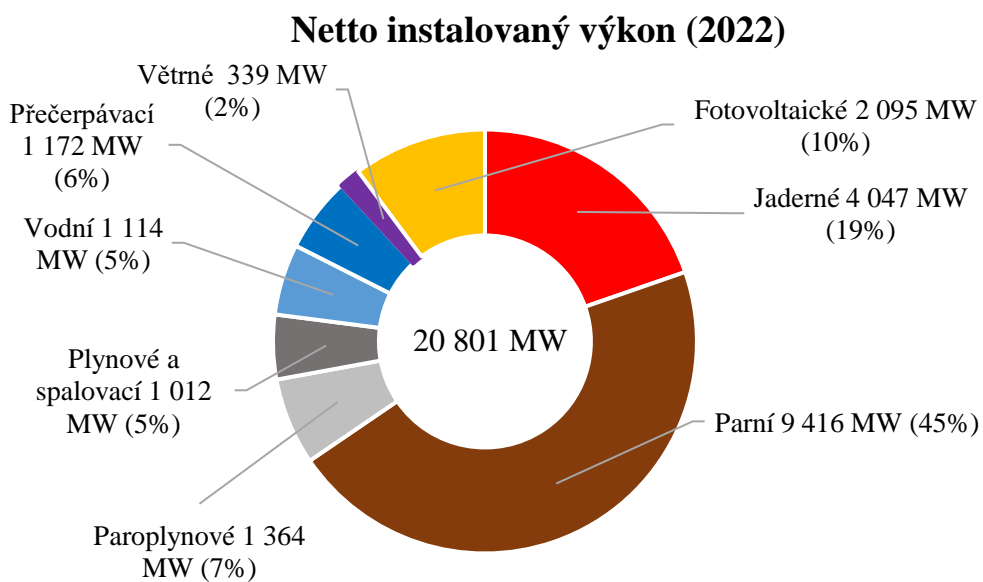
2.2.1 Současný energetický mix

Aktuálně je produkce elektrické energie primárně založena na spalování hnědého a černého uhlí, což je doplněno výrobou z jaderných zdrojů. V roce 2022 tvořily fosilní zdroje 48 % a jaderné zdroje 37 % celkové výroby elektrické energie v České republice. [7]. Následující grafická závislost zobrazuje roční netto výroby elektřiny v roce 2022:

Graf 1: Netto výroba elektřiny v ČR v roce 2022 (vlastní zpracování dle [7])



Graf 2: Netto instalovaný výkon v ČR v roce 2022 (vlastní zpracování dle [7])



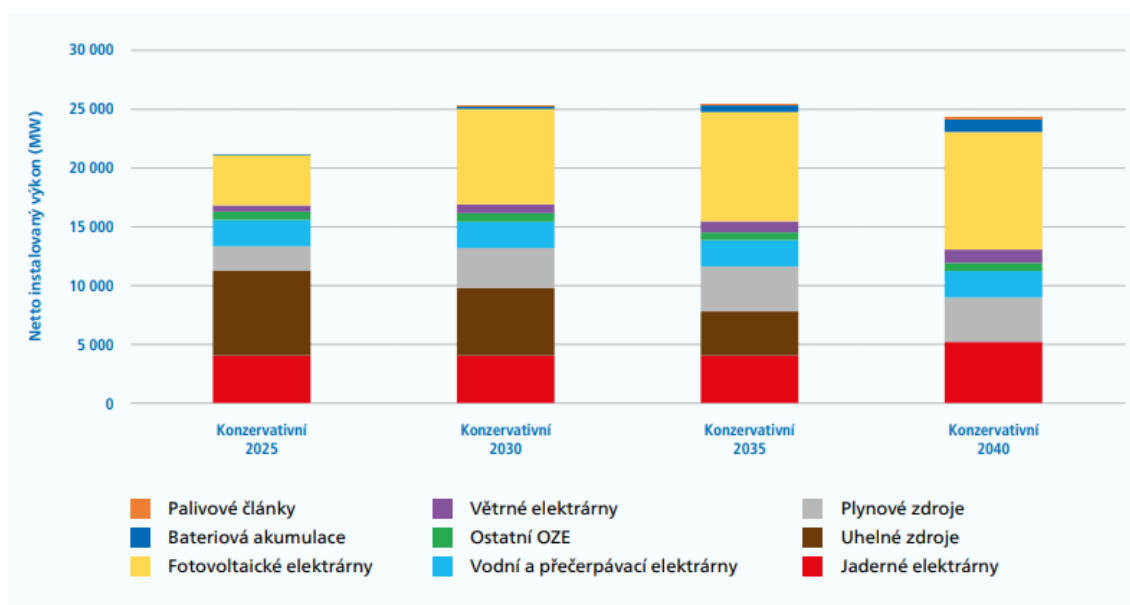
V ročním srovnání došlo k největšímu poklesu výroby u paroplynových elektráren, které vyprodukovaly o 51 % méně energie, přestože jejich instalovaný výkon zůstal stejný. Tento pokles byl způsoben cenovým nárůstem plynu a obecnou nejistotou na trzích. V důsledku těchto okolností zaznamenala výroba z hnědého uhlí nárůst o 9,2 %. Naopak produkce z obnovitelných zdrojů klesla, zejména u přečerpávacích a vodních elektráren, o 18,3 %, resp. 13,1 %. Výroba elektřiny z fotovoltaických elektráren naopak vzrostla o 6,8 % a větrné elektrárny zaznamenaly nárůst o 6,6 %. Také produkce elektrické energie z komunálního odpadu se zvýšila o 1,9 % a z bioplynu o 0,9 %. [7]

2.2.2 Potenciál obnovitelných a nízkoemisních zdrojů

Cílem této kapitoly je zhodnocení pravděpodobného budoucího vývoje. Vzhledem k tomu, že v současné době jsou diskutovány různé směry vývoje české energetiky budu se pro přehlednost držet závěrů analýzy společnosti ČEPS, jenž vyhodnocuje budoucí vývoj na základě zdrojové přiměřenosti [8].

Postupné opouštění uhlí a zaměření na obnovitelné zdroje jsou zásadní pro dekarbonizaci energetiky, i když se tento proces komplikuje různými přírodními a geografickými podmínkami jednotlivých zemí. V České republice, kde je výroba elektrické energie stále značně závislá na spalování hnědého a černého uhlí, se musí řešit otázky rychlosti odchodu od uhlí, vývoj spotřeby elektrické energie, transformace teplárenství a rozvoje obnovitelných zdrojů. V rámci studie byly pro tyto účely navrženy čtyři scénáře – respondentní, konzervativní, progresivní a dekarbonizační – které reflektují různé přístupy k těmto klíčovým otázkám. Respondentní scénář založený na datech získaných v rámci dotazníkového šetření mezi provozovateli zdrojů, naznačuje pokračování využití uhelných zdrojů i po roce 2040, s postupným nahrazováním uhelných zdrojů plynovými. Konzervativní scénář počítá s ukončením využívání uhlí do roku 2038, zatímco progresivní scénář předpokládá rychlejší odstoupení od uhlí již do roku 2033 s větším důrazem na obnovitelné zdroje. Dekarbonizační scénář pak předpokládá úplné odstoupení od uhlí do roku 2030.

Obrázek 1: Vývoj netto instalovaného výkonu (konzervativní scénář) [8]



V souladu se strategickými cíli a klimatickými závazky EU se předpokládá, že instalace solárních a větrných elektráren v České republice bude v nadcházejících letech progresivně narůstat. V reakci na vytyčené cíle byly vytvořeny progresivní a dekarbonizační scénáře, které odrážejí ambice v oblasti snížení emisí a očekávají zvýšení spotřeby elektrické energie díky rozsáhlé elektrifikaci s cílem dosažení dekarbonizace české ekonomiky do roku 2050. Vzhledem k tomu, že dekarbonizační scénář reprezentuje nejrychlejší útlum uhelných zdrojů společně s předpokladem nejvyšší míry elektrifikace konečné spotřeby, rozhodl jsem se tedy pro účely srovnání s konzervativním scénářem vybrat právě jej. Dle konzervativního scénáře se očekává, že podíl solárních zdrojů dosáhne 8 133 MW, resp. 32 % celkového instalovaného výkonu, zatímco dekarbonizační scénář předpokládá nárůst až na výkon 14 850 MW, tedy téměř 55 %, do roku 2030. V oblasti větrné energie konzervativní scénář počítá s nárůstem instalovaného výkonu na 742 MW, což činí téměř 3 % podíl, zatímco dekarbonizační scénář uvažuje vzrůst na 958 MW, resp. podíl 3,52 %. Očekává se, že integrace

takového množství intermitentních zdrojů bude vyžadovat v obou případech rozsáhlou instalaci akumulčních prvků, jejichž význam a kapacita se bude postupně zvyšovat. S ohledem na omezený potenciál vodních a geotermálních elektráren v České republice se ve střednědobém horizontu v žádném ze scénářů neočekávají výrazné změny v těchto oblastech.

Významnou součástí politiky dekarbonizace je také transformace českého teplárenství, které je momentálně závislé na uhlí, zejména v rámci kombinované výroby tepla a elektřiny. Konzervativní scénář předpokládá dokončení transformace teplárenství a odklon od uhlí do roku 2030, zatímco dekarbonizační scénář toto dokončení předpokládá do roku 2028. Dosavadní spalování uhlí má nahradit zemní plyn, biomasa, odpad a popřípadě jiná paliva, nicméně vzhledem k omezené dostupnosti biomasy a komunálního odpadu se jako nejvhodnější přechodné palivo jeví zemní plyn. [8] Budoucí palivovou politikou mohou ovlivnit tržní podmínky plynu, dostupnost půdy pro produkci energetické biomasy a budoucí investice do spalování biomasy a odpadu.

Jednou z hlavních výzev bude udržení bezpečné míry energetické soběstačnosti během transformace elektroenergetiky. Všechny scénáře naznačují, že s postupující dekarbonizací se bude zvyšovat závislost České republiky na dovozu energie, zejména z Francie a Německa. Podle progresivního a dekarbonizačního scénáře, které počítají s rychlejším odchodem od uhlí, by Česká republika mohla začít být významně závislá na importu již od roku 2025.

2.3 Shrnutí

Na základě uvedených predikcí lze vyvodit závěr, že proces dekarbonizace české energetiky povede k postupnému ukončení využívání uhlí. S ohledem na bezpečnost a spolehlivost provozu elektrizační soustavy bude nutné nahradit uhelné zdroje tzv. říditelnými zdroji energie. Tyto zdroje mají schopnost přizpůsobovat výrobu elektrické energie aktuálním potřebám a hrají klíčovou roli v pokrývání sezónních a denních výkyvů v spotřebě. V rámci scénářů se předpokládá nárůst instalovaného výkonu plynových elektráren, které budou plnit tuto funkci, a proto bude klíčové v následujících letech zaměřit se na plánování a budování nových plynových zdrojů, včetně výstavby nových jaderných zdrojů.

V souladu s klimatickými cíli bude kladen větší důraz na rozvoj obnovitelných zdrojů, v kontextu české energetiky se bude jednat především o větrné a solární zdroje energie. Očekává se, že začlenění velkého objemu obnovitelných zdrojů do energetického mixu vyžaduje rozšíření akumulčních technologií, jejichž význam a kapacita se budou postupně zvyšovat.

Se snižováním podílu stabilních zdrojů, jako jsou uhelné elektrárny, a současným nárůstem počtu intermitentních zdrojů, které nemohou zajistit stálou dodávku elektrické energie, lze očekávat častější výskyt přebytků a nedostatků v čase. Lze očekávat, že bezpečná integrace intermitentních zdrojů energie bude vést k výraznému rozšíření akumulace energie. To spolu s nárůstem a měnící se spotřebou v důsledku elektrifikace dopravy a dekarbonizace teplárenství přinese výzvy pro stabilitu přenosových a distribučních soustav. Transformace energetického mixu si proto vyžádá především zvýšený důraz na zdrojovou přiměřenost a spolehlivost, ekonomickou efektivitu provozu a řízení spotřeby.

Vzhledem k mnoha nejistotám a proměnlivým faktorům spojeným s plány dekarbonizace energetiky bude důležité průběžně hodnotit potenciální rizika a výzvy a pečlivě zvažovat vhodnost jak současných, tak nově zaváděných technologií.

3 Hybridní energetické systémy

Hybridní energetické systémy kombinují dva nebo více zdrojů energie, jenž sdílejí stejnou lokalitu, přípojny bod k síti a infrastrukturu. [9] Hybridní systém tak může využívat například fotovoltaickou energii, když svítí slunce, a jiný zdroj, například vítr či akumulovanou energii, při nepříznivém počasí, a zajistit tak stabilnější a efektivnější dodávky. Jedním z hlavních přínosů těchto systémů je jejich schopnost adaptovat se k existující energetické infrastruktuře, přidávat nové komponenty a tím optimalizovat náklady, environmentální dopady a systémovou robustnost. Na základě popsaných důvodů lze prohlásit, že se v současnosti jedná o jednu z klíčových technologií vedoucí k přechodu z fosilních zdrojů energie na obnovitelné a nízkoemisní zdroje energie.

Existuje mnoho možných kombinací zdrojů energie, které mohou tvořit hybridní elektrárny. Tyto kombinace mohou zahrnovat různé formy zdrojů vodní energie, včetně přečerpávacích hydroelektráren, geotermální energii, biomasu, a mnoho dalších. Kromě obnovitelných zdrojů mohou hybridní systémy využívat i konvenční, neobnovitelné zdroje, jako jsou plynové nebo uhelné elektrárny. Začlenění neobnovitelných zdrojů může pomoci v zajištění stálosti dodávek elektřiny. I když takové systémy mohou být náročnější z hlediska konstrukce a řízení, díky pokrokům v řídicích technologiích je možné je efektivně a automaticky provozovat. Některé z významných kombinací zahrnují spojení větrné energie s přečerpávacími vodními elektrárnami, kombinaci větrné energie s diesellovým generátorem či propojení větrné a solární energie. [10]

Ve své práci se budu věnovat tzv. hybridním systémům obnovitelných zdrojů energie. Právě kombinace více druhů obnovitelných zdrojů zajišťuje vyšší účinnost a stabilitu dodávek elektrické energie. Optimální kombinace technologií pro danou elektrárnu se odvíjí od klimatických podmínek, typu energetické aplikace (ostrovní provoz nebo připojení k síti), charakteru zátěže (proměnlivá nebo konstantní spotřeba), tržních a legislativních podmínek. [11]

3.1 Význam hybridních elektráren

Tato kapitola se zaměřuje na potenciální přínosy hybridních systémů obnovitelných zdrojů energie, které kombinují dvě nebo více výrobních jednotek. Tyto systémy mohou efektivně řešit výzvy spojené s přerušovanou výrobou energie z obnovitelných zdrojů a zároveň zvyšovat spolehlivost celé energetické soustavy. Mezi hlavní přínosy patří zvýšení využitelnosti přípojného bodu a stabilnější výroba elektřiny díky kombinaci komplementárních zdrojů. Tato synergie navíc přináší snížení kapitálových i provozních výdajů díky sdílení infrastruktury mezi různými zdroji. [12] Pro lepší přehlednost kapitoly jsem se rozhodl rozbor těchto výhod rozdělit do několika úhlů pohledu: provozovatele soustavy, provozovatele elektrárny.

Vzhledem k potenciálu kombinace fotovoltaických a větrných elektráren, zejména v regionu střední Evropy, se tato práce zaměřuje na tento typ hybridního systému. Vodní a geotermální elektrárny mají své specifické vlastnosti, které jsou závislé na konkrétní lokalitě a přírodním potenciálu. Popisem těchto technologií podrobněji věnovat v následujících částech této kapitoly.

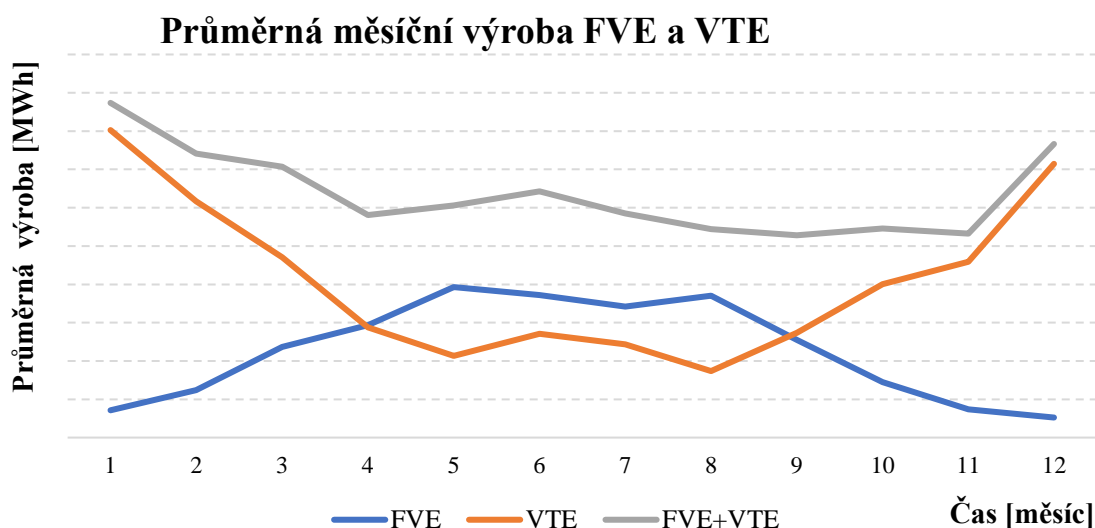
Provozovatel soustavy

Rostoucí podíl intermitentních zdrojů energie představuje pro provozovatele soustavy nové výzvy, obzvláště pokud jde o udržení stability a modernizaci elektrizačních sítí, což si vyžaduje rozsáhlé investice do jejich posílení. Kromě toho se musí vypořádat s variabilitou těchto zdrojů, zejména během období s velkými výkyvy výkonu. S rostoucím počtem žádostí o připojení k síti se objevují také různá omezení v distribučních soustavách. Jako příklad lze uvést společnost EG.D, která

ve svém distribučním území poskytuje mapu připojitelnosti, ukazující oblasti s omezenými možnostmi připojení například pro připojení nových FVE zdrojů. Proto je pro provozovatele soustavy klíčové efektivně využít existující infrastrukturu, což mohou podpořit hybridní projekty, jelikož umožňují efektivnější využití infrastruktury a vymezeného pozemku zvýšením instalovaného výkonu a energetické produkce.

Přestože samostatné solární nebo větrné zdroje mohou být ovlivněny denními a sezónními změnami, komplementární povaha těchto zdrojů v hybridních systémech nabízí významné výhody. Hybridní elektrárny mohou také umožnit to, aby byl diagram výroby v čase „plošší“ v porovnání s čistě větrnými nebo solárními výrobami, což pomáhá eliminovat výkyvy napětí a výkonu v elektrické síti.

Graf 3: Příklad komplementárního výrobního diagramu solární a větrné elektrárny (simulace)



Provozovatel elektrárny

Hlavní přínos hybridních energetických systémů z pohledu provozovatele elektrárny spočívá v optimalizaci výroby energie. Větrné turbíny jsou efektivnější v nočních hodinách a v chladnějších měsících, což se skvěle doplňuje s nižší výkonností solárních panelů v těchto obdobích. Solární panely na druhou stranu produkují více energie během dopoledne a v letních měsících, kdy je výkon větrných turbín obvykle nižší. Tato synergická kombinace zdrojů přináší vyšší objem výroby a zvýšení využitelnosti přírodního bodu.

Hybridní systémy také snižují kapitálové i provozní náklady díky sdílení infrastruktury pro vyvedení výkonu, jako jsou střídače, transformátory a vedení. Takto sdílená infrastruktura vede k nižším celkovým nákladům na vývoj, získávání povolení, přípravu lokality a pravidelnou údržbu ve srovnání s odděleně umístěnými větrnými a solárními elektrárnami.

Dalším přínosem je možnost přesunutí vyrobené elektřiny do období vysoké poptávky a tržních cen, pokud je hybridní systém doplněn o technologii pro ukládání energie. V situacích, kdy jsou tržní ceny elektřiny negativně korelovány s větrnou energií, může hybridní systém generovat příjmy v době vysokých cen díky solárnímu zdroji. Majitelé projektů mohou navíc využívat další příležitosti pro generování příjmů na trzích s energií a poskytovat podpůrné služby.

Výstavba hybridních projektů s sebou přináší i určitá úskalí, jako je potenciální omezení výroby v situacích, kdy větrná a fotovoltaická elektrárna produkují energii současně a v určitém okamžiku převyšují sjednaný limit. Tento problém zdůrazňuje potřebu efektivního využívání

akumulačních prvků a centrálního řídicího systému pro předpovídání a koordinaci výroby a spotřeby z různých zdrojů. Navíc mohou nastat komplikace s povolovacími procesy, přičemž získání povolení pro kombinaci fotovoltaické elektrárny a bateriového úložiště bývá obvykle jednodušší než pro větrné turbíny.

3.2 Fotovoltaická elektrárna

Fotovoltaická elektrárna funguje na principu přeměny slunečního záření na elektrickou energii. Účinnost a vhodnost fotovoltaických elektráren se různí v závislosti na technickoekonomických aspektech a specifikách aplikace. V úvodu této kapitoly se zaměřím na klíčové výhody a nevýhody této technologie, na což navážu popisem klíčových komponent a základních způsobů konfigurace.

Mezi primární výhody fotovoltaické elektrárny bezesporu patří absence paliva či jiných nákladných provozních látek. Tato výhoda se tak propíše do téměř zanedbatelných provozních nákladů v porovnání s konvenčními zdroji energie, přičemž provoz vyžaduje minimální obsluhu a údržbu. Absence paliva také zajišťuje nulové emise při provozu. K výrobě elektřiny také nejsou využity žádné pohyblivé a točivé komponenty, což zaručuje absenci hluku během provozu. Mezi výhody lze také zařadit krátkou dobu výstavby v porovnání s jinými zdroji energie, zejména díky jednoduchosti stavby. [13]

Mezi nevýhody lze zařadit nízkou dobu ročního využití maxima v porovnání s konvenčními zdroji, a to ve výši 1 000 až 1 100 hodin ročně. [8] Výroba je podmíněna aktuálními meteorologickými faktory, což může způsobovat problém především z hlediska řízení elektrizačních soustav a ve specifických podmínkách ovlivňovat celkovou ekonomickou návratnost projektu. Z technického hlediska technologie také disponuje relativně nízkou účinností přeměny energie. Přestože se jedná o způsob výroby energie s nulovými emisemi při provozu, je třeba zohlednit energetickou a emisní náročnost během výroby solárních panelů, transportu a výzvy týkající se jejich likvidace. Z ekologických důvodů je v současnosti kladen stále větší důraz na ekologickou likvidaci či recyklaci panelů po jejich dosloužení.

I přes určitá omezení se díky neustálému vývoji v oblasti fotovoltaických technologií, jako jsou solární panely, střídače a transformátory, zaznamenává výrazný pokrok v oblasti fotovoltaického průmyslu. Tento technologický pokrok vedl ke zvýšení výkonu fotovoltaických elektráren a současně ke snížení jejich investičních nákladů. V důsledku toho jsou nyní náklady na výrobu elektrické energie z fotovoltaiky (LCOE) konkurenceschopné nebo dokonce nižší ve srovnání s jinými obnovitelnými i tradičními zdroji energie. V regionu střední Evropy se LCOE fotovoltaických elektráren, které nepoužívají akumulaci energie, pohybuje od 0,75 do 2,68 Kč/kWh, v závislosti na specifikách instalace. Ve srovnání s tím, studie uvádí, že LCOE nově postavených elektráren na fosilní paliva při zohlednění růstu cen emisních povolenek není nižší než 1,82 Kč/kWh. Lze očekávat, že s narůstajícími náklady na paliva a ceny emisních povolenek se tento rozdíl bude ještě více prohlubovat. [14]

Výše uvedené přednosti i nedostatky jsou zjednodušené a zobecněné. Vzhledem k tomu, že druhá část této práce se soustředí na specifický typ instalace, budu se jimi zabývat v technickoekonomickém kontextu.

3.2.1 Výrobní diagram

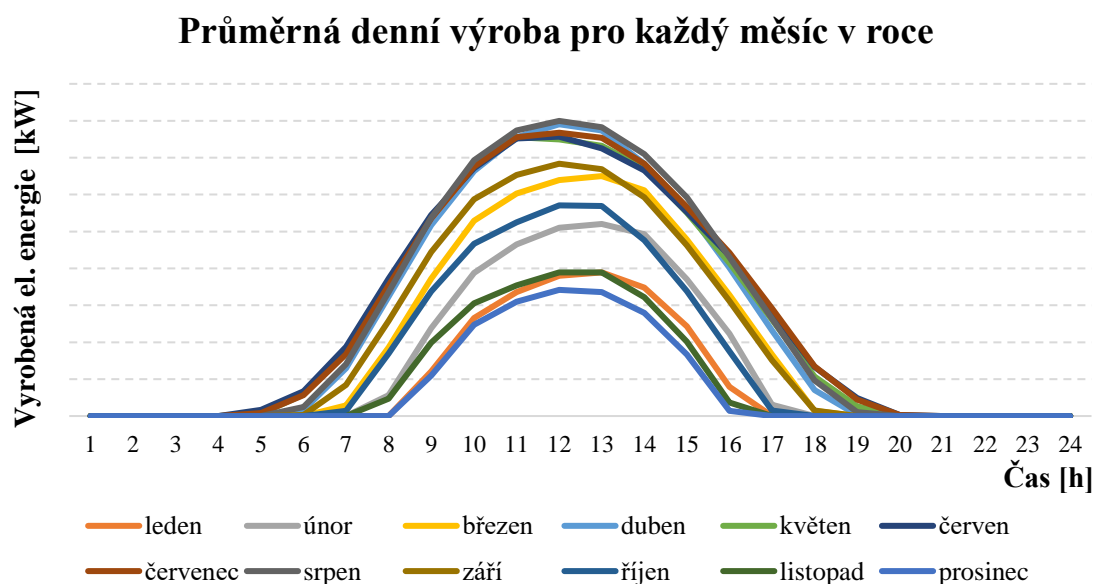
Solární energie představuje nevyčerpatelný zdroj obnovitelné energie. Tento zdroj lze přeměnit na elektrickou energii za pomoci fotovoltaických článků. Nicméně vnější podmínky, provoz a údržba solárního fotovoltaického panelu mají značný vliv na optimální výkon, účinnost přeměny, i životnost samotné technologie. V této kapitole se zaměřím na charakteristiku výroby a identifikaci klíčových faktorů, které zasahují do efektivity výroby fotovoltaické elektrárny.

- **Intenzita slunečního záření**

Intenzita sluneční energie, které dopadá na Zemi, činí 1367 W/m². V závislosti na konkrétní zeměpisné poloze je však určitá část záření atmosférou pohlcena či rozptýlena. Na území České republiky je průměrná intenzita slunečního záření odhadována na přibližně 300 W/m² a celkový úhrn energie činí 800–1250 kWh na m² ročně. Celkový úhrn slunečního záření pozvolna klesá od jihu směrem k severu. Jižní Morava je oblastí s největším dopadem sluneční energie, kde Slunce svítí více než 1 800 hodin ročně, zatímco v severních oblastech to je méně než 1 200 hodin ročně. [7]

Kromě geografické polohy má na výrobu z fotovoltaických elektráren také vliv sezónnost. Nejnižší produkce energie je obvykle v měsících listopad, prosinec a leden, kdy doba využití maxima je téměř o 70 % nižší ve srovnání s letními měsíci. Níže uvedená grafická závislost, založená na datech ze softwaru PVGIS, znázorňuje průměrnou denní výrobu fotovoltaické elektrárny nacházející se v oblasti severní Moravy. Z grafické závislosti vyplývá, že fotovoltaické panely produkují elektrickou energii zejména v poledních a odpoledních hodinách s kolísáním produkce v průběhu roku. Porovnáním diagramu spotřeby s diagramem výroby lze identifikovat přebytky v poledních hodinách a nedostatek ve večerních a brzkých ranních hodinách.

Graf 4: Průměrná denní výroba v každém měsíci v roce



- **Provozní teplota**

Druhým důležitým parametrem určujícím výkon elektrárny je provozní teplota článků. Se vzrůstající teplotou účinnost článků a tím i jejich výkon lineárně klesá. Bez chlazení klesá elektrická účinnost o 0,03–0,05 % při každém zvýšení teploty solárního článku o 1 °C. [15]. Provozní teplota úzce souvisí s okolní teplotou, intenzitou záření a způsobem chlazení článků.

- **Vliv nečistot**

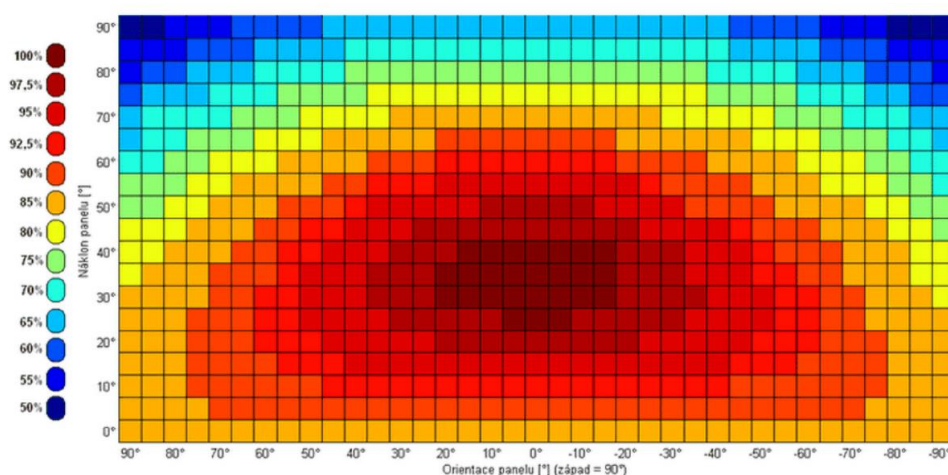
Ke snížení účinnosti fotovoltaických modulů také přispívá přítomnost prachových částic, vodní páry a dalších znečišťujících látek, bránících dopadu slunečního světla na fotovoltaický panel. Negativnímu dopadu akumulace nečistot na provoz panelu lze však poměrně jednoduše předejít prováděním pravidelné údržby, čištěním modulu a vhodným sklonem, kdy od úhlu 15° dochází k samočisticímu efektu. [16]

- **Vliv orientace a polohy panelu**

Při projektování elektrárny je potřeba pečlivě analyzovat orientaci a sklon samotných panelů. Klíčovým parametrem je orientace vůči světovým stranám, přičemž optimální řešení je orientace na jih, jelikož za těchto podmínek jsou panely vystaveny slunečnímu záření po největší část dne, což zajišťuje maximalizaci energetických výnosů. Naopak nejméně vhodná orientace panelů je na sever. Navzdory tomu, že při orientaci na východ a západ může v ranních (resp. večerních) hodinách dopadat intenzivnější sluneční záření, celkový výnos energie není tak vysoký jako při orientaci na jih.

Neméně důležitým parametrem při instalaci elektrárny je sklon. Jakmile je sklon moc vysoký dochází při dopadu slunečního záření ke značným odrazům od krycího skla modulů. Naopak pokud je sklon panelu moc nízký panel má nejen nižší energetickou výnosnost, ale také dochází rychlejšímu znečištění panelu. V České republice se obvykle doporučuje sklon panelů mezi 30° a 40°. Tento parametr závisí na skutečnosti, zda se jedná o střešní nebo pozemní instalaci a na vnějších podmínkách. Uvedený obrázek mapuje znázorňuje vliv sklonu a orientaci panelů na výrobu FVE elektrárny v porovnání s optimálním sklonem a orientací. [16]

Obrázek 2: Závislost výroby FVE na sklonu a orientaci panelů [16]



Při návrhu fotovoltaických instalací je potřeba zohlednit také vliv stínění, jež může být způsoben okolními objekty, stromy nebo stíněním okolních panelů. Jakmile dochází k částečnému zastínění články nemohou vyrábět žádný proud, což signifikantně degraduje celkový výkon s potenciálním poklesem výkonu v řádu desítek procent. Za běžného provozu pracují články jako zdroje, dojde-li však k jejich ať už pouze částečnému zastínění stanou se pro celý string panelů zátěží. Následně na těchto člancích vznikají vyšší ztráty a dochází k úměrnému zahřívání, jež může dosáhnout až takových hodnot, že může dojít ke zničení článků.

Na trhu se nabízí hned několik technických řešení, které mohou minimalizovat ztráty spojené s problematikou stínění. Existují různé druhy polohovací konstrukce s jednoosou nebo dvouosou rotací. Dle komplexnosti konfigurace jsou tyto konstrukce schopny dynamicky upravovat sklon panelů v závislosti na sluneční trajektorii v průběhu dne a roku, čímž dochází k optimalizaci dopadu přímého slunečního záření a minimalizaci vlivu stínění.

3.2.2 Klíčové komponenty fotovoltaické elektrárny

Fotovoltaická elektrárna se skládá z řady vzájemně propojených komponent. Mezi hlavní prvky spadají fotovoltaické panely, měnič, spojovací kabely, ochranné a jistící prvky, nosná konstrukce, transformační stanice a v některých aplikacích také akumulční prvky. V následujících částech se zaměřím na charakteristiku a hlavní parametry fotovoltaických panelů, měniče a nosné konstrukce. Specifikace a vlastnosti bateriových úložišť budou podrobně popsány v kapitole nazvané "Možnosti akumulace elektrické energie".

Fotovoltaické panely

Fotovoltaické panely představují základní prvek fotovoltaické elektrárny. Jejich fungování je založeno na fotovoltaickém efektu, který vzniká díky seskupení polovodičových komponent. Tyto komponenty přeměňují sluneční záření na elektrickou energii. V současné době se lze nejčastěji setkat s monokrystalickými, polykrystalickými a amorfními panely. Tyto tři typy se odlišují jak výrobním procesem, tak účinností a cenou. Ačkoliv každý z nich má své specifické výhody a nevýhody v závislosti na typu instalace, monokrystalické panely jsou často upřednostňovány díky své vysoké účinnosti, která za ideálních podmínek může dosáhnout až 23 %. [17]

Jedním z klíčových technických parametrů je instalovaný výkon panelu, rozměrově se udává ve watt-peak. Tento parametr reflektuje maximální výkon, který panel dosahuje v optimálních podmínkách, kdy sluneční světlo dopadá na panel kolmo, teplotní podmínky jsou ideální a panel je bez nečistot nebo stínění ovlivňujících jeho výkon. Dalším klíčovým technickým parametrem panelu je jeho životnost, jelikož má přímý dopad na dobu fungování a ekonomickou návratnost celého fotovoltaického zařízení. Průměrný úbytek výkonu se pohybuje ve výši cca 0,5 % ročně. Tomu jdou naproti také výrobci, kteří ve většině případů nabízí na prvních 25 let záruku, že účinnost solárních panelů neklesne pod hranici 80 % původního výkonu. [17]

Měnič

Fotovoltaické měniče napětí tvoří klíčovou část fotovoltaické elektrárny. Jejich hlavní funkcí je pomoci vypínatelných součástí a zpětných diod transformovat stejnosměrný proud ze strany FVE panelů na proud střídavý. Je tedy nutné, aby byl při jejich výběru kladen velký důraz na efektivitu, spolehlivost a výkonnost. Velikost solárního systému se může pohybovat od jednoho modulu až po rozsáhlé solární farmy, což ovlivňuje potřebnou kapacitu invertoru pro integraci do rozvodné soustavy. Pro dosažení optimálního výkonu fotovoltaických elektráren je klíčové správně zvolit vhodný typ měniče. V této části budou popsány základní typy měničů, konkrétně centrální, stringový, a modulový měnič, z nichž každý přináší specifické výhody a výzvy.

Specifika každé instalace vyžadují individuální přístup k dimenzování invertoru. Hlavní výstupní parametry invertoru zahrnují napětí a proud, z nichž je odvozen celkový výkon zařízení. Vzhledem k tomu, že solární panely většinu času neprodukují svůj jmenovitý výkon, lze výkon invertoru na střídavé straně navrhnout s nižšími nominálními hodnotami než na stejnosměrné straně, přičemž maximální připojitelný výkon na DC straně je uveden v datasheetu zařízení. Tento poměr se nazývá zatěžovací poměr střídače (dále DC/AC ratio), přičemž maximální DC/AC ratio je dáno maximálním vstupním proudem a napětím střídače. Správné dimenzování může vést ke snížení nominálních hodnot jistících prvků a dalších zařízení na AC straně včetně požadavků na výkonu transformátoru, což snižuje náklady na instalaci bez výrazného snížení výroby. Pro instalace s fixní konstrukcí se tento poměr pohybuje v rozmezí 1,2 až 1,3. [14]

Další klíčovou funkcí střídačů je sledování bodu maximálního výkonu tzv. MPPT (maximum power point tracker). Jakmile se intenzita záření změní, invertor automaticky upravuje napětí nebo proud, aby zajišťoval maximální výkon z panelů. Optimalizací těchto parametrů lze zvýšit efektivitu

výroby energie. Tato funkce má význam v případě, že umožňuje nastavit optimální pracovní bod pro každý string panelů, což minimalizuje problémy způsobené zastíněním některých z nich. V současné době je MPPT běžnou výbavou většiny střídačů, přičemž jeho využitelnost se může lišit v závislosti na typu měniče.

Nosná konstrukce FVE

Solární moduly jsou vystaveny všem vlivům počasí, a to jak mechanickému zatížení (např. vítr, sníh, led), tak i chemickému zatížení (např. koroze). Z toho důvodu musí být správně navržena i nosná konstrukce systému, na kterou jsou kladeny zejména mechanické, klimatické a cenové požadavky. Podle místa instalace elektrárny lze konstrukce rozdělit do dvou základních skupin: střešní a pozemní konstrukce. Cílem této části je zmapovat základní řešení nosných konstrukcí.

- **Střešní konstrukce**

Střešní instalace solárních panelů představuje jednu z běžných variant nosných konstrukcí. Tyto instalace mohou být realizovány jak na šikmých, tak na plochých střeších rodinných domů nebo větších budov. Konstrukce se liší podle typu střechy, šikmé nebo ploché, a také podle způsobu montáže, který zahrnuje buď přímé ukotvení do střešní konstrukce, nebo instalaci založenou na zatížení konstrukce. Hlavní předností tohoto způsobu instalace je jednoduchost a rychlost montáže. Při návrhu a samotné instalaci je klíčovým faktorem materiál střechy, který ovlivňuje metodu uchycení panelů. Panely mohou být ke střeše připevněny různými způsoby, například pomocí závrtných šroubů a hliníkových profilů, nebo přímým uchycením profilů na střeše s využitím vhodných spojovacích prvků v závislosti na materiálu střechy a jejím technickém stavu. [18]

- **Pozemní konstrukce**

Pozemní solární instalace představují alternativu k systémům na střeších, s tím rozdílem že je konstrukce ukotvena přímo do země, buď pomocí vrutových šroubů, pozinkovaných profilů zatlačených do půdy nebo betonových základů. Tento typ konstrukce se zejména využívá pro instalace větších elektráren umístěných na otevřených prostranstvích. Podle možnosti pohybu nosných konstrukcí se rozlišují na fixní a polohovací systémy. [18]

Fixní konstrukce je určena k nepohyblivému uchycení panelů. Při použití této konstrukce je tedy nutné optimálně zvolit orientaci a sklon panelů vzhledem k lokaci, aby byla zajištěna maximální energetická efektivita po celý rok. Hlavní výhodou těchto konstrukcí je jejich nízká cena a jednoduchá instalace v různých terénních podmínkách.

Sledovací konstrukce naopak umožňují pohyb panelů v souladu s denním pohybem slunce, což je řízeno pomocí motorů a řídicích jednotek. Panel se tak automaticky otáčí a naklání panely ke slunci na základě jeho astronomické dráhy. Tyto polohovací systémy se dělí na jednoosé a dvouosé. Jednoosé polohování umožňuje rotaci panelů v jedné rovině a zvyšují roční výrobu o zhruba 5 až 10 % ve srovnání s fixními instalacemi. Dvouosé sledovací systémy nabízejí navíc možnost naklání panelů ve vertikální rovině, což zajišťuje optimální využití solární energie po celý den. Tato technologie nabízí nejvyšší možnou efektivitu, nicméně značnou nevýhodu obou typů je pořizovací cena technologie a také náklady spojené s údržbou vlivem poruchovosti otáčecích mechanismů.

3.3 Větrná elektrárna

Základní princip výroby elektrické energie pomocí větrných elektráren spočívá v přeměně kinetické energie větru na elektrickou energii. Vzduch proudící okolo listů rotoru větrné turbíny způsobuje jejich rotaci, která se přeměňuje na mechanickou energii. Tato energie je následně pomocí

generátoru přeměněna na elektrickou. Cílem následujících podkapitol je představit klíčové součásti větrné elektrárny a možnosti jejich uspořádání z technického hlediska. Jako každý typ výroby energie má větrná elektrárna své výhody a nevýhody.

Hlavní výhodou větrných elektráren je, že podobně jako u jiných obnovitelných zdrojů nepotřebuje ke svému provozu palivo, což vede k minimálním provozním nákladům a samotný proces provozu je tak bezemisní. V porovnání s fotovoltaickými elektrárnami mají větrné elektrárny technicky vyšší účinnost, která je přímo závislá na rychlosti otáčení rotoru. Technicky maximální účinnost větrných elektráren se obvykle pohybuje kolem 45 %. [19] Hlavní výhodou větrných elektráren je schopnost produkce elektrické energie nepřetržitě, i během noci a zimních měsíců, což je významná přednost oproti solárním elektrárnám. Z toho důvodu je výhodná kombinace obou druhů elektráren pro efektivnější využití obnovitelných zdrojů energie.

Větrné elektrárny vyžadují specifické umístění s minimálním počtem překážek jako jsou vysoké budovy nebo stromy, které by mohly bránit proudění větru. Jejich efektivní provoz je ovlivněn měnící se rychlostí větru, kde nízká rychlost nemusí stačit k roztáčení turbíny, zatímco příliš silný vítr může turbínu poškodit. Pro zajištění vyšších výkonů je tak často nutné budovat rozsáhlé větrné farmy. Pohyblivé komponenty větrných elektráren vyžadují pravidelnou údržbu a jsou náchylnější k poruchám, přesto mohou větrné turbíny při správné a pravidelné údržbě dosahovat životnosti až 25 let. [20]

Technologický vývoj klíčových součástí větrných elektráren v poslední době přispěl k výraznému snížení výrobních nákladů a zlepšení konkurenceschopnosti. Zvyšování efektivity je dáno hlavně rostoucími rozměry rotorů a stožárů, což umožňuje větší a stabilnější výrobu energie. K poklesu cen přispívá i zvyšující se konkurence mezi výrobci a zdokonalování technologických postupů. LCOE větrných elektráren lze obecně rozlišit v závislosti na umístění, a to, zda se jedná o instalaci na pevnině (Onshore) nebo na moři (Offshore). Offshore elektrárny, umístěné mimo pevninu, mají sice vyšší investiční výdaje a složitější údržbu, ale dosahují lepšího ročního využití, a to až 4500 hodin. Navzdory této skutečnosti mají Offshore elektrárny LCOE v rozmezí, od 1,75 do 3 Kč/kWh, přičemž LCOE pro onshore instalace se pohybují od 1 do 2 Kč/kWh, což je činí jednou z nejlevnějších technologií výroby elektřiny. [14]

Ačkoliv jsou větrné elektrárny z hlediska LCOE jednou z ekonomicky nejvýhodnějších výroby energie, jejich vývoj a výstavba je relativně časově a logisticky náročná. Často je třeba kvůli transportu velkých komponent vybudovat nové silnice nebo upravit stávající komunikace. Další výzvou při budování nových větrných elektráren je složitý schvalovací proces a obavy spojené s narušením krajinného rázu, které mohou vést až k nemožnosti výstavby.

3.3.1 Výrobní diagram

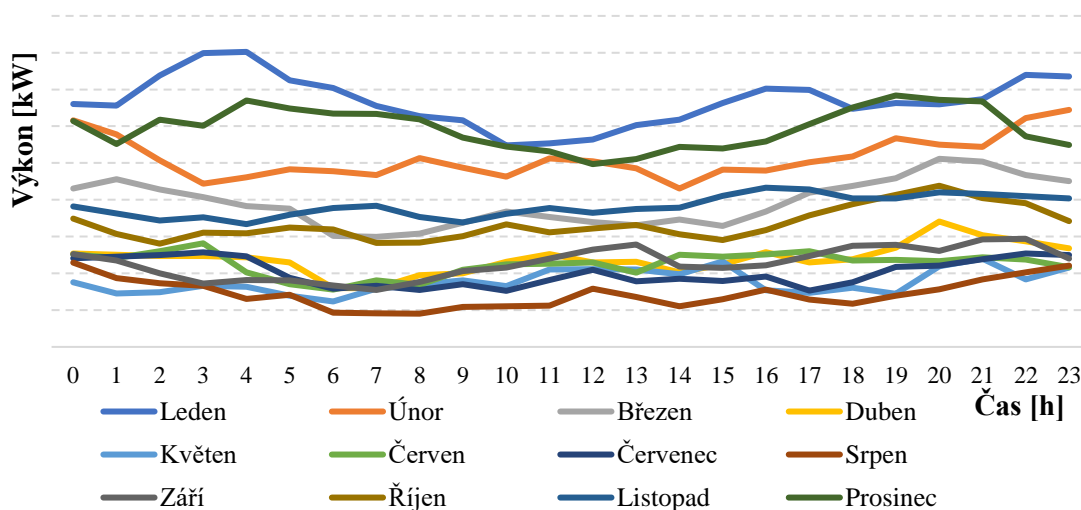
Větrná energie je považována za téměř neomezený zdroj obnovitelné energie, ale vnější faktory, provoz a údržba klíčových součástí větrných elektráren mají významný vliv na jejich optimální výkon a efektivitu přeměny energie. Množství vyrobené elektrické energie větrnými elektrárnami se liší podle specifických charakteristik lokality, jako jsou topografie, míra zalesnění a zastavěnosti, které ovlivňují lokální větrné podmínky. Kritický vliv na produkci energie mají aerodynamické faktory, jako je rychlost větru, hustota vzduchu, teplota a tlak vzduchu, stejně jako technické specifikace elektrárny, jako jsou výška umístění turbíny a velikost rotoru.

Denní a sezónní variabilita výroby energie z větrných zdrojů se liší od solární energie v tom, že je méně předvídatelná a méně závislá na denní době. Pro ilustraci tohoto jevu poslouží následující

graf, který zobrazuje denní a sezónní výkyvy výroby větrné energie na základě skutečných dat výroby:

Graf 5: Diagram výroby větrné elektrárny v závislosti na ročním období

Průměrná denní výroba pro každý měsíc v roce



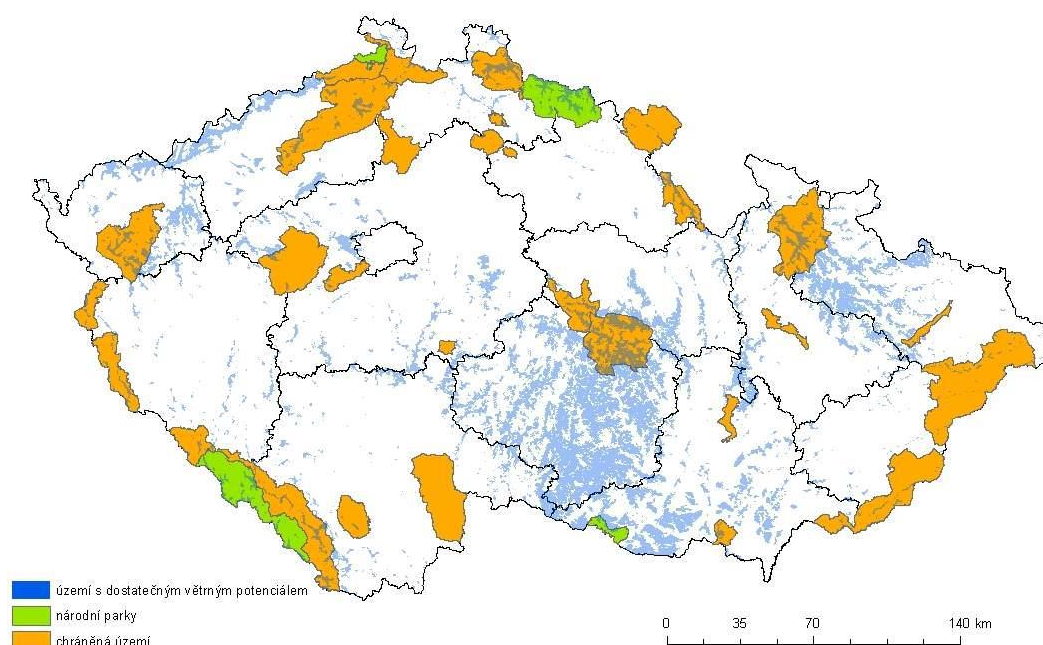
Z grafické závislosti lze vypočítat, že nejvyšší hodnoty výkonu jsou dosahovány v zimních měsících, což potvrzuje tvrzení, že potenciál větrné energie je v zimním období vyšší než v letním.

• Potenciál větrné energie na území České republiky

V České republice dosahují větrné elektrárny průměrné roční doby využití maximálního výkonu asi 1772 hodin. [8] V následujících odstavcích se zaměřím na hodnocení technického potenciálu výstavby větrných elektráren na území ČR, přičemž klíčové faktory představuje rychlost a směr větrných proudů.

Na základě studie Ústavu fyziky atmosféry Akademie věd [21], byla identifikována vhodná území pro výstavbu větrných elektráren s přihlédnutím k legislativním a technickým restrikcím. Na obrázku níže je zobrazena větrná mapa České republiky, ukazující oblasti s adekvátním větrným potenciálem. Zásadní je průměrná rychlost větru ve výšce 100 metrů nad zemí, což odpovídá obvyklé výšce stožárů současných větrných turbín. Pro efektivní provoz je potřeba, aby rychlost větru dosahovala minimálně 6 m/s, avšak tento parametr se může mírně lišit v závislosti na lokálních podmínkách, jako jsou nadmořská výška a členitost terénu.

Obrázek 3: Mapa území s dostatečným větrným potenciálem [21]



Studie rovněž zohledňuje legislativní a technická omezení pro umístění větrných elektráren, což dále omezuje počet potenciálních lokalit pro jejich výstavbu. Mezi hlavní omezení se řadí nutnost umístění elektráren minimálně 500 metrů od obytných zón, vyloučení zvláště chráněných území (například národní parky a chráněné krajinné oblasti) a vojenských prostorů. Přes tato omezení má dle studie největší potenciál výstavba v Jihomoravském kraji, na Vysočině a v Moravskoslezském kraji.

- **Velikost stožáru a průměr rotoru**

Pro efektivní využití potenciálu lokality určené pro výstavbu větrné elektrárny je nezbytné určení technických parametrů elektrárny. Mezi tyto klíčové parametry se řadí rozměry nosného stožáru a průměr rotoru, které mají zásadní vliv na celkovou výrobu elektrárny.

Vývoj větrných turbín v poslední době směřuje k používání větších rotorů a vyšších stožárů, což má přímý vliv na zvýšení výkonu elektrárny. Zvětšení průměru rotoru o několik metrů může znamenat exponenciální nárůst plochy rotoru, což umožňuje zachycení většího objemu vzduchu a tím pádem zvýšení množství generované energie. Při výstavbě větrné elektrárny je rovněž klíčové zvážit výšku stožáru. Vyšší stožáry umožňují rotoru dosáhnout vyšších rychlostí větru, které jsou mimo dosah nižších struktur. Toto je obzvláště důležité v oblastech s hustou vegetací nebo v méně větrných lokalitách, kde je potřeba se vyhnout nežádoucím změnám proudění a jiným nepříznivým faktorům. Typicky je výška stožáru navržena tak, aby odpovídala průměru rotoru, přičemž spodní část rotoru je umístěna přibližně v polovině výšky stožáru. Celková výška větrné turbíny je pak přibližně 1,5krát vyšší než výška stožáru, ale v praxi mohou tyto proporce kolísat v závislosti na konkrétních podmínkách a potřebách dané lokality. [21] [22]

3.3.2 Klíčové komponenty

Větrná elektrárna se skládá z řady vzájemně propojených komponent. Základní stavební prvky tvoří rotor, který přeměňuje kinetickou energii větru na mechanickou, stožár (neboli tubus), který drží celou konstrukci, a gondola, což je strojozna obsahující veškeré klíčové technické prvky elektrárny.

Nosný stožár

Nosný stožár větrné elektrárny je klíčovým prvkem, který musí unést váhu celé turbíny a zároveň zajistit, aby lopatky rotoru byly umístěny v optimální výšce pro maximální využití energie větru. V Evropě se většinou setkáme s třemi základními typy stožárů: tubusovým ocelovým, příhradovým a prefabrikovaným betonovým stožárem. [23] Výběr konkrétního typu stožáru je ovlivněn jak cenou, tak i umístěním elektrárny, vzhledem k rozměrům a hmotnosti jednotlivých dílů stožáru.

Nejrozšířenější variantou je tubusový ocelový stožár. Jedná se o válcový tubus, přičemž uvnitř tubusu jsou přinstalovány žebříky, lišty pro vedení kabeláže a jiné konstrukce, zpravidla o délce v rozmezí 40 až 105 metrů. Výsledný stožár je rozdělen do několika kusů, které jsou pro snadnější přepravu vyrobeny z několika segmentů plechových plátů o délce přibližně 20 metrů. [23]

Pro konstrukce vyšší než 100 metrů se často upřednostňuje příhradový stožár, který nabízí nižší pořizovací výdaje a jednodušší transport, jelikož ke konstrukci je zapotřebí méně oceli než u tubusového stožáru. Tento typ stožáru vyniká především v oblasti logistiky, neboť jeho jednotlivé komponenty lze převážet běžnými dopravními prostředky, což je v porovnání s přepravou nadrozměrných nákladů výhodnější.

Alternativním řešením jsou prefabrikované betonové stožáry, které se skládají z jednotlivých betonových dílců s vnitřní ocelovou výztuží, montovaných přímo na místě. Výhodou této technologie je snadnější přeprava v porovnání s klasickým tubusovým stožárem, jelikož výsledný prstenec může být složen z vícero předem připravených dílů. Je to i z toho důvodu, že jednotlivé dílce jsou relativně malých rozměrů, což přináší výhody snadné dopravy do jakékoliv lokality.

Rotor

Každý rotor větrné turbíny je vybaven lopatkami, které přeměňují kinetickou energii větru na mechanickou energii. Tato mechanická energie je pak přenášena přes hřídel a roztáčí generátor. Větrné turbíny lze na základě aerodynamických principů rozdělit na odporové a vzlakové, přičemž nejčastěji se v současnosti používají vzlakové turbíny pro jejich výrazně vyšší účinnost ve srovnání s odporovými turbínami.

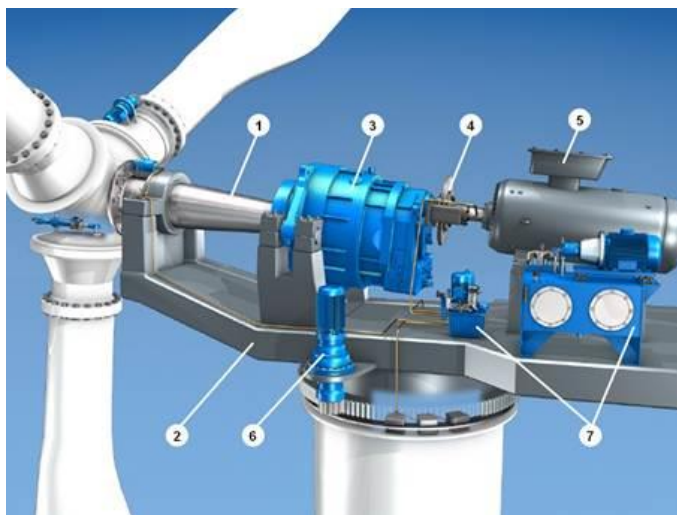
Aby zvyšování rychlosti větru nezpůsobilo poškození generátoru, musí být vhodným způsobem v čase snížena rychlost otáčení rotoru. Tato regulace se provádí systémem natáčení lopatek, který umožňuje nastavení lopatek do optimální polohy pro maximální využití větrné energie a zároveň chrání turbínu před poškozením. Existují dvě základní metody regulace: pevné zachycení lopatek (STALL) a natáčení lopatek (PITCH). Turbíny s regulací STALL jsou technicky jednodušší a využívají proměnného tvaru lopatek pro postupné odtržení proudu větru při narůstající rychlosti větru. V případě aktivního systému PITCH jsou lopatky otáčeny motorovým pohonem na základě aktuálních měření rychlosti větru a výkonu generátoru. Pokud výkon dosáhne kritické hranice, motor automaticky nastaví lopatky do bezpečné polohy, čímž snižuje riziko poškození turbíny.

Rotor je umístěn na hřídeli, která přenáší energii z rotoru do převodového ústrojí a dále do generátoru. Další klíčovou součástí větrné elektrárny je tzv. gondola, která podrobněji popsána v další části textu.

Gondola

Strojovna neboli gondola, je klíčovým prvkem větrné elektrárny, neboť obsahuje zásadní součásti pro její fungování. V gondole se nachází převodovka, která upravuje otáčky pro generátor, samotný generátor, hydraulické systémy a elektrické obvody pro řízení komponentů. Zjednodušené schéma strojovny je zobrazeno na následujícím obrázku:

Obrázek 4: Rozložení strojovny větrné elektrárny [23]



, kde 1) je hlavní hřídel, 2) nosný rám strojovny, 3) převodovka větrné elektrárny, 4) spojení mezi převodovkou a generátorem, 5) generátor, 6) systém natáčení strojovny, 7) hydraulické systémy

Směrem od větrné turbíny ke generátoru je mezi převodovým ústrojím a generátorem umístěna brzda, která v havarijních případech schopna během několika sekund zastavit rotor. Převodové ústrojí je velmi namáhaná část, jelikož zatížení od rotoru je velmi kolísavé a při provozu mívají rázy od rotoru několikanásobně vyšší hodnotu, než je standardní provozní zatížení. Z toho důvodu musí být převodovky navrhovány s cílem vysoké spolehlivosti a bezpečnosti. [23]

Mezi další klíčové součásti větrné elektrárny se řadí generátor. Nejčastěji se využívá dva základní typy generátorů, a to synchronní nebo asynchronní. Mezi výhody asynchronních generátorů lze zařadit jednoduchá konstrukce, vysoká spolehlivost a nízké pořizovací výdaje ve srovnání se synchronními generátory. K jejich provozu je typicky vyžadována převodovka. Navzdory současné technické a konstrukční vyspělosti převodovek během provozu dochází k mechanickým ztrátám, což má vliv na celkovou účinnost výroby elektrické energie. Mezi další nevýhody asynchronních generátorů patří omezený rozsah provozních otáček a méně efektivní regulace činného a jalového výkonu. Naopak, synchronní generátory nabízejí výhody ve větším rozsahu rychlosti rotoru a možnosti efektivnějšího řízení činného a jalového výkonu dodávaného do sítě. Tyto generátory jsou mnohápólové, umožňující nastavení různého počtu pólů na statoru bez potřeby převodovky, což vede k menšímu počtu mechanických součástí a zvýšení celkové účinnosti systému. [24]

Každý generátor větrné elektrárny může být provozován buď v režimu s fixními nebo proměnlivými otáčkami. Turbíny s fixními otáčkami jsou jednoduché a cenově dostupné, ale zároveň jsou náchylnější k vyššímu namáhání z důvodu proměnlivých větrných podmínek. Ve srovnání s tím turbíny s proměnlivými otáčkami, ač složitější a dražší, nabízí vyšší účinnost v širším spektru rychlostí větru. Současný trend ve větrných elektrárnách směřuje k používání turbín s proměnlivými otáčkami, které jsou vybaveny výkonovými měniči. Tyto měniče nejenže umožňují provoz turbín s proměnlivými otáčkami, ale také zajišťují maximální účinnost a regulaci v souladu s požadavky elektrické soustavy. Mezi další výhody měničů se řadí možnost ovládní náběhové rychlosti a samostatné řízení činného a jalového výkonu. [25]

4 Možnosti akumulace elektrické energie

V předchozích kapitolách byla pozornost soustředěna na vlastnosti a specifikace energie získané z obnovitelných zdrojů, konkrétně ze Slunce a větru. Tato energie se výrazně liší v závislosti na lokalitě a vnějších podmínkách. Proto dalším důležitým aspektem hybridních systémů je začlenění optimální řešení skladování elektrické energie. Začlenění může také vést ke vyvažování výkonu, zvýšení flexibility výroby a příjmů provozovatelů elektráren.

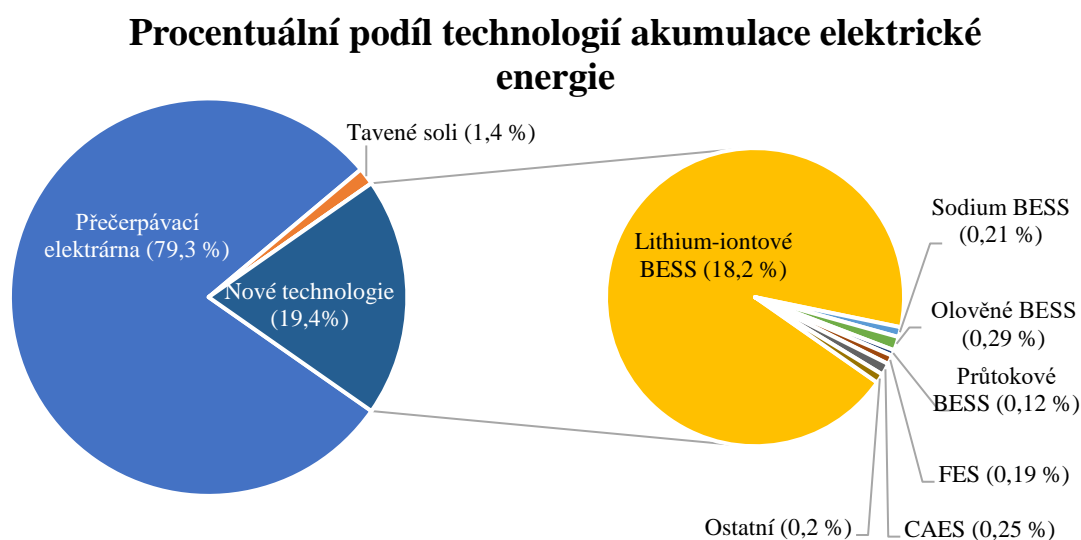
Zavedení akumulace umožňuje mnoho neméně důležitých funkcí od vykrytí krátkodobých výkyvů v poptávce energie, což může předcházet potřebě regulace na straně výroby, přes regulaci jalového výkonu v síti, eliminaci poklesu napětí a přepětí, až po dlouhodobější ukládání energie pro následnou spotřebu v rámci ostrovního režimu.

Existuje mnoho způsobů, jakým lze energii uchovat. Jedno z kritérií, jak obecně lze technologie úložiště kategorizovat, představuje forma energie, do níž je vyrobená elektrická energie uchována: [26]

- Elektrochemická energie (bateriové úložiště, palivové články pro výrobu vodíku, zemního plynu a dalších plynů)
- Mechanická energie (přečerpávací elektrárny, CAES, LAES, rotační setrvačníky)
- Tepelná energie (podzemní úložiště využívající latentního tepla, tepelné akumulace)
- Elektromagnetická energie (superkapacitory)

Dle statistik CNESA Global Energy Storage Projects dosáhne do roku 2022 celkový globální kumulativní instalovaný výkon projektů skladování elektrické energie 237,2 GW, s roční mírou růstu 15 % ve srovnání s předchozím rokem. [27] Grafické srovnání míry využití různých technologií je zobrazeno na následujícím obrázku:

Obrázek 5: Procentuální podíl globálně nejpoužívanějších typů úložišť (vlastní zpracování dle [27])



Z grafického zobrazení podílu jednotlivých technologií lze vypočítat, že přečerpávací elektrárny jsou nesporně dominantní technologií s téměř 80 % podílem. Mezi další nejpoužívanější typy akumulace se řadí tepelná akumulace pomocí tavených solných baterií a elektrochemický způsob ukládání energie v němž největší podíl zastupují lithium-iontové baterie. Ačkoli jejich tržní podíl a investice do nich rostou, v globálním měřítku zastávají stále minoritní pozici.

V následujících odstavcích se zaměřím na popis klíčových výhod a nevýhod nejrozšířenějších technologií akumulace energie podle dat CNESA Global Energy Storage Projects. K těmto technologiím patří přečerpávací elektrárny, rotační setrvačníky, tepelná akumulace s tavenými solnými bateriemi, CAES, setrvačnickům a bateriovým úložištím. Pro lepší přehlednost členění kapitoly jsem vyjmenované technologie rozlišil na mechanický, tepelný a elektrochemický způsob ukládání energie.

4.1 Mechanická akumulace elektrické energie

Tento způsob akumulace je založen na principu přeměny přebytečné elektrické energie na energii potenciální, kinetickou nebo tlakovou. Principiálně se jedná o nejstarší způsob akumulace energie.

4.1.1 Přečerpávací elektrárna

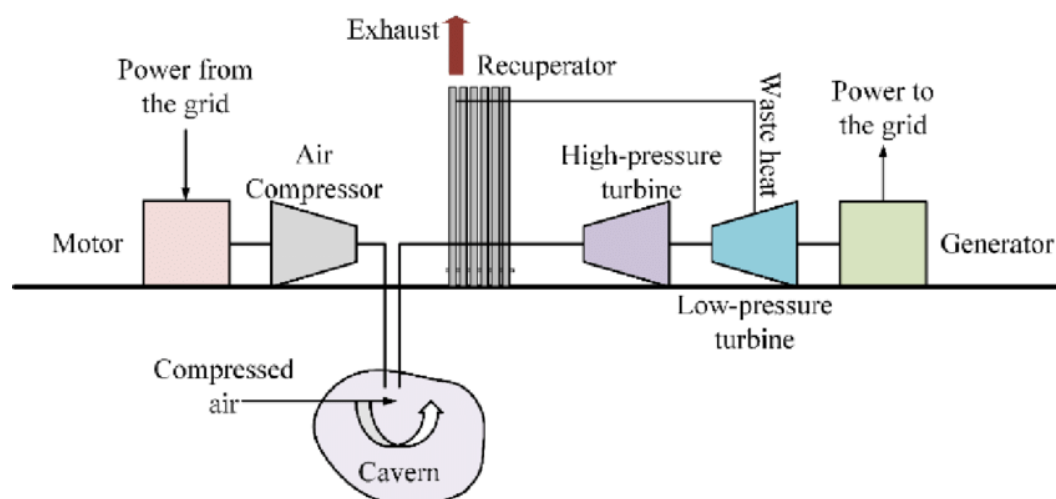
Přečerpávací vodní elektrárny (dále PVE) jsou typem technologie skladování energie, který využívá potenciální energii dvou nádrží v různých úrovních k ukládání a výrobě elektřiny. Zpravidla v období přebytku energie v síti, obvykle v období nízké poptávky nebo při přebytku výroby energie z obnovitelných zdrojů, se voda čerpá, čímž se přebytečná energie ukládá jako gravitační potenciální energie. V případě potřeby další energie, například v období vysoké poptávky po elektřině nebo při nízké výrobě energie z obnovitelných zdrojů, se voda uložená ve vyšší nádrži uvolní a poté proudí dolů přes turbíny, přičemž generátory vyrábí energii. Tento způsob ukládání energie se vyznačuje dlouhou dobou životnosti, nízkými nároky na údržbu a vysokou účinností, kde účinnost přečerpávacího cyklu elektrárny se i starších PVE pohybuje kolem 60 % a u moderních PVE účinnost dosahuje až 80 %. [28] [26]

Značnou nevýhodou popsaného způsobu ukládání energie je nutný přístup k vhodným topografickým podmínkám. V rámci České republiky je pár vhodných lokalit, nicméně výsledná realizace závisí na ochotě investorů a na faktu, že většina vhodných lokalit se nachází v horských oblastech, které jsou často součástí nebo se nacházejí v blízkosti chráněných oblastí.

4.1.2 Akumulace energie stlačením vzduchu

Energie akumulovaná v stlačeném vzduchu (dále CAES) je uchována pomocí kompresoru, jenž stlačí vzduch a ten je poté ukládán do podzemních dutin nebo zásobníků. Podobně jako přečerpávací elektrárna se jedná o starší princip přeměny energie. V době přebytku energie se stlačený vzduch uvolní a expanduje přes turbínu, čímž vzniká točivý moment. Tento způsob ukládání energie vychází z mechanického principu akumulace energie a společně s přečerpávacími vodními elektrárnami patří mezi starší metody přeměny energie.

Obrázek 6: Princip technologie CAES [29]



Výhodou popsaného způsobu akumulace je schopnost dlouhodobě a v potřebném rozsahu skladovat energii. Jelikož se pro skladování stlačeného vzduchu často využívají specifické podzemní úložiště, je velký tlak na vhodné geologické podmínky těchto míst. Podzemní prostory musí být izolovány, aby se předešlo energetickým ztrátám způsobených únikem vzduchu. [26] [30]

4.1.3 Akumulace energie setrvačníky

Metoda akumulace energie prostřednictvím setrvačnicků převádí elektrickou energii na energii kinetickou. Rotor setrvačnicku se otáčí vysokou rychlostí při sníženém tlaku blízkém vakuu, což minimalizuje ztráty. Jakmile je nutné produkovat elektrickou energii kinetická energie setrvačnicku je konvertována zpět prostřednictvím generátoru.

Setrvačnický jsou ideální zejména pro stabilizaci elektrizační soustavy a krátkodobé skladování energie díky své schopnosti rychle reagovat na změny v poptávce v řádu několika sekund. V praxi to znamená, že dokáží rychle nahradit pokles výroby, dokud té doby, než dojde k aktivaci pomalejších systémů akumulace. Ve srovnání s jinými formami skladování energie mají setrvačnický relativně dlouhou životnost a mohou pracovat s vysokou účinností (až 95 %), což přináší nízké náklady na údržbu. Průměrná životnost se pohybuje kolem 20 let a je zejména závislá na životnosti a míře mechanického opotřebení rotujících částí technologie. Nicméně pro dlouhodobé skladování energie nejsou setrvačnický tak vhodné jako např. přečerpávací elektrárny, CAES, vodík a bateriové úložiště. Důvodem jsou ztráty způsobené třením a dalšími faktory, jako tření mezi rotorem a okolním prostředím, mechanickým a elektrickým ztrátám v uložení rotoru, které vedou k vysoké míře samovybíjení. [31] [32]

4.2 Tepelná akumulace energie

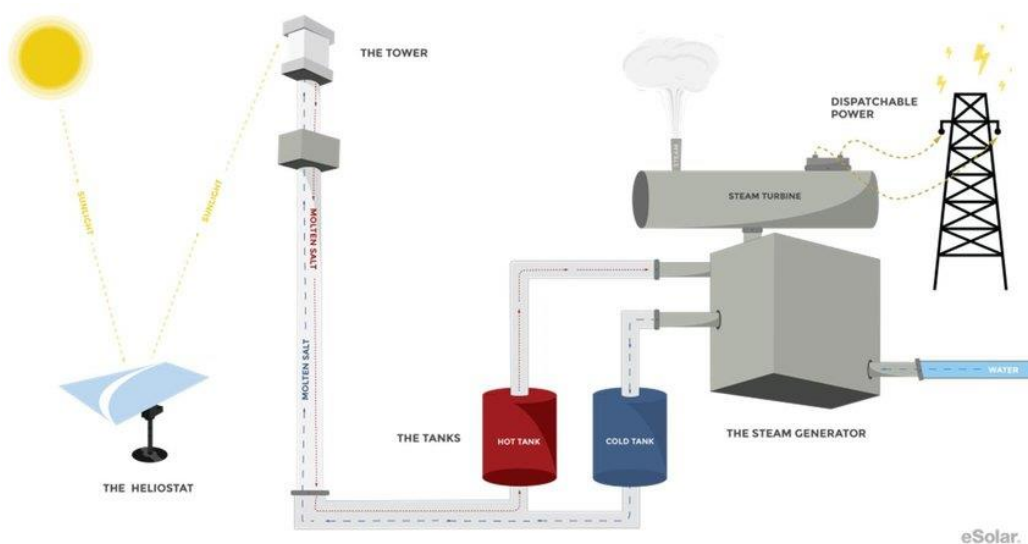
V následující kapitole se budu věnovat tepelnému ukládání solární energie s využitím tavených solí jako teplotnosného média. Jedná se o relativně nový způsob akumulace energie s možností využití nejen solární a geotermální energie, ale také využití odpadního tepla z průmyslu, přičemž aktuálně představuje 1,4 % světové instalované kapacity. [27]

4.2.1 Roztavené soli

Na základě statistik CNESA se jedná o jednu z nejdominantnějších technologií skladování tepla. Roztavená sůl je nehořlavá a netoxická směs dusičnanu sodného a dusičnanu draselného. Významným přínosem popsaného teplonosného média je zejména vysoká objemová tepelná kapacita, vysoká energetická hustota a cenová výhodnost. Směs je vhodná jak pro přenos tepla, tak pro skladování energie, jelikož umožňuje práci s vyššími teplotami (až 550-570 °C proti běžnému oleji, který lze zahřát na 400 °C) a vyžaduje menší objem nádrží oproti běžnému oleji. [32]

Tento typ akumulace lze využít také při výrobě z obnovitelných zdrojů. Takto vyrobenou energii lze efektivně skladovat s využitím latentního tepla roztavených solí, jak lze vidět například u koncentračních solárních elektráren (CSP). Tato metoda využívá ohřívání směsi solí pomocí systému parabolických zrcadel nebo čoček, které soustředí sluneční energii do jednoho bodu. Systém pro skladování energie pomocí tavené soli se obvykle skládá z několika klíčových částí: zařízení pro ohřívání soli, tepelné zásobníky pro její skladování, výměníky tepla a rozvodné potrubí. U metody přímého skladování se sůl udržuje v tekutém stavu v izolované chladicí nádrži. Potrubím se čerpá do centrální věže, kde se ohřívá pomocí slunečního světla od parabolických zrcadel, a následně se posílá izolované skladovací nádrže určené pro horkou sůl. Roztavená sůl je pak čerpána přes přehřívák do parního generátoru, jenž pohání turbíny, a vyrábí tak elektřinu. Po této fázi se sůl vrací do studené skladovací nádrže, kde je připravena na další cyklus. Naproti tomu konstrukce s nepřímým ukládáním využívají tepelný přenos, kdy jeden materiál jako teplonosnou kapalinu a druhý pro ukládání tepla. [32]

Obrázek 7: Princip fungování koncentrační solární elektrárny [33]



Hlavní přednosti této technologie spočívají v jejich schopnostech uložit velké množství tepla, díky vysoké objemové kapacitě, nízkonákladovosti směsi, jakožto teplonosného média, což přispívá konkurenceschopnosti celé technologie. Navzdory tomu, že systém disponuje vysokou životností (až 30 let) směs může mít korozivní účinky, což může přispívat k technické degradaci potrubního systému a zvyšovat celkové nároky na údržbu. [32]

4.3 Elektrochemické úložiště

Proces elektrochemické akumulace energie umožňují různé typy baterií a palivových článků, které přeměňují elektrickou energii na chemickou. V případě potřeby využití elektrické energie dochází k opačnému procesu. Na základě cílů mé práce se v této kapitole budu věnovat detailněji bateriovému úložišti (BESS) a to jak v kontextu kritických technických parametru, tak v kontextu aplikací a užitím v rámci hybridními systému.

4.3.1 Bateriová akumulace

Bateriové systémy pro ukládání energie (BESS) představují komplexní technologii skládající se z několika klíčových prvků: bateriové články, systém řízení baterie (BMS), systém řízení energie (EMS) a bezpečnostních prvků systému. Klíčovou roli v procesu akumulace a distribuce energie, tedy to, kdy a v jakém množství energie systém akumuluje nebo uvolňuje, sehrává řídicí jednotka EMS. Tato jednotka koordinuje interakci mezi jednotlivými komponenty systému a zajišťuje jejich efektivní provoz v reálném čase. Aby byla zajištěna bezpečnost a spolehlivost funkce baterie integruje se do systému systém řízení baterie (BMS). Tento prvek se prostřednictvím monitorováním parametrů a stavu nabití baterie stará o to, aby baterie pracovala v požadovaném rozsahu proudu a napětí a také teploty. Koncovým prvkem systému je samotná baterie. Samotná baterie slouží jako primární úložiště energie a v návaznosti na zmíněné komponenty je schopna akumulace energie a poskytnutí energie. V případě havarijního stavu jsou součástí systému také bezpečnostní prvky jako protipožární systém, klimatizace, větrání apod. Díky širokému spektru možných konfigurací, programovatelnosti a škálovatelnosti kapacity a velikosti úložiště si tento typ akumulace získal popularitu napříč různými sektory a aplikacemi. [34]

Bateriová úložiště se často upřednostňují jako efektivní způsob krátkodobého až střednědobého uchování energie a pro řízení výroby hybridních systémů. Mezi jejich přednosti se řadí především vysoká energetická hustota ukládané energie, minimální požadavky na údržbu, rychlost odezvy a poměrně nízká rychlost samovybití. Na druhé straně je třeba zmínit i řadu nevýhod, včetně technické degradace, nutnosti implementace bezpečnostních mechanismů a systémů, a požadavku na environmentálně zodpovědnou recyklaci, což je dáno obsahem drahých kovů v těchto zařízeních.

Klíčové technické parametry

Mezi klíčové parametry baterie se řadí zejména výkon, kapacita baterie, hustota energie a DOD, SOC a životnost:

- **Kapacita**

Kapacita baterie, udávána v kWh, vyjadřuje množství elektrické energie, kterou je baterie schopná uskladnit. Specifikace konkrétní baterie obvykle obsahuje informaci o velikosti jmenovité kapacity. Ta označuje celkové množství energie, jež baterie může dodat při standardním cyklu nabíjení a vybití za laboratorních podmínek, tj. při optimální teplotě a vlhkosti prostředí. Avšak reálná kapacita se může lišit v závislosti na mnoha faktorech, jako jsou aktuální provozní teploty, vlhkost, a také rychlostí, s jakými je baterie nabíjena a vybita.

- **Depth of discharge a State of Charge**

Stav nabití (SOC), nebo hloubka vybití (DOD), jsou veličinou určující aktuální množství energie obsažené v baterii ve vztahu k její celkové kapacitě, přičemž platí rovnice $SOC = 100 - DOD$

(%). Tyto parametry mají přímý vliv na životnost baterie, jelikož provozování baterie v extrémních úrovních, ať už velmi nízkých nebo velmi vysokých, může mít negativní dopad na její účinnost, výkon a životnost. Obecně platí, že vyšší hloubka vybití umožňuje získat z baterie více energie, avšak může to negativně ovlivnit celkovou životnost baterie. [26]

Většina chemických baterií je citlivá na úroveň SOC, proto provozní cykly, při kterých dochází k dosažení minimálních hodnot provozního napětí, jsou obecně považovány za značně škodlivé pro většinu bateriových systémů. Vliv na životnost baterie má také doba, po kterou baterie zůstane v hlubokém vybití. Obecně je považováno za technicky rizikovější, pokud je baterie vybita na nízké úrovni v důsledku samovybití, než když je vybita vysokými proudy, protože v druhém případě může dojít k rychlému nárůstu napětí po odstranění zátěže.

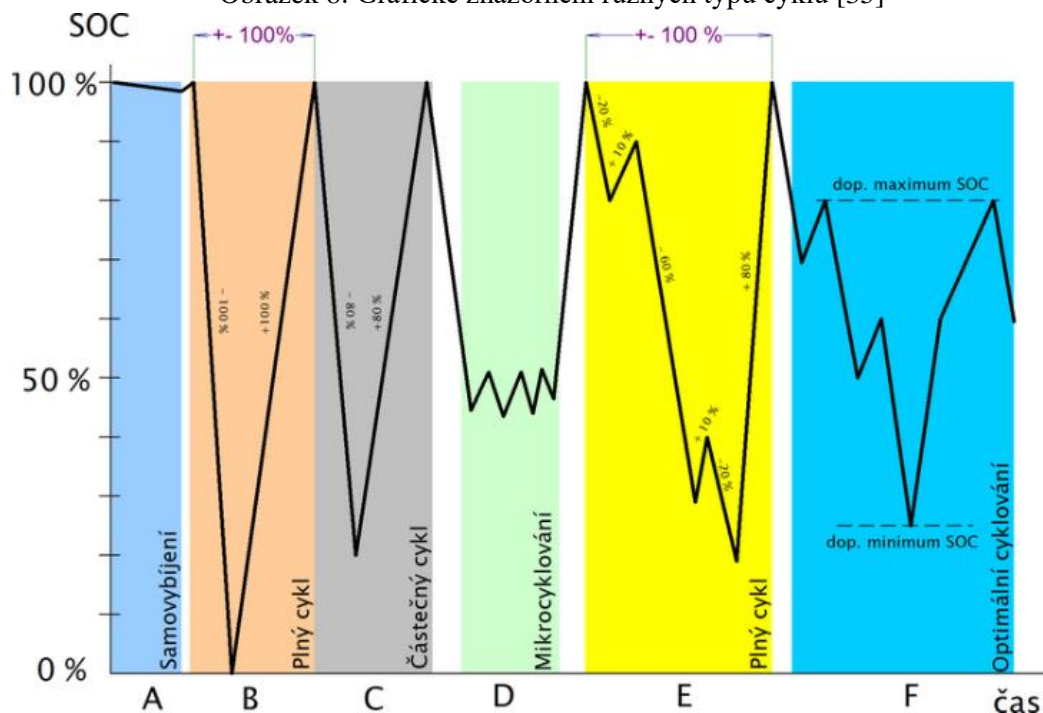
- **Hustota energie Wh/kg**

Hustota energie určuje množství uložené energie ve vztahu k jednotce hmotnosti, jednotkou veličiny je tedy Wh/kg. Jedná se o klíčový parametr za účelem porovnání jednotlivých typů technologií. Tento parametr je důležitý zejména v trakčních aplikacích, kde je hlavním pozornost kladena na hmotnost, hustotu energie a cenu.

- **Provozní cykly bateriového úložiště**

Během provozu bateriového úložiště dochází ke střídání tří hlavních stavů: nabíjení, vybíjení a samovybití. Samotný cyklus baterie je definován jako kompletní sekvence změny směru toku energie, kdy baterie nejprve dodává uloženou energii, následně se nabíjí a znovu dodává. Tento proces může být ilustrován jako úplný cyklus a částečný cyklus, což je znázorněno v sekci B a C grafu. V reálných podmínkách však změny v toku energie často nenastávají pouze při úplném vybití nebo nabití, a proto se v praxi objevuje jev mikrocyklování (sekce D) a efektivního cyklování (sekce F). Počet cyklů se zejména uvádí ve vztahu k životnosti baterie, přičemž se výrobce za určitý počet cyklů zaručuje. Proto nejspolehlivějším způsobem hodnocení celkového počtu úplných cyklů je použití algoritmů, které posuzují celkovou životnost baterie. Rozsah cyklů v závislosti na složení baterie a jejich vliv na životnost bude podrobněji rozebrán v kontextu parametrů životnosti. [35]

Obrázek 8: Grafické znázornění různých typů cyklů [35]



- **Vnitřní odpor**

Vnitřní odpor je veličina ovlivňující maximální výkon, který můžeme ze zdroje čerpat. Ideální baterie má dle definice vnitřní odpor nulový. V reálném provozu se však postupem času vlivem degradace elektrochemické součástky vnitřní odpor zvyšuje, což vede ke zvýšení ztrátového výkonu. Baterie s velkým vnitřním odporem má vysokou vnitřní spotřebu energie a dochází k zahřívání během nabíjení a vybíjení, což má za následek zrychlené stárnutí a degradaci baterií společně s omezením rychlosti nabíjení a vybíjení.

- **Životnost**

Životnost bateriového úložiště lze vyjádřit počtem nabíjecích a vybíjecích cyklů, přičemž se obvykle hodnoty pohybují od jednotek stovek cyklů u olověné baterie, přes hodnoty kolem tisíce plných cyklů trakčních olověných baterií, až po jednotky tisíců pro technologie na bázi lithia. Alternativně lze životnost specifikovat na dobu, po kterou je baterie schopna udržet své nominální provozní parametry alespoň v rámci tolerančního pásma. [35]

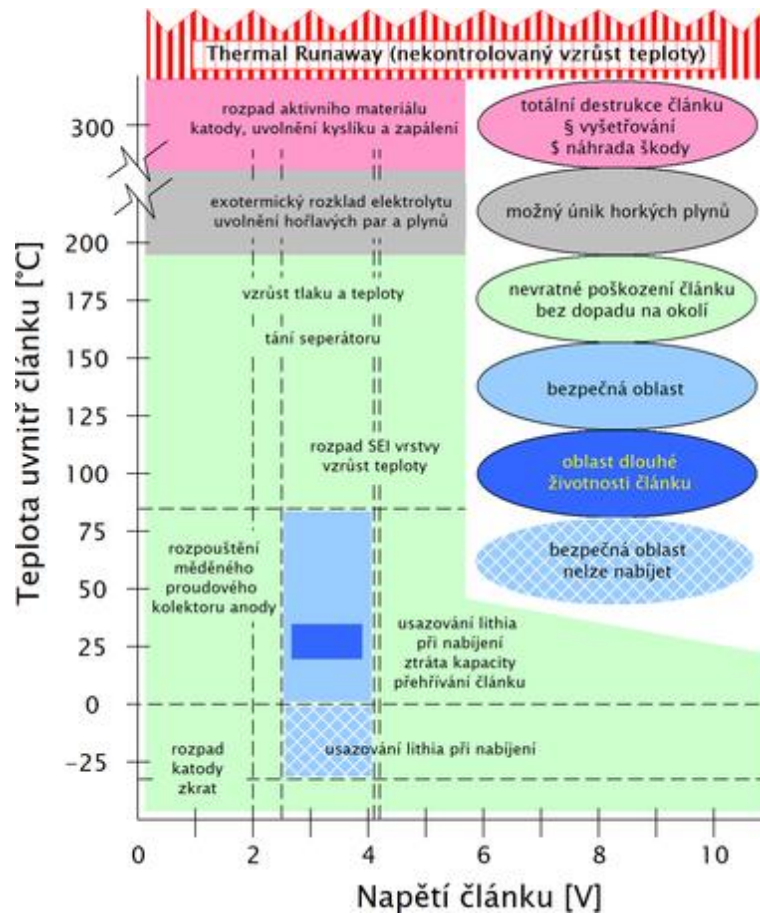
Stejně jako u ostatních elektronických přístrojů, i baterie podléhají stárnutí a opotřebení. Tento proces je ovlivněn množstvím faktorů, což dělá problematiku životnosti poměrně komplexní. Životnost baterie je ovlivněna především pracovní teplotou, způsobem a rychlostí vybíjení, hloubkou vybití a dobou, po kterou je baterie udržována v konkrétním stavu nabití. Materiály použité k výrobě baterie a technologie, které výrobci uplatňují, také hrají klíčovou roli.

Bateriové úložiště jsou zvláště náchylné k tepelnému stresu, protože provoz v určitých teplotních rozmezech může ovlivnit výkon, kapacitu, rychlost samovybíjení a pravděpodobnost tepelné degradace. Přestože teplejší prostředí může pozitivně ovlivnit využití kapacity baterie usnadněním chemických reakcí, může také zrychlit proces samovybíjení a elektrochemické degradaci. Obecně platí, že většina bateriových systémů spolehlivě pracuje při teplotách od 15 °C až po 35 °C. Při vystavení baterie vyšším teplotám, obzvláště u lithiových systémů, je zapotřebí efektivní chlazení. Překročení teplotních limitů vede u článků k rychlému opotřebení a v extrémních případech může

dojít k protržení nebo vznícení bateriového článku. Na druhou stranu, příliš nízké teploty mohou baterii poškodit, proto je nezbytné zajistit její správnou teplotu. [36] [35]

Rozpětí optimální teploty a napětí v závislosti na optimální životnosti je graficky znázorněna na níže uvedeném obrázku. Tmavomodrá stopa vyznačuje oblast, kdy článek dosahuje optimální životnosti. Jakékoliv vybočení z těchto provozních parametrů představuje zrychlené stárnutí článku, označeno světlemodrou oblastí, nebo nevratné poškození článku, označeno zeleně.

Obrázek 9: Optimální teplotní a napěťová oblast pro lithiové technologie [35]



Srovnání typů baterií

Existuje řada typů baterií lišící se materiálovým složením, výrobcem a konkrétním využitím. Tyto rozdíly mají vliv na faktory jako jsou pořizovací výdaje, životnost, hustota energie a účinnost. Pro lepší orientaci slouží následující tabulka, jež srovnává jednotlivé typy baterií na základě výše zmíněných parametrů:

Tabulka 1: Srovnání technických parametrů nepoužívanějších typů baterií [26] [37] [38]

Typ baterie	Požizovací cena	Měrná energie (W/kg)	Měrná hustota energie (Wh/kg)	Cyklovatelnost* (počet cyklů)	Účinnost (%)
Olověné baterie	Nízká	75-300	50-80	900	60-80
Redoxní-průtokové baterie	Vysoká	110-150	20-70	10 000	60-85
Lithium-iontové	Vysoká	150-315	75-250	3 500	80-95
Sodíko-sírový	Vysoká	150-230	150-240	4 000	80-90
Zinek-Brom	Vysoká	100-166	60-70	3 500	65-90
Sodík-níkl-chlorid	Vysoká	150-200	100-120	3 500	80-90

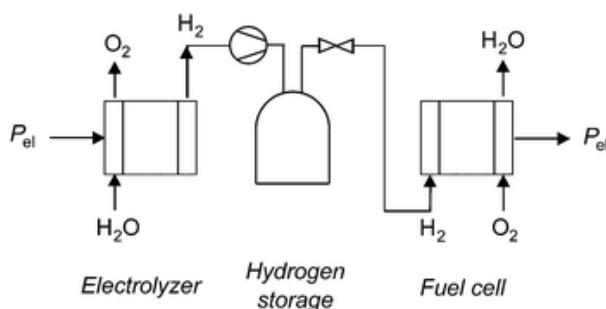
*Cykly jsou uvedeny pro 80 % Depth of Discharge (DOD)

Ze všech popsaných druhů baterie je právě lithium-iontová, charakterizovaná vysokou energetickou hustotou, efektivitou a rychlou dobou odezvy, dominující v oblasti komerčního ukládání energie. Na globální úrovni vznikají projekty zaměřené na implementaci velkokapacitních bateriových úložišť, projekty na úrovni domácností a průmyslu. V posledních letech nastává výrazný růst v zavádění této technologie, přičemž tempo růstu globální kumulované instalované kapacity lithium-iontových baterií za poslední rok činí 85 %. [27] Právě díky výše zmíněným vlastnostem se v kombinaci se stoupajícím podílem obnovitelných zdrojů energie zvyšuje významnost BESS technologie pro komerční využití v energetickém a průmyslovém kontextu.

4.3.2 Vodík

Typický vodíkový skladovací systém zahrnuje elektrolyzátor, nádrže nebo zásobníky pro uložení vodíku a palivový článek. V rámci systému se využívá elektrická energie k výrobě vodíku za použití vody v elektrolyzátoru. Následné uchování vodíku je možné v plynné či kapalně formě. Ve fázi plynného skupenství je vodík skladován ve velkoobjemových vysokotlakých nádržích. Před samotným uskladněním je však potřeba jeho stlačení, což vyžaduje 15 % až 20 % celkové energie v palivu. Alternativou je konverze vodíku do kapalného skupenství. V tomto případě je potřeba vodík udržovat při velmi nízké teplotě v kryogenních zásobnících, přičemž k samotnému zkapalnění je zapotřebí 30 až 40 % celkové energie v palivu. Jakmile je vodík uložen v zásobnících a je zapotřebí pro změnu elektrická energie, vodík je z nádrže přeměrován do palivového článku, kde je přeměněn na elektrickou energii. [39]

Obrázek 10: Schéma systému vodíkových článků [40]



Vodíkové ukládání energie má oproti mechanickým metodám, jako jsou přečerpávací vodní elektrárny a CAES, tu výhodu, že není tak závislé na geologických podmínkách. Ukládání energie ve vodíku nabízí výrazně vyšší hustotu energie v porovnání s jinými způsoby uložení energie. Narozdíl od baterií, které disponují časovou degradací a samovybitím, lze vodík skladovat dlouhodobě bez výrazných energetických ztrát. To z něj činí ideální řešení pro dlouhodobé skladování energie a sezónní vyrovnávání energetické bilance.

Jako každá technologie, také vodík má své nevýhody. Za jednu z nevýhod této technologie lze považovat nízkou obousměrnou účinnost systému, přičemž obousměrná účinnost skladování energie vodíkem se obvykle pohybuje od 35 % až po 55 % při výrobě vodíku elektrolýzou vody za použití energie z obnovitelných zdrojů. Ve srovnání s bateriovým úložištěm, kde se obousměrná účinnost může pohybovat od 85 % do 95 % v závislosti na typu a provozních podmínkách baterie, je to podstatně nižší účinnost. [40] Vodíkové úložiště také vyžaduje vysoké investiční výdaje a výstavbu rozsáhlé infrastruktury včetně potrubních systémů a vysokotlakých nádrží. Navzdory tomu, že vodík má vysokou hustotu energie, jeho objemová energetická hustota je relativně nízká. Tato vlastnost vyžaduje velkoobjemové skladovací nádrže nebo vysokotlaké systémy za účelem uskladnění vodíku, což přispívá ke zvýšení celkových nákladů systému.

4.4 Shrnutí

Každá technologie má své charakteristické vlastnosti, které ji činí více či méně vhodnou pro energetické ukládání elektrické energie. Ke shrnutí vlastností jednotlivých technologií je potřeba definovat kritéria. Pro přehlednost a srovnání různých technologií je třeba stanovit klíčová hodnotící kritéria. Hlavní parametry, které jsem vybral pro posouzení úložných technologií, zahrnují energetickou účinnost, dobu skladování, odolnost a délku životnosti, environmentální zásah a pořizovací výdaje. V následující tabulce jsem provedl srovnání technických parametrů. Srovnání je zjednodušené a skutečné hodnoty se mohou lišit v závislosti na specifikách použité technologie, výrobním postupu a zamýšleném použití.

Tabulka 2: Srovnání technických parametrů nejpoužívanějších typů úložišť [32]

Druh akumulace	Životnost	Reakční doba	Doba skladování	Účinnost
Setrvačnick	15 a více let	Milisekundy až sekundy	Sekundy až minuty	93 % až 95 %
CAES akumulace	20 až 40 let	Minuty	Hodiny až dny	70 % až 89 %
Přečerpací vodní elektrárny	40 až 60 let	Sekundy až minuty	Hodiny až dny	75 % až 85 %
Roztavené soli	30 let	Minuty	Hodiny až dny	80 % až 90 %
Vodík	5 až 30 let	Sekundy	Dny až měsíce	35 % až 55 %
BESS (Li-ion)	5 až 15 let	Milisekundy až sekundy	Minuty až hodiny	85 % až 95 %

Elektrochemické metody akumulace, jako jsou lithiové, olověné či sodíko-sírové (NaS) baterie, se nejvíce hodí pro střednědobé ukládání energie, které trvá v rozmezí od několika minut po několik hodin. Setrvačníky jsou ideální pro krátkodobé skladování s vysokým výkonem během krátkých období vybíjení. Technologie jako přečerpávací vodní elektrárny, kompresní zásobování vzduchem (CAES) a akumulace v roztavených solí jsou vhodné pro ukládání energie na střednědobé ukládání od hodin až po dny. Ukládání energie pomocí vodíku je preferováno pro dlouhodobé skladování od dnů až po měsíce.

V souvislosti s rostoucím významem a vývojem sektoru akumulace elektrické energie je kladen stále větší důraz na porovnání počátečních investic a efektivity různých technologií akumulace. Z toho důvodu se nyní budu zabývat ekonomickým srovnáním jednotlivých technologií. Tento ekonomický přehled se bude opírat o data z technické zprávy Energy Storage Grand Challenge, která podrobně mapuje cenové relace a výkonnost různých typů technologií skladování energie. Následující grafické závislosti demonstrují současný rozsah nákladů z roku 2021 a předpokládaný vývoj cenového rozpětí do roku 2030, přičemž mezi parametry metodiky srovnání se řadí také instalovaný výkon a doba trvání vybíjení daného úložiště. Parametr doby vybíjení popisuje dobu, po kterou se úložiště vybíjí při svém výkonu až do úplného vyčerpání energie. Jako příklad lze uvést baterii s výkonem 1 MW a skladovací kapacitou 5 MWh, kde by výše uvedený ukazatel vykazoval hodnotu pěti hodin.

Obrázek 11: Investiční výdaje (\$/kWh) nejpoužívanějších technologií akumulace energie v roce 2021 [38]

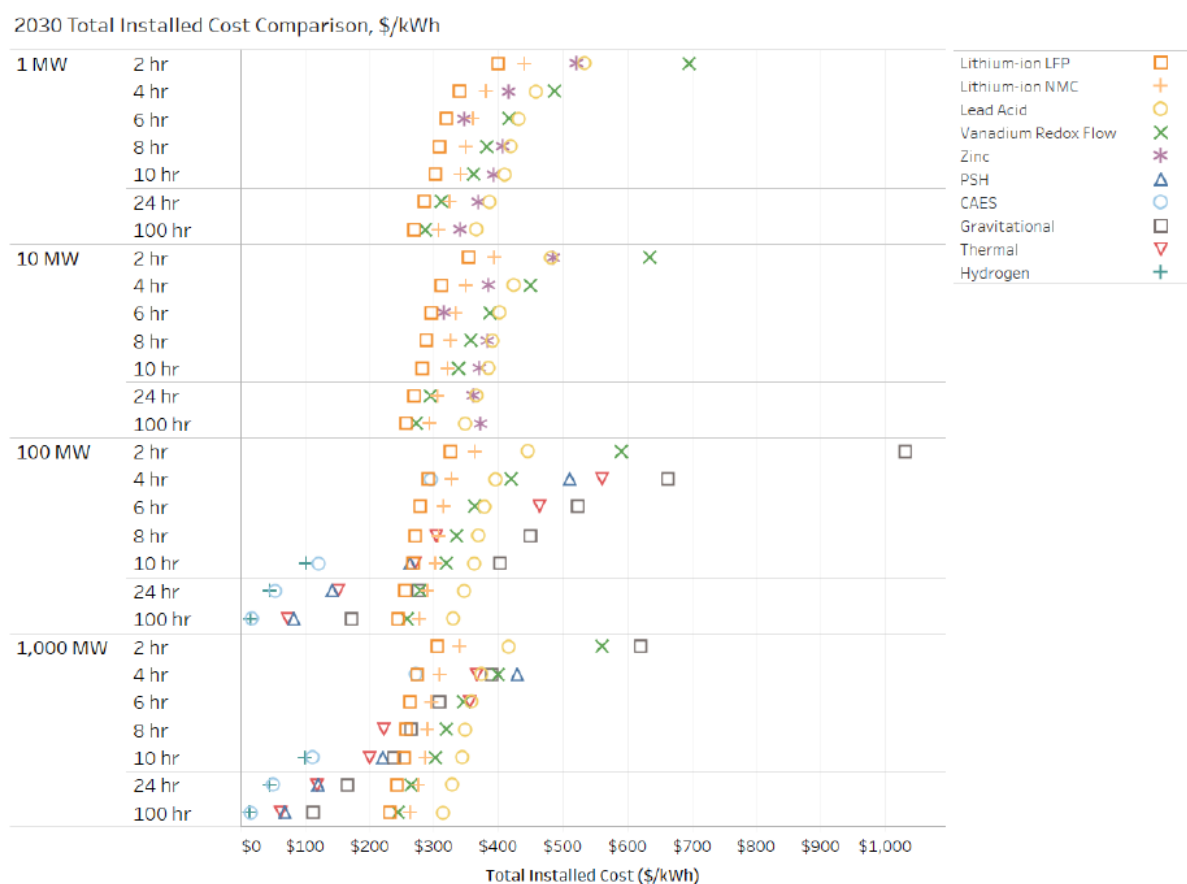


Graf přináší srovnání různých metod akumulace elektrické energie, kategorizovaných na základě doby vybíjení a instalovaného výkonu. Bateriové úložiště se typicky pohybují v cenovém rozmezí 300-600 \$/kWh napříč všemi úrovněmi výkonu a doby vybíjení. Naopak odlišné způsoby

akumulace vykazují výrazně vyšší závislost cenového rozpětí na době vybíjení. Pokud se podíváme na systémy o výkonu 100 MW, při době trvání 2 hodiny se odhaduje, že gravitační skladování energie bude stát více než 1 100 \$/kWh, ale při vyšší kapacitě okolo 100 hodin tato hodnota klesne na přibližně 200 \$/kWh.

Při výkonu 100 MW představuje technologie CAES neekonomičtější volbu pro každou dobu vybíjení delší než čtyři hodiny. Tepelné zdroje, přečerpávací vodní elektrárny a vodíkové systém jsou nákladově efektivnější v porovnání s bateriovým úložištěm při vybíjecí době delší než 8 hodin. Například u přečerpávací elektrárny, která je nadále předním způsobem akumulace energie, se odhadují náklady ve výši 263 \$/kWh pro instalovaný výkon 100 MW a desetihodinovou dobou vybíjení. Největší podíl na celkových nákladech má samotný zásobník (76 \$/kWh) a elektrárna (742 \$/kWh). Rozšíření kapacity přečerpávací elektrárny a prodloužení vybíjecí doby na 24 hodin by mělo za následek snížení celkových instalovaných nákladů na 143 \$/kWh. Pro gravitační úložiště dochází k finančnímu průniku při delším než 24hodinovém vybíjení pro systémy 100 MW a od šestihodinového vybíjení pro systémy 1000 MW, a to díky lepší škálovatelnosti související s kapacitou energie.

Obrázek 12: Odhadovaný vývoj investičních výdajů nejpoužívanějších technologií akumulace energie v roce 2030 [38]



V roce 2030 se očekává, že počáteční investice do bateriových úložišť a akumulace pomocí vodíku poklesnou v porovnání s rokem 2021. Například náklady na instalaci akumulacních systémů pro Lithium-iontové baterie (291 \$/kWh) a systémy kompresního zásobování vzduchem (295 \$/kWh) pro 100 MW systémy o čtyřhodinové kapacitě budou dosahovat podobných cenových relací. Při vybíjení delším než 10 hodin jsou celkové instalované náklady pro vodíkové úložiště těsně nižší v porovnání s CAES pro systémy o výkonu 100 MW. Při kombinaci 100 MW výkonu a 100 hodin vybíjecí kapacity jsou náklady na systémy CAES a HESS odhadovány na 18 \$/kWh a 15 \$/kWh, což

je následováno systémy na akumulaci tepla a přečerpávacími vodními elektrárnami s odhadovanými náklady 73 \$/kWh a 83 \$/kWh. Bateriové systémy by podle předpokladů měly být i nadále výrazně dražší, podobně jako v roce 2021.

Prognózy na rok 2030 ukazují, že výše počátečních investic bateriových systémů klesnou do rozmezí přibližně od 230 až 690 \$/kWh, přičemž se předpokládá, že lithiové iontové baterie se budou nacházet na spodní hranici tohoto cenového spektra. Předpokládá, že náklady bateriových systémů budou porovnatelné nebo dokonce nižší než náklady přečerpávacích elektráren a tepelných skladovacích systémů pro 100 MW systémy s desetihodinovým vybíjením do roku 2030. [38]

Na základě analýzy různých technologií skladování energie, včetně životnosti, reakční doby, energetické hustoty, účinnosti a počátečních investic, popsanych v této kapitole, jsem se rozhodl zvolit bateriová úložiště jako optimální řešení pro střednědobou akumulaci energie získané ze solárních a větrných zdrojů. Toto rozhodnutí jsem učinil zejména kvůli jejich schopnosti rychlé reakce, nízké míře samovybíjení a vysoké účinnosti v kontextu regulace a skladování vyrobené energie.

5 Projekty hybridních elektráren

Tato kapitola se věnuje představení skutečných hybridních projektů, převážně umístěných v Evropě, a jejich specifikacím. V oblasti rozvoje solárních a větrných energetických projektů Evropa zaznamenává mimořádný vzestup a inovace. Zejména státy Pobaltí, jako Estonsko, Lotyšsko a Litva, společně se Skandinávií vykazují rychlý nárůst výroby obnovitelné energie. V průběhu let státy jako Dánsko, Německo a Velká Británie si udržují stabilní růst ve výstavbě obnovitelných zdrojů, zatímco jižní Evropa se nadále jeví jako oblast s velkým potenciálem pro budoucí růst v této oblasti. [41]

Přestože kombinace větrných a solárních elektráren nabízí několik potenciálních výhod, jak je popsáno v kapitole 3.1, jejich současný podíl na trhu zůstává omezený. Vývoj hybridních systémů čelí řadě výzev. Mezi ně lze zařadit například potřebu omezit výrobu energie v případech, kdy oba typy elektráren produkují energii zároveň a překračují limity soustavy. Toto vyžaduje komplexní řízení celého systému. Další komplikace nastávají během povolovacích procesů, kde získání povolení pro kombinaci fotovoltaické elektrárny s bateriovým úložištěm je obvykle jednodušší než u větrných elektráren. V současnosti se pracuje na úpravě legislativy, jejímž cílem je určit oblasti vhodné pro rozvoj obnovitelných zdrojů, kde by se uplatňovaly zrychlené povolovací procesy s definovanými časovými lhůtami.

Právě komplikovanost povolovacích procesů, zejména u větrných elektráren, často vede k tomu, že nově realizované hybridní projekty upřednostňují kombinaci solárního zdroje s akumulací, jako jsou bateriové systémy. Majitelé projektů mohou profitovat z dalších možností generování příjmů na energetických trzích a poskytování podpůrných služeb. BESS jsou obvykle instalovány v blízkosti transformátorových stanic, což minimalizuje potřebu dodatečné infrastruktury, jako je například prodloužená kabeláž nebo ochranná zařízení.

Spitalhöfe (Německo)

Hybridní projekt Spitalhöfe, umístěný v Pfaffenweileru, byl spuštěn v květnu 2022 společností BayWaRe. Rozkládá se na ploše téměř 8 hektarů a má instalovaný výkon 7,27 MW_p. Charakteristickým rysem tohoto projektu je spojení pozemního fotovoltaického systému s bateriovým úložištěm s AC-Coupling zapojením. Lithium-iontové bateriové úložiště má kapacitu 4 MWh a hraje klíčovou roli ve stabilizaci elektrizační soustavy a bezpečnosti dodávek. Akumulace energie probíhá během poledne, dle potřeby pro stabilizaci sítě nebo při vysoké poptávce, což umožňuje optimalizovat dodávku solární energie. [42]

Obrázek 13: Hybridní elektrárna Spitalhöfe v Pfaffenweileru [42]



Weichenried (Německo)

V Bavorské obci Weichenried vybuvovala německá společnost ABO Wind rozsáhlý hybridní projekt skládající se ze solárního parku o výkonu 8,7 MWp a bateriového úložiště s kapacitou 9,6 MWh, umístěných u stejného přípojného bodu a 20 kV transformátoru. Bateriové úložiště je využíváno pro poskytování podpurných služeb a obchodní arbitráž.

ABO Wind ve spolupráci se společností Tricera, která se specializuje na vývoj baterií, plánuje vybudování tří bateriových systémů s celkovou kapacitou 25 MWh. Tyto systémy budou využívat recyklované baterie z automobilového průmyslu a budou umístěny ve spojení se stávajícími solárními elektrárnami v Euskirchen Wüschheimu (Severní Porýní-Vestfálsko), Wald-Michelbachu (Hesensko) a Weichenriedu (Bavorsko). Všechny tři projekty získaly zakázky v rámci výběrových řízení na inovace, které nabízejí příplatek za kWh energie získané z bateriových systémů, pokud jsou kombinovány společně s obnovitelnými zdroji energie. Cílem je prodloužit životnost baterií a zvýšit jejich přidanou hodnotu. Je možné, že s rostoucím významem elektromobility může v budoucnu vznikat stále více podobných hybridních projektů.

Obrázek 14: Hybridní elektrárna Weichenried v Bavorsku [43]



Ochoz (Česká republika)

Projekt hybridní elektrárny v Ochozu na Prostějovsku, který byl zahájen před dvanácti lety s instalací 3,5 MWp, nedávno rozšířil své kapacity o nové části Ochoz 2 a Ochoz 3. Tyto nové části mají instalovaný výkon 1 MWp a 0,977 MWp. Celková investice do těchto projektů dosáhla přibližně 38 milionů korun a byla podpořena z Modernizačního fondu, a to ve výši 35 % svého rozpočtu. V areálu elektrárny je nyní celkem téměř 5,5 MW instalovaného výkonu. Součástí projektu je také AC-Coupled bateriové úložiště s kapacitou 1 MWh. Část elektrárny je vybavena natáčecími trackery, které testují maximální efektivitu výroby. [44]

Obrázek 15: Hybridní elektrárna Ochoz na Prostějovsku [44]



LES CÈDRES (La Réunion, Západní Evropa a zámorí)

Elektrárna LES CÈDRES, vyvinutá a provozovaná společností Akuo Energy, je hybridním zařízením s instalovaným výkonem 9 MWp doplněným o BESS akumulaci o kapacitě 9 MWh. Je v provozu od prosince 2015 a nachází se na ostrově Réunion. Projekt se skládá ze dvou částí: 7,5 MWp pozemní instalace a 1,5 MWp stíněné střešní instalace nad vodní plochou. V rámci agrofotovoltaického konceptu využívá Les Cèdres synergie mezi chovem ryb a solární elektrárnou, kde jsou nad akvakulturními rybníky umístěny fotovoltaické stínící střechy. Pozemní instalace zaujímá plochu 7,5 hektaru s fotovoltaickými slunečními clonami, umožňující kombinované využití zemědělského pozemku. Jedinečnou vlastností projektu je, že ukládaná energie dokáže pokrýt energetické potřeby celé obce Etang Salé, čímž se stává prvním městem na ostrově Réunion, které je napájeno výhradně z obnovitelných zdrojů. [45]

Obrázek 16: Hybridní elektrárna LES CÈDRES [45]



Gecama (Španělsko)

Projekt Gecama, lokalizován v Kastilii La Mancha, je dnes největší provozovanou větrnou elektrárnou ve Španělsku s výkonem 329 MW. Plánovaná hybridní elektrárna bude umístěna v obcích Atalaya del Cañavate, Cañada Juncosa a Tébar (Cuenca). Fotovoltaická bateriová elektrárna bude

využívat stejný bod připojení k síti jako původní větrný projekt. Plánovaná hybridizace větrné farmy Gecama, spočívá v integraci fotovoltaické elektrárny o výkonu 225 MWp a úložiště o kapacitě 200 MWh ve stejném polygonu větrné farmy, která využívá stejnou infrastrukturu jako původní projekt a zároveň vyrábí elektřinu odlišnou technologií, což umožňuje mnohem efektivnější využití infrastruktury projektu, konkrétně rozvodny a přenosové vedení. [46]

V rámci projektu bylo vybudováno nové přenosové vedení, což má za cíl umožnit rozvíjet další projekty v této oblasti napříč větrnou a solární energií a skladováním energie.

Obrázek 17: Hybridní elektrárna Gecama [46]



6 Technické provedení hybridní elektrárny

V předcházející části jsem se věnoval obecnému popisu hybridních systémů obnovitelných zdrojů energie, včetně jejich výhod, omezení a klíčových komponentů. Vzhledem k omezenému potenciálu vodních a geotermálních elektráren na našem území se analytická část práce vymezuje pouze na fotovoltaické a větrné zdroje energie. Optimálně navržená kombinace těchto zdrojů může vést k maximálnímu využití stávající infrastruktury a okolní plochy. Efektivní provoz ovšem vyžaduje koordinaci a správu systému, zejména v situacích, kdy produkce z obou zdrojů převyšuje omezení sjednaný rezervovaný výkon, dle vyhlášky o připojení, který nesmí být při dodávkách energie, jinak je vystaven pokutám. V takových chvílích může hrát zásadní roli integrace efektivních řešení pro akumulaci elektrické energie, což přispívá k vyrovnání výkonu, zvyšuje flexibilitu výroby a příjmy provozovatelů elektráren z prodeje elektrické energie. Po posouzení různých technologií se jako nejvhodnější ukázalo bateriové úložiště, hlavně díky jeho rychlé reakci, nízké míře samovybíjení a vysoké účinnosti.

Vzhledem k tomu, že mezi hlavní cíle diplomové práce spadá analýza a diskuse výhodnosti různých kombinací zdrojů energie, rozhodl jsem se pro účely porovnání definovat celkem pět scénářů. Dva bez přítomnosti bateriového úložiště, tedy samostatná větrná a fotovoltaická elektrárna a jejich kombinace, přičemž veškerá energie je dodávána přímo do sítě. Tato konfigurace bude sloužit jako referenční rámec pro hodnocení výhodnosti hybridního řešení s bateriovým úložištěm. Zbýlé tři provozní scénáře tedy předpokládají, integraci bateriového úložiště v kombinaci se samostatnými elektrárnami nebo jejich kombinací.

6.1 Popis částí systému

Základní pilíř technickoekonomického modelu představuje výběr komponentů pro jednotlivé elektrárny včetně simulace jejich skutečného provozu. Výroba byla simulována v programech PVsyst pro fotovoltaické elektrárny a Windpro pro větrné elektrárny, zohledňující geografickou polohu, technickou specifikaci a ztráty. Obě elektrárny byly v rámci simulace umístěny v blízkosti, jen několik kilometrů od sebe. Ucelený přehled provozu systému a dimenze elektráren bude podrobněji uveden v kapitole č.8 v souvislosti s konkrétní variantou. V rámci této kapitoly se detailně zaměřím na výběr a specifikace jednotlivých komponentů elektráren včetně technických parametrů.

6.1.1 FVE část projektu

Fotovoltaické panely

Pro výrobu energie v rámci fotovoltaické elektrárny byly zvoleny monokrystalické křemíkové panely od firmy Jolywood, konkrétně model JW-HD144N-560 při sklonu 20° a upevnění pomocí fixní konstrukce. Výběr těchto panelů byl motivován zejména jejich dlouhodobou zárukou na výkon, vysokou účinností a nízkým ročním poklesem výkonu.

Tabulka 3: Technické parametry fotovoltaického panelu Jolywood JW-HD144N-560 [47]

Parametr	Hodnota
Maximální výkon panelu	560 W
Účinnost	21,61 %
Záruka výkonu	12 let na produkt, 30 let na výkon
Degradace v prvním roce	1 %
Degradace v dalších letech	0,4 %
Rozměry	2285x1134x30 mm

Fotovoltaický střídač

V rámci projektu bude použit třífázový decentralizovaný střídač Goodwe GW250KN-HT s výkonem 250 kW. Tento model je vhodný pro rozsáhlá solární pole, jelikož jednotlivé stringy jsou připojeny k měniči individuálně. Díky vlastnímu MPPT pro každý string je zajištěna optimalizace výkonu a zvýšená celková efektivita oproti centrálním střídačům. Jakmile se intenzita záření změní, invertor automaticky upravuje napětí nebo proud, aby zajišťoval maximální výkon z panelů. Optimalizací těchto parametrů lze zvýšit efektivitu výroby energie.

Vzhledem k tomu, že solární panely většinu času negenerují svůj jmenovitý výkon, lze výkon střídače na AC straně navrhnout s nižšími nominálními hodnotami než na stejnosměrné straně. To může vést ke snížení nominálních hodnot jisticích prvků a dalších zařízení na AC straně včetně požadavků na výkon transformátoru, což snižuje náklady na instalaci bez výrazného snížení výroby. Pro instalaci byl poměr DC/AC stanoven na 1,34. Předpokládanou životnost jsem stanovil na 15 let, což je obecně pro obdobné fotovoltaické střídače považováno za standardní životnost.

Tabulka 4: Technické parametry střídače Goodwe GW250KN-HT [48]

Parametr	Hodnota
Maximální vstupní napětí (DC)	1 500 V
Maximální výstupní výkon (AC)	250 kW
Maximální účinnost	98,7 % až 99 %
Záruka střídače	5 let na produkt
Předpokládaná životnost	15 let
Rozměry	1091x1134x30 mm

6.1.2 VTE část projektu

Větrná jednotka

Pro výstavbu větrné elektrárny byla zvolena větrná jednotka od společnosti Nordex, konkrétně model N149/4.X se stožárem vysokým až 164 metrů. Turbína je tvořena rotorem s vrtulí o třech lopatkách o průměru 149 metrů a nabízí jmenovitý výkon až 6 MW. Součástí této jednotky je také asynchronní generátor s dvojitým napájením. Mezi výhody asynchronních generátorů patří jednoduchá konstrukce, vysoká spolehlivost a nízké pořizovací výdaje ve srovnání se synchronními generátory. K jejich provozu je typicky vyžadována převodovka, která je v tomto modelu třístupňová.

Navzdory tomu, že pohyblivé komponenty větrných elektráren vyžadují pravidelnou údržbu a jsou náchylnější k poruchám, mohou větrné turbíny při správné a pravidelné údržbě dosahovat

životnosti 30 let a více. [20] Pro účely ekonomických výpočtů budu uvažovat životnost 30 let a následně zvýšení výdajů na servis a údržbu a degradaci výkonu v posledních pěti letech provozu.

Vzhledem k zásadnímu dopadu životnosti větrné elektrárny na výsledky této práce jsem se rozhodl provést podrobnější analýzu dostupných materiálů zabývajících se životností větrných jednotek. K ověření svých závěrů jsem využil výzkumu provedeného organizací Lawrence Berkeley National Laboratory, který zahrnoval data týkající se předpokládané životnosti větrných projektů získané ze strany různých subjektů větrného průmyslu. Z této studie vyplývá, že s odpovídající péčí by měla větrná jednotka za správných podmínek údržby a s potenciální obnovou některých komponent, jako jsou převodovky, vydržet 25-30 let, možná i déle. Skutečná délka životnosti větrných zařízení však bude primárně záviset na míře opotřebení komponent během provozu, což může ovlivnit náklady na provoz a údržbu. Z výzkumu rovněž vyplývá, že se nejčastěji předpokládá životnost 30 let s předpokládanou modernizací, zvýšenými náklady na provoz a údržbu nebo s postupným poklesem výroby elektrické energie v pozdějších letech. [49]

Tabulka 5: Technické parametry větrné jednotky Nordex N149/4.X [50]

Parametr	Hodnota
Jmenovitý výkon	4-6 MW
Průměr rotoru	149 metrů
Rozběhová rychlost větru	3 m/s
Maximální rychlost větru	20 m/s
Převodovka	třístupňová
Generátor	Asynchronní dvojité napájení
Roční degradace výkonu	0,64 %
Technická životnost	30 let

6.1.3 BESS akumulace

V projektech, které kombinují obnovitelné zdroje energie s bateriovými úložišti, lze využití baterií obvykle kategorizovat do několika oblastí, jako je akumulace vyrobené energie, ať už z důvodů cenových signálů či dosažení sjednaného limitu rezervovaného výkonu, řízení výroby z obnovitelných zdrojů, load-leveling, minimalizace omezení výroby nebo poskytování podpůrných služeb. Výhodou bateriového úložiště je schopnost kombinace různé způsoby využití, což umožňuje maximalizovat ekonomické přínosy a zároveň zvyšovat celkové využití baterie. V diplomové práci se zaměřím převážně na využití baterií pro účely cenové arbitráže, regulaci dodávky vyrobené energie do elektrizační soustavy a minimalizaci omezení výroby.

Další možností využití bateriového úložiště, která je široce rozšířená zejména v zahraničí, představuje poskytování podpůrných služeb. Díky schopnosti rychle reagovat na změny mohou baterie efektivně vyrovnávat drobné odchylky během normálního provozu, rychleji než tradiční točivé zdroje.

Výběr technologie BESS

Během fází plánování a realizace projektu je nezbytné přizpůsobit se dostupným technologiím na trhu a omezené možnosti jejich škálování. Při určování kapacity a výkonu bateriového úložiště je nutné zvážit v úvahu několik rozhodujících faktorů. Jedním z kritických bodů je simulace a plánování výroby, včetně denních kolísání a sezónních výkyvů. Klíčové je proto zvolit baterii s kapacitou dostatečnou pro akumulaci nadbytečné energie v období její vysoké produkce a pro její následné využití v momentech snížené výroby ze zdrojů.

Mnoho bateriových systémů dostupných na trhu využívá pro chlazení vzduch, což není z hlediska odvodu tepla tolik efektivní. Bateriové stojany bývají přímo paralelně spojeny s cílem zvýšení energetické hustoty úložiště, avšak celkový výkon systému je omezen výkonem nejslabšího článku. To může vést k omezení dostupné kapacity a zkrácení životnosti baterie kvůli tzv. „sudovému“ efektu.

S ohledem na tyto faktory jsem se rozhodl zvolit bateriového úložiště ST2752UX od společnosti Sungrow, jenž využívá chlazení kapalinou, což umožňuje efektivnější odvod tepla díky vyšší tepelné vodivosti chladicí kapaliny. Navíc umožňuje nezávislé ovládání jednotlivých stojanů v jedné skříně, čímž minimalizuje sudový efekt a zvyšuje provozní flexibilitu baterie. Výhodou zvoleného systému je rovněž jeho kompatibilita s AC-Coupling i DC-Coupling konfiguracemi. Výrobce poskytuje standardní záruku deset let. Vzhledem k charakteru použití baterie a jejímu častému nabíjení a vybíjení plánuji reinvestici do bateriového úložiště právě v desetiletém časovém horizontu. [51]

V rámci konfigurace vysokonapětového bateriového úložiště byl vybrán obousměrný výkonový měnič stejné firmy SC5000UD-MV za účelem řízení nabíjení a vybíjení baterie. Společně s baterií je možné nakonfigurovat systém pro dvou (0,5 C) nebo čtyř hodinovou (0,25 C) dobu vybíjení úložiště. [51] Technické parametry jsou shrnuty v níže uvedené tabulce:

Tabulka 6: Nastavení parametrů BESS [51]

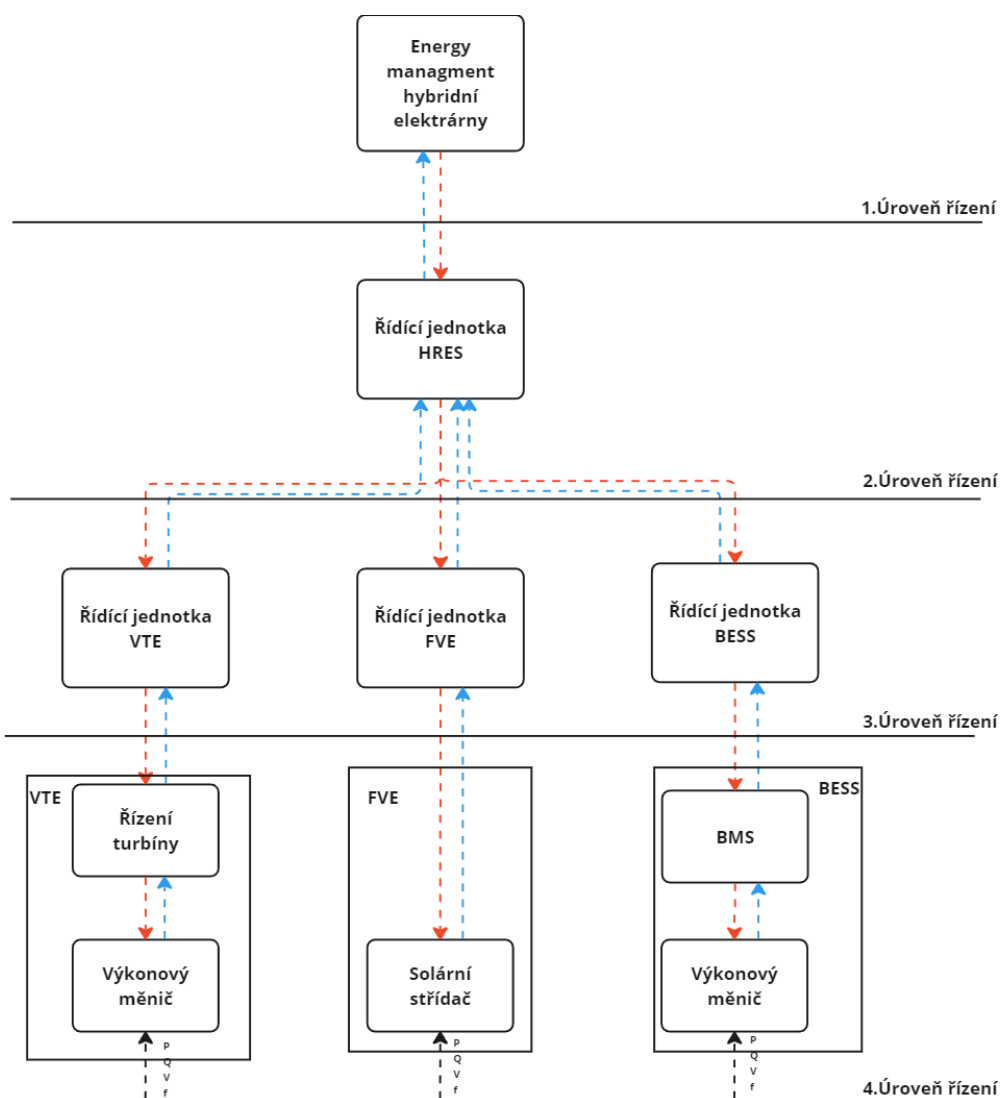
$\eta_{nab}/$ η_{vyb}	SOC_{max}	SOC_{min}	σ	$C_{jednotka}$	P_{max}	T_{BESS}
98,7 %	90 %	10 %	0,05 %	2,752 MWh	1,376 MW	10 let

, kde η_{nab} a η_{vyb} představují účinnost nabíjení a vybíjení baterie, T_{BESS} je životnost baterie a σ je míra samovybíjení

6.1.4 Řízení systému

V kontextu moderních hybridních elektráren hrají zásadní roli informační a komunikační technologie. Hybridní elektrárna možno strukturovat do dvou základních rovin: energetická a komunikační infrastruktura. Energetická infrastruktura obsahuje veškeré prvky spojené s produkcí a přenosem energie, což zahrnuje zdroje energie, transformátory, střídače, bezpečnostní mechanismy a kabelové systémy. Na druhé straně komunikační infrastruktura poskytuje podporu energetické infrastruktuře prostřednictvím komunikační sítě, integruje senzorové uzly a řídicí prvky. Na základě údajů v reálném čase monitorují výkon elektrárny, rozhodují o nabíjení, vybíjení a interakci se soustavou v souladu se síťovými protokoly. Architektura řídicího systému hybridní elektrárny se může výrazně lišit v závislosti na specifikách jednotlivých projektů. Za účelem řízení elektrárny jsem vycházel ze zdroje [52], a rozhodl jsem se pro implementaci hierarchické architektury řízení, která je znázorněna na níže uvedeném schématu.

Obrázek 18: Architektura řídicího systému hybridní elektrárny (vlastní zpracování dle [52])



Architektura řídicího systému hybridní elektrárny je organizována do čtyř hierarchických úrovní propojených komunikačním rozhraním. Příkazy a parametry se přenášejí z vyšších úrovní do nižších, označeno červenými šipkami, zatímco informace o stavu systému a zpětná vazba směřují z nižších úrovní do vyšších, označeno modrými šipkami.

Nejvyšší úroveň představuje energy management. Ten má za úkol řízení toků a akumulaci energie na základě predikcí tržních cen a aktuální výroby. Cílem je maximalizace výnosů z provozu elektrárny s přihlédnutím k technickým omezením zdrojů, kapacitě bateriového úložiště, parametrům distribuční soustavy, a to v časovém horizontu od minut po hodiny. Následuje řízení na úrovni celé hybridní elektrárny, která zajišťuje, že všechna prodaná energie bude dodána ve stanoveném časovém rozmezí a dochází k omezení nadměrného výkonu dodávaného do sítě. Další úroveň je řízení jednotlivých zdrojů, jako jsou větrné a solární zdroje energie společně s bateriovými úložišti. Tato úroveň zabezpečuje dodržení pokynů z vyšších úrovní řízení u bodu připojení elektrárny s využitím PI regulátorů pro minimalizaci ztrát a maximální využití dostupného výkonu. Tyto úrovně řízení fungují v časovém rozmezí od sekund po minuty. Poslední úroveň řízení se týká komponent zdrojů, kde je regulováno výstupní napětí a proud na svorkách měniče větrné turbíny, solárního střídače a systému řízení baterie na základě pokynů přijatých z vyšších úrovní řízení elektrárny.

Schopnost nadřazeného řídicího systému regulovat rychlost náběhu výkonu, řídit napětí a jalového výkonu, což je zásadní pro eliminaci napěťových výkyvů v méně odolných částech distribuční soustavy. Přestože si uvědomuji důležitost pokročilého řízení pro udržení stability soustavy, z důvodu technické komplexnosti a potřeby specifického návrhu regulátorů jsem pro účely modelu přijal zjednodušující předpoklad o stálosti a robustnosti sítě, a tudíž tyto aspekty v modelování neberu v úvahu.

V mé diplomové práci se zaměřuji na funkci poskytovanou nadřazeným řídicím systémem, která zahrnuje regulaci množství energie dodávané do distribuční soustavy. S ohledem na technická omezení lokální distribuční soustavy je nezbytné, aby každý výrobce energie dodržoval s distributorem smluvený rezervovaný výkon, který je stanoven podle předpisů a nesmí být při dodávkách energie překročen. Překročení tohoto limitu vede k pokutám. Distribuční operátor má právo požadovat dočasné snížení dodávaného výkonu nebo úplné odpojení zařízení v případě ohrožení bezpečnosti provozu elektrizační soustavy nebo systému jako celku. Primárním cílem je tedy zajistit stabilitu elektrizační soustavy a splnění smluvních povinností.

V případě, že výkon dodávaný do sítě přesáhne stanovený limit, dojde automaticky k nabíjení baterie, pokud to situace dovoluje. Podobně, během procesu vybíjení baterie může být energie uchována v baterii kvůli omezením dodávky do sítě, i když cenové signály naznačují vybíjení. Díky využití kapacity baterie lze takto efektivně snižovat omezení výroby z obnovitelných zdrojů a optimalizovat využití jejich výkonu.

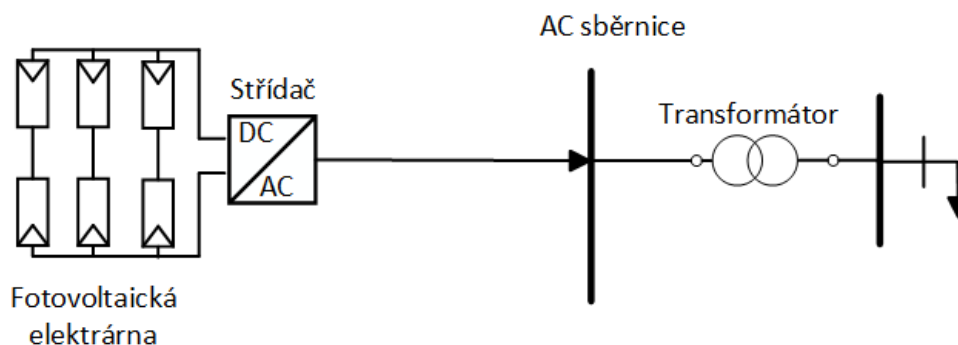
6.2 Vymezení scénářů a topologie zapojení

Za účelem analýzy a diskuse výhodnosti různých typů elektráren byly definovány následující konfigurace: Tři z nich nepočítají s integrací bateriového úložiště a zahrnují samostatnou větrnou a fotovoltaickou elektrárnu a jejich kombinaci, kde veškerá vyrobená energie je bezprostředně dodávána do distribuční soustavy. Zbývající tři konfigurace zahrnují integraci bateriového úložiště, buď s jednotlivými typy elektráren nebo s jejich kombinací. Vzhledem k velikosti elektráren každý systém má vlastní transformátor a bod propojení se nachází na hladině VN.

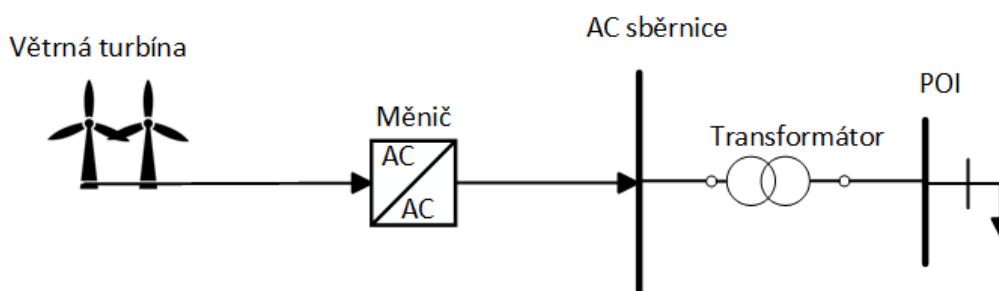
6.2.1 Samostatné konfigurace

První dva základní scénáře uvažují samostatný provoz jak větrné, tak i fotovoltaické elektrárny bez připojeného bateriového úložiště a nadřazeného řídicího prvku, přičemž veškerá vygenerovaná energie je prodána přímo na trhu bez optimalizace výroby.

Obrázek 19: Schéma fotovoltaické elektrárny (AC-Coupled)



Obrázek 20: Schéma větrné elektrárny (AC-Coupled)



Vezmeme-li v potaz vybrané komponenty v první části kapitoly systému energie prochází, celková účinnost přenosu energie je dána rovnicemi:

$$\eta_{sít}^{FVE} = \eta_{střídač}$$

$$\eta_{sít}^{VTE} = \eta_{měnič}$$

6.2.2 FVE/VTE elektrárna v kombinaci s BESS

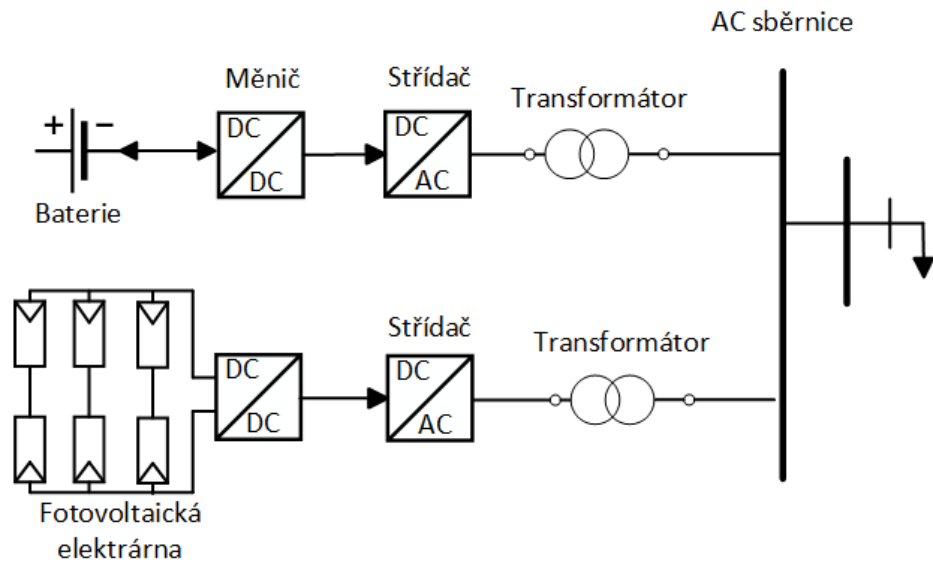
FVE v kombinaci s BESS

V rámci spojení systému se soustavou se rozlišují dvě základní konfigurace: AC-Coupling a DC-Coupling. Hlavním rozlišovacím faktorem mezi těmito systémy je bod konverze solární energie, tedy zda se bod napojení baterie nachází na stejnosměrné nebo střídavé části FVE. Na základě studie NREL, jež hodnotila projekt fotovoltaické elektrárny s ohledem na její konfiguraci, přináší využití DC-Coupling ve srovnání s AC-Coupling až 1 % snížení celkových nákladů. Tyto úspory nákladů se odrážejí ve snížení počátečních investic do střídačů, nákladů na montáž, režijních nákladů spojených s vývojem projektu a od energetické bilance elektrárny. Nicméně pro konkrétní realizaci projektu je individuálně nutné zvážit i další faktory, jako jsou úvahy o modernizaci a rozšíření, výkon systému, flexibilita, provoz a údržba. [53]

AC-Coupling je obzvlášť výhodný pro jeho jednoduchost, což může výrazně snížit náklady na údržbu a náklady na budoucí rozšiřování a či obnovu nebo modernizaci stávajících technologií. Tato výhoda vyniká hlavně v situacích, kdy se do již existujícího fotovoltaického systému přidává akumulací kapacita, jelikož se tak eliminuje potřeba výměny původního fotovoltaického střídače a umožňuje integraci bateriového systému do periferní části předem instalovaného fotovoltaického systému. Každá část, baterie i FVE elektrárna, disponuje vlastním střídačem na rozdíl od DC-Coupling konfigurace, což má za důsledek vysokou kapacitu, jelikož dvě nezávislé jednotky mohou poskytovat plný výkon současně. AC-Coupled systémy mohou také používat větší stojany na baterie na megawatthodinu kapacity baterií, a tím snížit počet topných, ventilačních a klimatizačních a protipožárních systémů v bateriových kontejnerech. [53]

Hlavní nevýhodou jsou vyšší ztráty (resp. nižší účinnost) způsobené opakovanou konverzí. Vzhledem k tomu, že vyrobená energie ze solárních panelů se přeměňuje na střídavý proud a je opět konvertována na stejnosměrný proud pro uložení do baterie a při vybíjení baterie zpět na střídavý proud, dochází při každé konverzi k určité ztrátě energie. Aditivní zařízení pro konverzi energie je rovněž nákladné, ale umožňuje řízené monitorování a plánování stavu baterií pomocí nezávislého systému řízení baterií, což zajišťuje vyšší spolehlivost a dostupnou kapacitu. [54]

Obrázek 21: Schéma fotovoltaické elektrárny s bateriovým úložištěm (AC-Coupled)



Celková účinnost přenosu energie této konfigurace je dána rovnicemi:

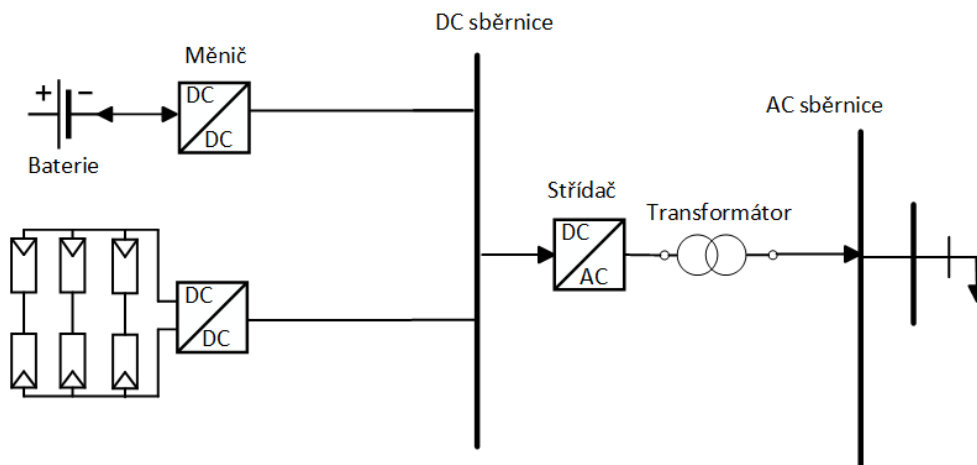
$$\eta_{sítě}^{FVE} = \eta_{střídač}$$

$$\eta_{BESS}^{FVE} = \eta_{nab}$$

$$\eta_{sítě}^{BESS} = \eta_{vyb} * \eta_{střídač}$$

V konfiguraci DC-Coupling sdílejí solární elektrárna a bateriové úložiště společný střídač, přičemž jsou navzájem propojené. To přináší výhodu, že veškerá elektrická energie vyrobená solárními panely podléhá pouze jedné konverzi z DC na AC, a to v okamžiku, kdy je dodávána do sítě nebo ke koncovým spotřebitelům. Mezi hlavní výhody této konfigurace patří zvýšená účinnost přenosu energie z důvodu menšího počtu konverzí, jež jsou spojeny se ztrátami. Hlavním omezením je způsobeno společným střídačem, což snižuje provozní flexibilitu FVE a baterie ve srovnání s nezávislými komponentami. Tento typ instalace bývá také složitější, což má za následek zvýšení počátečních nákladů a doby instalace. [54]

Obrázek 22: Možné zapojení FVE elektrárny s úložištěm (DC-Coupled) (vlastní zpracování dle [54])



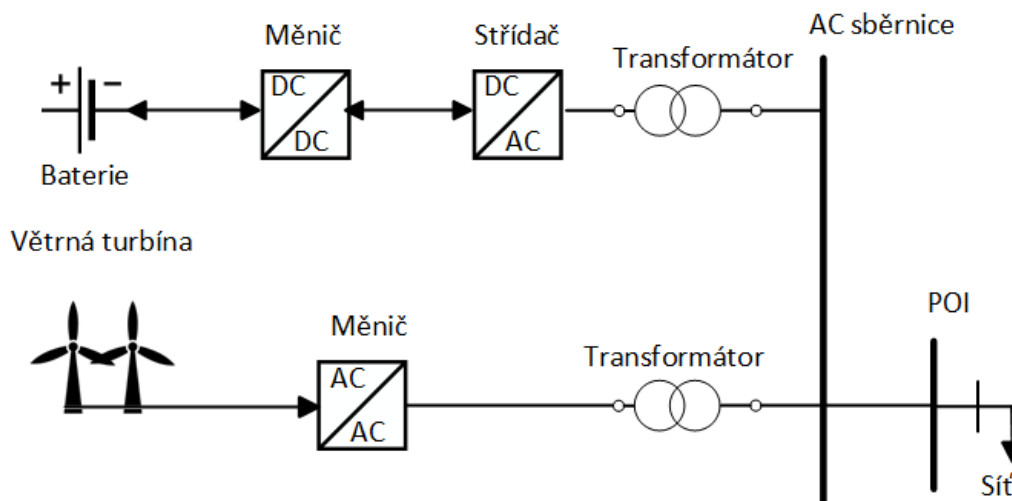
Hlavním omezením DC-Couplingu je způsobeno společným střídačem, což snižuje provozní flexibilitu FVE a baterie ve srovnání s nezávislými komponenty. Jelikož v mém simulačním modelu předpokládám použití decentralizovaných střídačů pro projektovanou fotovoltaickou elektrárnu, nebude možné v rámci zvolené konfigurace využít DC-Coupling, navzdory popsáním výhodám.

VTE v kombinaci s BESS

Při instalaci větrných elektráren, ať už se jedná o malé projekty s několika turbínami nebo o rozsáhlé farmy, se můžeme setkat s několika přístupy k integraci úložiště. Existuje možnost centrálního úložiště pro celou elektrárnu nebo integrované úložiště na úrovni jednotlivých turbín. Na rozdíl od systémů s integrovaným úložištěm, které využívají zařízení pro přeměnu energie umístěná přímo v turbínách, vyžaduje instalace s odděleným úložištěm připojeným na střídavý proud další komponenty, jako jsou střídače, rozvaděče a transformátory. [25]

Co se týče kombinace větrné elektrárny s bateriovým úložištěm, v tomto směru jsem se rozhodl pro AC-Coupling. Moderní větrné turbíny jsou často vybaveny měniči výkonu, které umožňují efektivní provoz s proměnlivými otáčkami a optimalizaci výkonu podle potřeb elektrizační soustavy, konfigurace AC-Coupling vyžaduje instalaci dvou měničů DC/AC a AC/DC a obousměrného měniče DC/AC pro bateriový systém, což umožňuje kontrolu nabíjení a vybíjení baterie. Aditivní zařízení pro konverzi energie před baterií sice způsobuje další náklady, nicméně umožňuje řízené monitorování a plánování stavu baterií za pomoci nezávislého systému řízení, což zajišťuje vyšší spolehlivost a dostupnou kapacitu.

Obrázek 23: Schéma větrné elektrárny s bateriovým úložištěm (AC-Coupled)



Celková účinnost přenosu energie této konfigurace je dána rovnicemi:

$$\eta_{sít}^{VTE} = \eta_{měníč}$$

$$\eta_{BESS}^{VTE} = \eta_{nab} * \eta_{měníč} * \eta_{střídač}$$

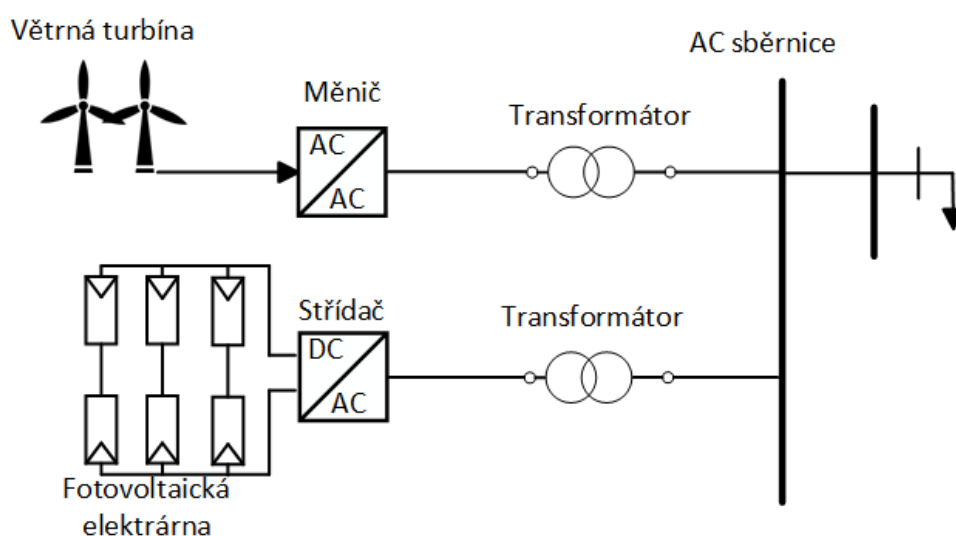
$$\eta_{sít}^{BESS} = \eta_{vyb} * \eta_{střídač}$$

6.2.3 Kombinace FVE a VTE

Když kombinujeme různé zdroje energie, lze rozlišit dva základní typy provozu hybridních elektráren. V prvním typu mají elektrárny společné umístění, což znamená, že sdílejí lokalitu, bod připojení k síti a infrastrukturu, avšak každý zdroj je řízen nezávisle. To znamená, že každý zdroj disponuje samostatnou provozní strategií a pokyny, navzdory tomu, že sdílejí bod připojení. Druhým typem je případ, kde jsou elektrárny společně umístěny, ale jsou provozovány pod jednotným řídicím systémem, který koordinuje jejich provoz.

V této podkapitole jsou schematicky znázorněny scénáře kombinace větrného a fotovoltaického zdroje energie bez integrace bateriového úložiště a nadřazeného řídicího systému, kdy veškerá vyrobená energie je prodávána přímo na trhu bez možnosti optimalizace výroby. Posledním scénářem zohledňuje kombinaci všech zdrojů s bateriovým úložištěm a nadřazeným řídicím systémem.

Obrázek 24: Schéma hybridní elektrárny v kombinaci FVE a VTE

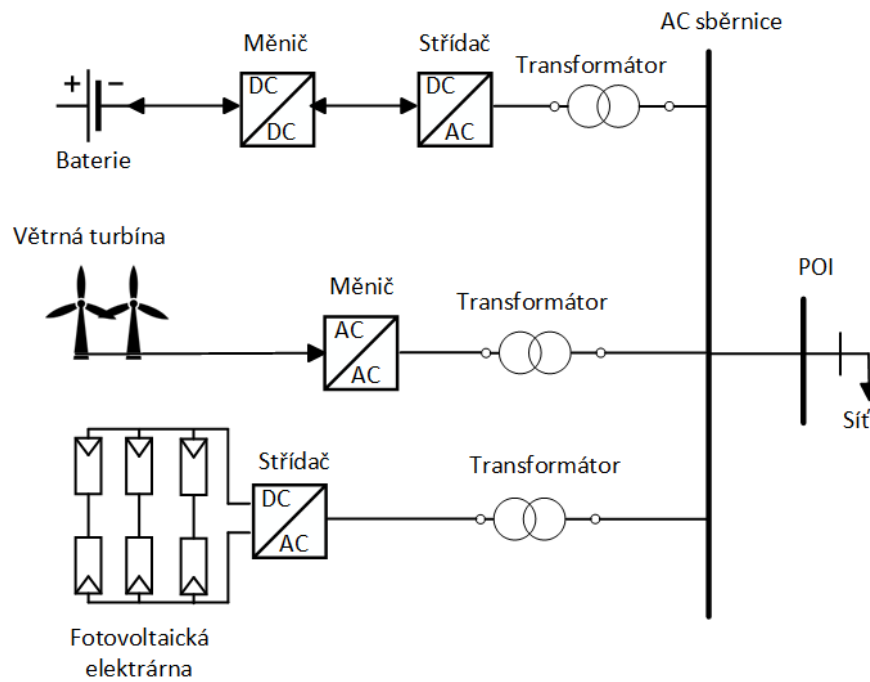


Celková účinnost přenosu energie do sítě dané konfigurace je dána rovnicemi:

$$\eta_{sít}^{FVE} = \eta_{střídač}$$

$$\eta_{sít}^{VTE} = \eta_{měnič}$$

Obrázek 25: Schéma hybridní elektrárny v kombinaci FVE, VTE a BESS



Celková účinnost přenosu energie do sítě dané konfigurace je dána rovnicemi:

$$\eta_{sítě}^{FVE} = \eta_{střídač}$$

$$\eta_{sítě}^{VTE} = \eta_{měnič}$$

$$\eta_{BESS}^{FVE} = \eta_{nab} * \eta_{střídač}^2$$

$$\eta_{BESS}^{VTE} = \eta_{nab} * \eta_{měnič} * \eta_{střídač}$$

$$\eta_{sítě}^{BESS} = \eta_{vyb} * \eta_{střídač}$$

7 Technickoekonomický model hybridní elektrárny

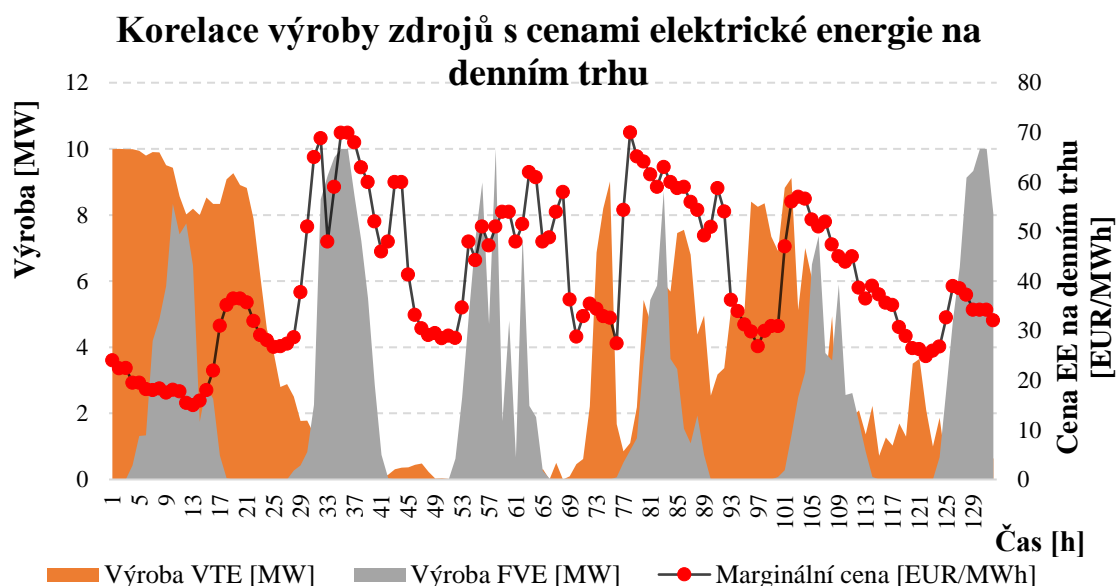
V předešlé kapitole byly charakterizovány jednotlivé části elektrárny a definovány možnosti kombinace jednotlivých zdrojů energie. Předmětem této kapitoly je popis technickoekonomického modelu, který umožňuje simulaci provozu elektrárny. Díky modelu bude možné zhodnotit efektivitu daného typu elektrárny na základě vstupních dat a technických parametrů.

7.1 Technická část modelu

V této části kapitoly se zaměřím na popis výpočetního algoritmu určeného k řízení výroby z větrných a solárních zdrojů v kombinaci s bateriovým úložištěm za účelem maximalizace výnosů z prodeje elektrické energie. Cílem technické části modelu je na základě dat technického charakteru určit příjmy z prodeje elektrické energie pro každou hodinu v roce. Výstup modelu poté slouží, jako základ pro výpočet celkové ekonomické efektivity jednotlivých variant s ohledem na další ekonomické parametry.

Klíčovým faktorem ovlivňující rozhodovací proces algoritmu je tržní cena elektřiny. V současné době je stále kladen větší důraz na řešení efektivního řízení výroby a skladování elektrické energie z pohledu provozovatele. Správným řízením je tak možné minimalizovat rizika spojená s volatilitou cen na krátkodobých trzích a výrobním charakterem obnovitelných zdrojů, s cílem dosažení maximálních možných výnosů z prodeje elektrické energie. Fakt, že existuje určitá korelace mezi výrobou z větrných a solárních zdrojů a cenami elektřiny na denním trhu, demonstruje přiložená grafická závislost.

Graf 6: Korelace výroby FVE a VTE s cenami elektrické energie na denním trhu



Na základě zobrazených dat lze vyzorovat občasnou negativní korelaci mezi produkcí a výši cen elektřiny. Konkrétně v jedenácté hodině došlo k poklesu ceny na minimum 15 €/MWh, navzdory vysoké produkci, která z FVE dosahovala 8,1 MWh a z VTE 6,4 MWh. Naopak během období s vyššími cenami na trhu byla produkce z obou zdrojů několikrát na minimu, konkrétně v 78. hodině s maximální cenou 69 €/MWh, přičemž větrná produkce byla okolo 1,1 MWh a solární kolem 0,8 MWh.

Z analyzovaného grafu je patrná v určité míře negativní korelace mezi denními cenami elektřiny a produkcí z větrných a solárních zdrojů. Nicméně je důležité upozornit na složitost této problematiky, jelikož cenu elektřiny ovlivňuje nespočet faktorů, jako jsou výkyvy v poptávce, náklady na výrobu z různých zdrojů, meteorologické podmínky, geopolitické události, složení výrobního mixu a další. Tento vývoj cen lze vysvětlit pomocí systému Merit order, který řadí elektrárny v pořadí pro výrobu elektrické energie na základě jejich mezních nákladů, přičemž zdroje s nejmenšími náklady jsou využívány jako první. Jakmile je produkce energie z obnovitelných zdrojů nízká, ať už v důsledku nedostatku slunečního záření nebo větru, tržní ceny stoupnou vlivem zapojení nákladnějších zdrojů do výroby energie za účelem uspokojení poptávky. V opačném případě, pokud je výroba ze zmíněných obnovitelných zdrojů vysoká a převyšuje poptávku, může naopak dojít k velmi nízkým až negativním cenám na trhu. Spolu s větší penetrací výroby obnovitelných zdrojů se takové situace mohou v určitých částech dne a roku vyskytovat častěji. Zavedením bateriového úložiště lze energii skladovat při nízkých cenách a následně uvolnit do sítě, jakmile jsou ceny vysoké a výroba nízká, a tím maximalizovat příjmy a celkovou ekonomickou efektivitu elektrárny.

V následujících částech kapitoly bude vysvětlen rozhodovací algoritmus systému včetně vstupů samotného technickoekonomického modelu. Za účelem přehlednosti bude v této podkapitole vysvětlen pouze matematický výpočet kombinace solárních a větrných zdrojů spolu se zapojením bateriového úložiště. Zbylé referenční scénáře, popsané v šesté kapitole, vycházejí z odvozených vztahů v závislosti na zamýšlenou konfiguraci systému. Výstupem první části modelu je roční příjem z prodeje elektrické energie navolené konfigurace na základě vstupních dat. Ten bude následně využit v rámci ekonomického modelu elektrárny pro další výpočty. Ekonomická část modelu bude podrobněji popsána v druhé části kapitoly.

7.1.1 Stanovení technických vstupů modelu

V předchozí kapitole byly detailně popsány jednotlivé scénáře včetně jejich technického řešení. Cílem této podkapitoly je tedy pouze shrnout relevantní vstupy a jejich úloha při výpočtu a vytváření technického modelu elektrárny. Řídicí algoritmus pracuje s následujícími vstupními daty: hodinová data z výroby větrných a fotovoltaických elektráren, hodinová data cen elektřiny na denním trhu, technické parametry baterie, ztráty při přenosu a provozní limity systému.

Ceny elektřiny na denním trhu

Jak již bylo zmíněno v úvodu kapitoly, základním vstupem pro stanovení řídicí strategie systému jsou hodinové ceny elektřiny na denním trhu. Model tak vychází z marginální ceny elektřiny, která je určena shodou křivek poptávky a nabídky pro každou hodinu. Tato cena může být kladná, nulová nebo i záporná. Vycházím rovněž z předpokladu, že při reálném provozu projektu bude k dispozici předpověď výroby energie založená na počasí alespoň den dopředu, což by mohlo umožnit efektivní využití denních aukcí pro 24 obchodních hodin následujícího dne a v nejlepším případě možnost z nich profitovat.

K tomu, abychom mohli posoudit, zda je daná marginální cena vysoká či nikoliv, je klíčové ji porovnat s trendovými indikátory trhu. Ve své práci budu využívat základní a široce využívané statistické ukazatele jako je SMA, neboli simple moving average, a EMA, neboli exponential moving average. [55] [56]

Jedním z fundamentálních indikátorů pro určení vývoje cenových trendů je SMA, česky jednoduchý klouzavý průměr. Tento statistický ukazatel vychází z principu rovnoměrného vážení cen, kde například pětidenní SMA lze určit jako součet cen v danou hodinu za posledních pět dnů vydělený počtem zahrnutých dat, tedy pěti. Jak již název napovídá, jedná se o průměr, který se

s každým novým dnem aktualizuje, přičemž nejstarší data jsou nahrazena novými, která jsou k dispozici.

$$SMA = \frac{TC_{h,d} + TC_{h,d-1} + TC_{h,d-2} + TC_{h,d-3} + TC_{h,d-4} + TC_{h,d-5}}{5} \quad (1)$$

, kde TC představuje tržní cenu elektřiny

Exponenciální klouzavý průměr, zkráceně EMA , udává větší váhu nejnovějším cenovým údajům díky exponenciálnímu průměrování historických hodnot váhovým členem α . Koeficient lze nastavit tak, aby nedávným informacím přikládal větší nebo menší význam. Ve srovnání s SMA , tak může rychleji reflektovat nedávné pohyby na trzích, jelikož se váha hodnoty exponenciálně snižuje s postupným vzdalováním od aktuálního okamžiku.

$$EMA = \alpha * TC_{h,d} + \alpha * TC_{h,d-1} * (1 - \alpha) + \alpha * TC_{h,d-2} * (1 - \alpha)^2 + \dots + \alpha * TC_{h,d-4} * (1 - \alpha)^4 \quad (2)$$

$$\alpha = \frac{2}{n + 1}$$

, kde TC je tržní cena elektřiny, n je počet pozorování, α je váhový člen

Hodinová data výroby

Další klíčový vstup modelu představují hodinové údaje o výrobě. Data výroby vycházejí ze simulací provozu fotovoltaické a větrné elektrárny na základě slunečního záření, rychlosti větru, technických parametrů a ztrát, geografické polohy výroben, orientace a sklonu panelů.

Technické parametry baterie

Technické specifikace a výběr adekvátního typu baterie byly detailně rozebrány v předchozí kapitole. Pro zajištění bezpečného provozu byly limity kapacity baterie stanoveny na 10 % až 90 %, což má zabránit riziku poškození při extrémním nabíjení či vybíjení. Hlavním úkolem technické analýzy je určení ekonomicky nejvýhodnější kapacity baterie a optimálního poměru mezi jejím výkonem a kapacitou, což bude podrobněji rozvedeno v části věnované technickoekonomickému zhodnocení modelu.

Technické ztráty systému a parametry sítě

Dalším zásadním vstupem modelu jsou účinnosti jednotlivých součástí systému a parametry elektrické sítě. Vzhledem k tomu, že v rámci každé konfigurace vznikají ztráty v transformátoru, které při porovnání nepředstavují zásadní rozdíl, proto tyto ztráty zanedbávám. Jak bylo diskutováno v předchozí kapitole, existují různé možnosti, jak kombinovat zdroje energie s bateriovým úložištěm.

Vygenerovaná energie může být distribuována několika způsoby. Jednou z variant je přímý přenos vyprodukované energie do elektrické sítě, ať už ze solárních panelů nebo větrných turbín. Alternativou je zahájení procesu nabíjení nebo vybíjení, jehož účinnost závisí na aktivní výrobě a konkrétním zapojení systému.

Tabulka 7: Souhrn účinností jednotlivých prvků systému [54] [48]

Položka	Účinnost
$\eta_{m\ddot{e}ni\check{c}}$	97,3 %
$\eta_{st\ddot{r}\acute{i}da\check{c}}$	98,7 %
η_{nab}/η_{vyb}	98,7 %

Výpočet rovněž zohledňuje technická omezení distribuční soustavy na základě proměnné *POI*, neboli point of interconnection. Pokud dojde k překročení limitu výkonu dodávaného do sítě, automaticky dojde k nabíjení baterie, pokud to podmínky dovolují. Analogicky je postupováno i při procesu vybíjení baterie, kdy navzdory cenové indikaci vybíjení je tato energie ponechána v baterii z důvodu omezení dodávky do sítě.

7.1.2 Vývojový diagram

Klíčovou roli v řízení provozu elektrárny představují binární proměnné x_i , y_i a z_i , které jsou definovány pro každou hodinu v roce. Tyto proměnné reprezentují proces akumulace, vybíjení energie a stav, kdy je elektřina dodávána přímo do sítě:

- Proměnná x_i reprezentuje nabíjení baterie. Pokud jsou splněny definované podmínky pro nabíjení, proměnná nabývá hodnoty jedna a dochází tak k nabíjení baterie. V ostatních případech je rovna nule.
- Proměnná y_i reprezentuje vybíjení baterie. Pokud jsou splněny definované podmínky pro vybíjení, y_i je rovno jedné a spouští se proces vybíjení. Jestliže není podmínka splněna, proměnná nabývá hodnoty nula.
- Proměnná z_i se rovná jedné, jakmile je vygenerovaná elektřina dodávána přímo do sítě a nedochází tak k žádné akci ze strany baterie.

Nyní lze specifikovat v jaké posloupnosti se budou jednotlivé procesy odehrávat. Řídicí algoritmus je v první fázi založen na srovnání aktuální tržní ceny elektřiny s klouzavými průměry předešlých dní, což umožňuje zařadit současnou cenu do kontextu. Výpočet pak na základě stanovených vstupních parametrů a importovaných dat probíhá následovně:

1. Iterace – Řídicí algoritmus

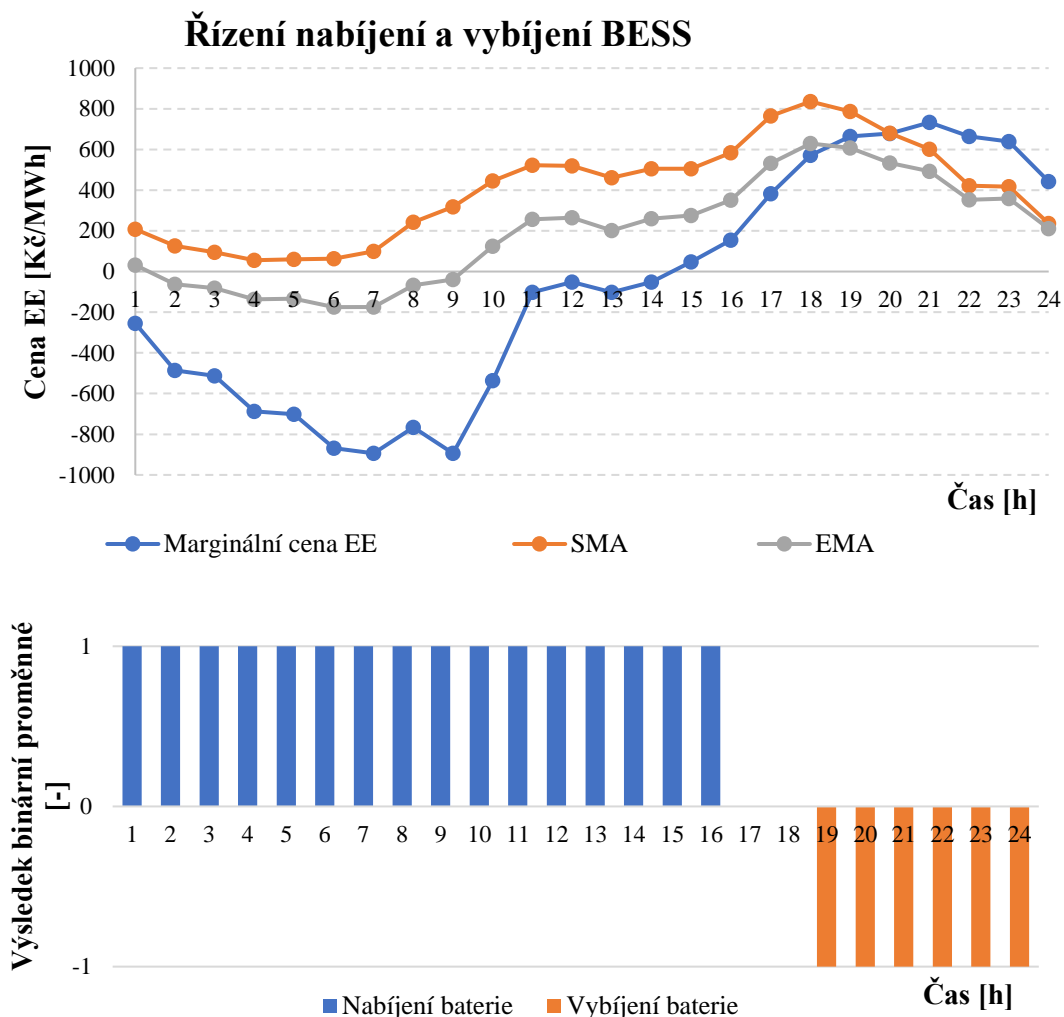
Nejprve je posouzeno, zda aktuální tržní cena TC překračuje nebo je nižší než klouzavé průměry SMA a EMA . Je-li TC vyšší, nebo naopak nižší, a stav baterie odpovídá požadavkům pro nabíjení nebo vybíjení, rozhoduje se o vhodnosti provést daný krok v konkrétní hodině. Výstupem prvního výpočtu je vyhodnocení binárních proměnných, které určují, zda dojde v určité hodině k nabíjení nebo vybíjení baterie, nebo zda bude energie přímo dodána do sítě, což lze kategorizovat do tří následujících stavů:

- Jestliže je aktuální tržní cena TC nižší než vykalkulovaný průměr EMA nebo SMA a zároveň je splněna omezující podmínka pro nabíjení, je vyrobená energie akumulována do baterie nebo v baterii zůstane ($x_i = 1$, $y_i = 0$, $z_i = 0$)
- Jestliže je aktuální tržní cena TC vyšší než průměr EMA nebo SMA a zároveň je splněna podmínka pro vybíjení, dochází k vybíjení baterie. Pokud je v danou chvíli generována energie probíhá souběžně také dodávka energie přímo do sítě ($x_i = 0$, $y_i = 1$, $z_i = 1$)
- Jestliže je aktuální tržní cena TC vyšší než průměr EMA nebo SMA , anebo nejsou splněny technické omezující podmínky pro nabíjení nebo vybíjení, je vygenerovaná energie dodávána napřímo do sítě ($x_i = 0$, $y_i = 0$, $z_i = 1$)

Níže uvedená grafická závislost znázorňuje řídicí proces na základě výše tržní ceny TC ve srovnání s klouzavými průměry SMA a EMA . Pokud je aktuální cena podstatně nižší než pětidenní průměry SMA nebo EMA , což indikuje nižší cenu ve srovnání s historickými údaji, proměnná x_i nabývá hodnoty jedna a započiná proces nabíjení. Během reálného provozu elektrárny však nastávají situace, kdy v rámci dané hodiny dochází k dosažení spodní nebo horní provozní hranice baterie. V takovém případě je množství zbývající energie přeměrováno rovnou do sítě, aby nedošlo

k poškození baterie v důsledku nadměrného zatížení. V 17. a 18. hodině dne lze pozorovat, že obě proměnné nabývají hodnoty nula. Důvodem je dosažení maximální provozní hranice SOC_{max} baterie, kdy se proces nabíjení zastaví, a to i přes cenové signály k nabíjení. Naopak jakmile je cena výrazně vyšší než průměry, což ukazuje vyšší cenu, řídicí proměnná y_i nabývá hodnoty jedna a začíná proces vybíjení baterie.

Graf 7: Grafická interpretace proměnných x_i a y_i řídicích proces nabíjení a vybíjení baterie



2. Iterace – Optimalizace toků energie

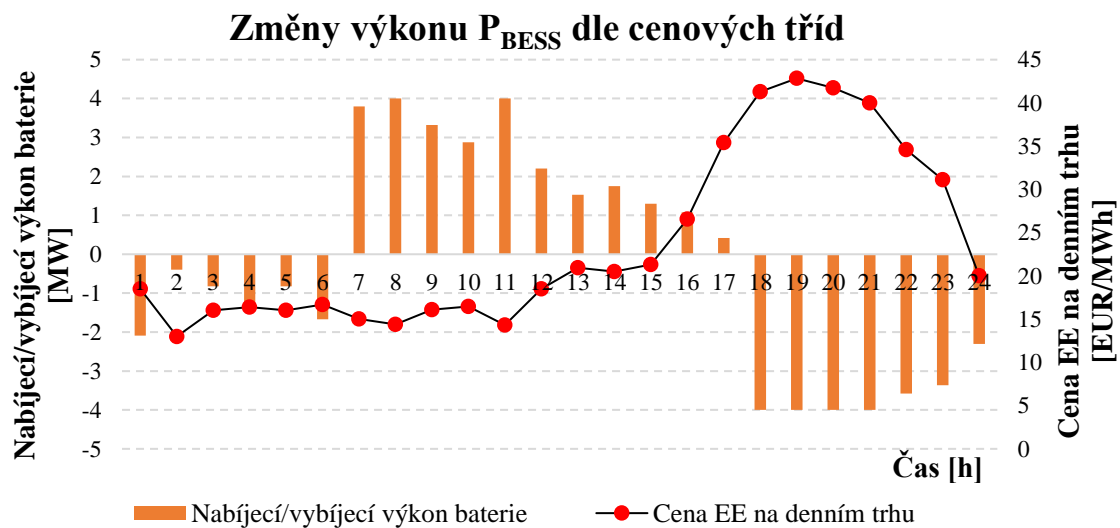
V druhé fázi výpočtu je potřeba se zaměřit na optimální distribuci energie, a to jak do baterie, tak do elektrické sítě, s ohledem na její technické požadavky. Po zahájení procesu nabíjení, resp. vybíjení, se provádí kalkulace vycházející z maximálního výkonu baterie, její dostupné kapacity a aktuální hodinové ceny na trhu. Maximální výkon baterie je stanoven mezi vstupními parametry modelu, zatímco dostupná kapacita baterie je dynamicky přepočítána pro každou hodinu v průběhu roku. Za účelem optimalizace velikosti nabíjecího a vybíjecího výkonu baterie, byla vyvinuta strategie, která dynamicky upravuje výkon v závislosti na aktuální tržní ceně elektrické energie během dne. Tato strategie spočívá v řazení cen každou hodinu během jednoho obchodního dne sestupně od nejvyšší po nejnižší do 24 tříd. To znamená, že třída č.1 je přiřazena nejvyšší ceně daného dne, a třída č.24 ceně nejnižší. Vybíjecí výkon, resp. nabíjecí, je upraven do následujícího vzorce:

$$P_{BESS} \begin{cases} 0,1 * P_{max} & \text{if } k \geq 22 \\ P_{max} - (k - 4) * n * P_{max} & \text{if } 5 \leq k \leq 21 \\ P_{max} & \text{if } k \leq 4 \end{cases} \quad (3)$$

, kde P_{max} je maximální nabíjecí, resp. vybíjecí výkon, k je třída, n je faktor zajišťující lineární snižování, resp. zvyšování výkonu

Vybíjecí výkon pro cenové třídy 4 a nižší, jež představují nejvyšší cenovou úroveň v rámci obchodního dne, odpovídá výkonu P_{max} . Od této oblasti je výkon lineárně snižován postupně po každé kategorii o pět procent. Tento pokles, v případě nabíjení nárůst, je určen hodnotou proměnné n . Jakmile je cena v danou hodinu kategorizována do tříd 22 a vyšší, řadí se mezi nejnižší ceny daného dne a vybíjecí výkon je minimální možný. V případě procesu nabíjení je postup inverzní, tedy pro cenové třídy od 22 je nabíjecí výkon maximální a postupně klesá s každou třídou. Dynamické změny dobíjecího a nabíjecího výkonu vzhledem k třídám jsou znázorněny na následující grafické závislosti.

Graf 8: Změny výkonu P_{BESS} dle cenových tříd



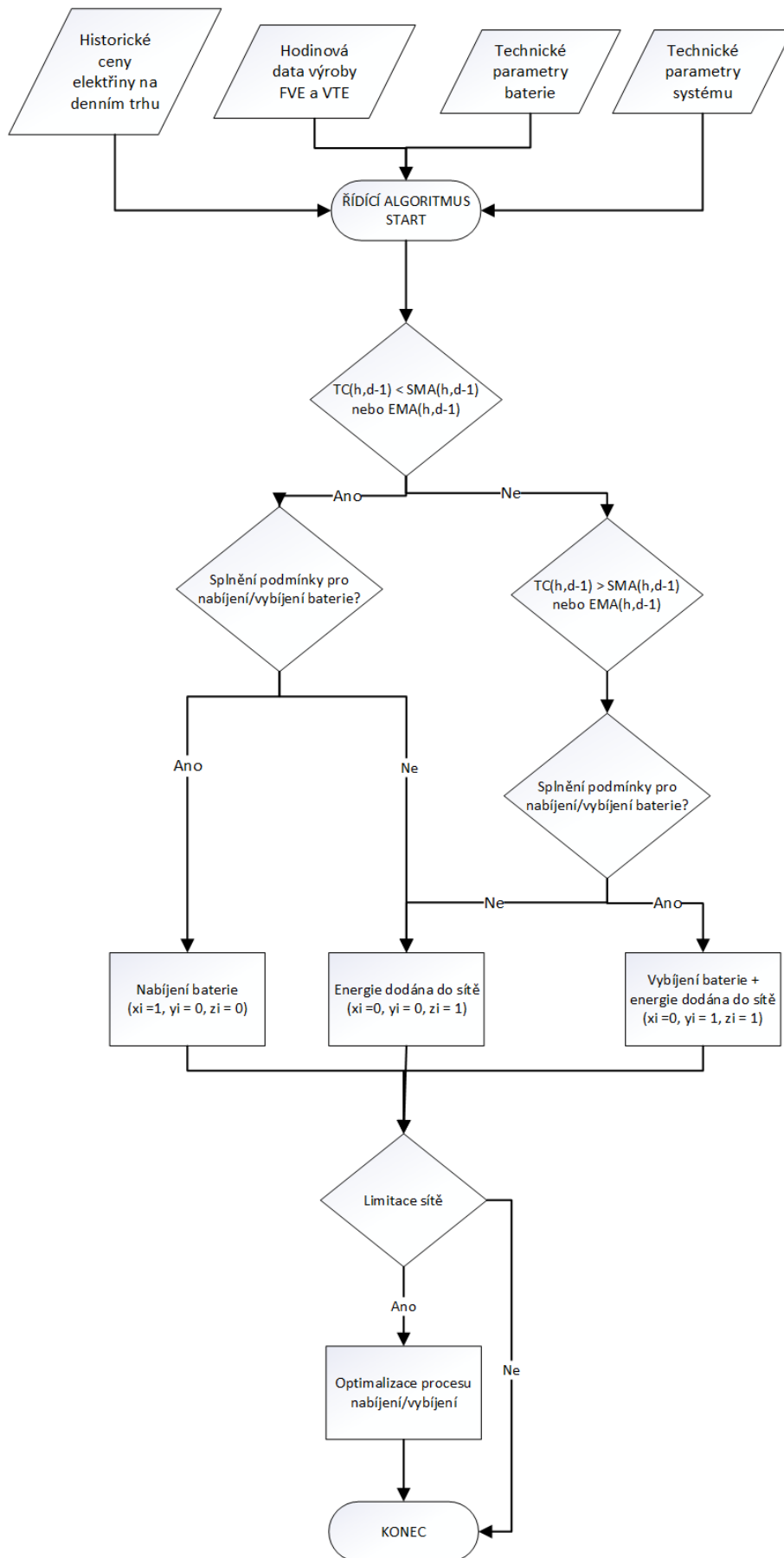
3. Iterace – Feed-in management

Finální fáze výpočtu zahrnuje je tzv. feed-in management, tedy řízení množství energie, které je dodáváno do sítě. V některých případech je nutné brát v úvahu technická omezení místní distribuční soustavy. Každý výrobce má s distributorem dohodnutý určitý rezervovaný výkon dle předpisů o připojení, který nesmí být při dodávkách energie překročen, jinak je vystaven pokutám. Provozovatel distribuční soustavy má rovněž právo vyžadovat dočasné snížení dodávaného výkonu nebo odpojení zařízení v případě, že hrozí riziko pro bezpečný provoz sítě nebo celého systému. Pokud dojde k překročení stanoveného limitu výkonu dodávaného do sítě, automaticky dojde k nabíjení baterie, zda to podmínky dovolují. Analogicky je postupováno i při procesu vybíjení baterie, kdy navzdory cenové indikaci vybíjení je tato energie ponechána v baterii z důvodu omezení dodávek do sítě.

Vývojový diagram

Následující schéma ilustruje proces řízení elektrárny za pomoci vývojového diagramu, kde kosočtverec představuje větvení postupu v závislosti na splnění dané podmínky a obdélník symbolizuje počátek dílčí krok modelu a šipky ukazují směr toku informací a rozhodnutí.

Obrázek 26: Vývojový diagram technické části modelu



7.1.3 Matematická formulace modelu

Předmětem této části kapitoly je uvedení jednotlivých výpočetních vztahů technického modelu. Pro zachování přehlednosti představím dílčí kroky výpočtu ve stejném pořadí jako ve vývojovém diagramu.

Baterie

V případě, že je tržní cena porovnána s klouzavými průměry, dle vzorce č.1 a č.2, a je vyhodnoceno nabíjení či vybíjení na základě cenového signálu, je dále nutné vyhodnotit, zda je baterie ve vhodném stavu pro nabíjení a vybíjení. Podmínka je matematicky definována:

$$SOC_{min} * C_{BESS} \leq SOC_t \leq SOC_{max} * C_{BESS} \quad (4)$$

, kde SOC_t je stav nabití baterie, C_{BESS} je kapacita baterie, SOC_{max} maximální provozní stav baterie nabití, SOC_{min} je minimální pracovní stav baterie

Další provozní podmínky baterie zamezují, aby docházelo k nabití či vybití ve stejnou chvíli, a aby aktuální výkon nabíjení nebo vybíjení baterie P_{BESS} byl limitován maximálním výkonem P_{max} závislém na typu baterie.

$$x_i + y_i \leq 1 \quad (5)$$

$$-P_{max} \leq P_{BESS} \leq P_{max} \quad (6)$$

Výsledek řídicích proměnných x_i a y_i umožňuje kvantifikovat množství energie během nabíjecích a vybíjecích cyklů baterie, jak je uvedeno v rovnicích č.7 a č.8. První rovnice vyjadřuje nabíjecí výkon baterie pro konkrétní hodinu h a den d . Vzorec zohledňuje optimalizovaný výkon nabíjení nebo vybíjení na základě cenových tříd, a volí menší hodnotu mezi energií vygenerovanou v dané hodině a zbývající kapacitou baterie, což determinuje množství energie, které je ještě možné do baterie uložit, aby nedošlo k jejímu poškození.

$$Nab_{h,d} = x_i * \mu_{nab} * \min(FVE_{h,d} + VTE_{h,d}, SOC_{max} - SOC_{t-1}, P_{BESS,h,d}) \quad (7)$$

$$Vyb_{h,d} = y_i * \mu_{vyb} * \min(SOC_{t-1} - SOC_{min}, P_{BESS,h,d}) \quad (8)$$

Aktuální stav nabití baterie SOC_t je včetně míry samovybíjení následně popsán vztahem:

$$SOC_t = SOC_{t-1} * (1 - \sigma) + Nab_{h,d} - Vyb_{h,d} \quad (9)$$

V případě, že v určité hodině baterie dosáhne své maximální nebo minimální provozní kapacity, je jakákoli nadbytečná energie dodávána přímo do sítě. Jestliže cena energie naznačuje, že vybíjení

baterie je ekonomicky výhodné, dochází k jejímu vybíjení a prodává se tak akumulovaná energie. Pokud se objeví riziko překročení provozních limitů baterie během nabíjecího cyklu, nabíjení je přerušeno a veškerá přebývající energie je odeslána do sítě. Tyto operace jsou popsány proměnnou $P_{sit,h,d}$ v rovnici:

$$P_{sit,h,d} \begin{cases} Vy_{b_{h,d}} + FVE_{h,d} + VTE_{h,d} & \text{if } z_i = 1 \wedge y_i = 1 \\ FVE_{h,d} + VTE_{h,d} & \text{if } z_i = 1 \wedge y_i \neq 1 \\ BESS_{přebytek,h,d} & \text{if } x = 1 \wedge soc_{min} * C_{BESS} \geq SOC_t \geq soc_{max} * C_{BESS} \end{cases} \quad (10)$$

Feed-in management

Posledním krokem výpočtu je tzv. feed-in management, tedy řízení množství energie, které je dodáváno do sítě. Jakmile nastane situace, že výkon překračuje tuto hranici, dochází k nabíjení baterie, pokud to podmínky dovolují, nebo k dočasnému snížení kapacity výroben energie, v době, kdy je nabídka vyšší než poptávka. Níže uvedený vzorec definuje množství energie nabité do baterie.

$$P_{o,BESS,h,d} \begin{cases} \mu_{nab} * \min(SOC_{max} - SOC_{t-1}, P_{BESS,h,d}, P_{max}) & \text{if } soc_{min} * C_{BESS} \leq SOC_t \leq soc_{max} * C_{BESS} \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (11)$$

Výpočet se skládá z několika fází. Úvodním krokem je ověření, zda jsou splněny podmínky pro nabíjení, a to s ohledem na prevenci současného nabíjení a vybíjení, a zda SOC_{t-1} je v optimálním rozmezí. V případě, že tyto podmínky nejsou splněny, je nabíjecí výkon nastaven na nulu. Je-li nabíjení možné, upravuje se nabíjecí výkon na základě nejmenší hodnoty z dostupné kapacity baterie, nutného omezeného výkonu P_o a maximálního nabíjecího výkonu, což determinuje množství energie, které je ještě možné do baterie uložit, bez rizika jejího poškození.

Analogicky je postupováno i při procesu vybíjení baterie, kdy navzdory cenové indikaci vybíjení je tato energie ponechána v baterii z důvodu omezení dodávky do sítě. V podstatě se jedná o úpravu vzorce dobíjení z rovnice č.8 na základě limitu sítě POI :

$$Vy_{b_{h,d}}^* = y_i * \mu_{vyb} * \begin{cases} \min(SOC_{t-1} - SOC_{min}, P_{BESS,h,d}) & \text{if } (FVE_{h,d} + VTE_{h,d} + Vy_{b_{h,d}}) \leq POI \\ \max(0, \min(SOC_{t-1} - SOC_{min}, POI - (FVE_{h,d} + VTE_{h,d}), P_{BESS,h,d})) & \text{otherwise} \end{cases} \quad (12)$$

Nejprve se posuzuje, zda kombinovaná výroba solární a větrné energie spolu s plánovaným vybíjecím výkonem je v mezích omezení sítě charakterizovanému veličinou POI . Pokud ano, výpočet je totožný s rovnicí č.8. Pokud součet přesáhne limit, je upraven vybíjecí výkon, aby byl zajištěn soulad s omezeními POI .

Příjem z prodeje elektřiny

Na základě vstupních dat je výstupem popsaného technického modelu v dané hodině daného dne příjem z prodeje elektrické energie na základě navolené konfigurace. Ten bude následně využit v rámci ekonomického modelu elektrárny pro další výpočty.

$$\text{příjem z prodeje } EE_{h,d} = z_i * (FVE_{h,d} + VTE_{h,d}) * TC_{h,d} + y_i * Vyb_{h,d}^* * TC_{h,d} + BESS_{\text{přebytek}} * TC_{h,d} \quad (13)$$

7.2 Ekonomická část modelu

V předešlé části kapitoly byl představen výpočetní algoritmus navržený k řízení výroby z větrných a solárních zdrojů s využitím bateriového úložiště s cílem maximalizace výnosů z prodeje elektrické energie. Výstupem první části modelu je roční příjem na základě zvolených technických vstupů modelu, včetně hodinových dat z výroby větrných a fotovoltaických elektráren, cenových údajů z denního trhu s elektřinou, technických parametrů baterie, vzniklých ztrát během přenosu a provozních limitů systému.

Náplň této kapitoly spočívá v popisu jednotlivých vstupních předpokladů ekonomické části modelu, který zahrnuje jak faktory ovlivňující výdajovou, tak i příjmovou stránku projektu.

7.2.1 Stanovení ekonomických vstupů modelu

Pro ekonomické zhodnocení projektu je zásadní analyzovat provoz a výstavbu z ekonomického hlediska na základě specifické konfigurace systému. Výdaje, resp. náklady, lze rozdělit do následujících kategorií: investiční výdaje zahrnující pořizovací výdaje na technologie a stavební práce projektu, provozní výdaje, pokrývající výdaje na pravidelnou údržbu a servis elektrárny a reinvestice vynaložené na výměnu zařízení během životnosti projektu.

Na trhu s energií se tržby elektrárny mohou v různých situacích a v závislosti na poskytované službě značně lišit. Výrobci mají možnost uzavírat bilaterální smlouvy, PPA kontrakty, nebo participovat na organizovaných trzích. Následně lze pak uzavírat kontrakty na termínovaných trzích na delší časové horizonty jako například futures a forwards, za účelem ochrany před nepředvídatelnou volatilitou cen, nebo obchodovat na krátkodobých trzích s dodávkou v řádu dní až hodin předem. Integrací bateriového úložiště se naskytuje možnost poskytování podpurných služeb provozovatelům přenosové soustavy, což může představovat další formu příjmu.

Hlavním cílem diplomové práce je vyhodnotit, efektivní kombinaci výroby různých typů vyrobené elektrické energie a prozkoumání výhodnosti integrace bateriového úložiště za účelem regulace dodávky vyrobené energie, maximalizace využitelnosti přípojného bodu, uskladnění elektrické energie v době, kdy je cena nízká, a využití uskladněné elektřiny v době, kdy je cena vysoká. Proto budu vycházet primárně z příjmů vygenerovaných obchodováním na denním trhu.

7.2.1.1 Vstupy modelu ovlivňující výši výdajů

Investiční výdaje

Cílem navrženého modelu je nalezení ekonomicky nejvýhodnějšího řešení. Klíčovým vstupem při zhodnocení tak rozsáhlého projektu, jako je výstavba elektrárny, jsou investiční výdaje. K jejich určení jsem využil informace z dostupných materiálů a studií zabývajících se touto problematikou. Výsledné hodnoty pak byli případně korigovány dle aktuálně dostupných informací a obecných předpokladů ohledně vývoje cen investičních nákladů v EU.

Vzhledem k dlouhodobému horizontu výstavby a provozu projektu je možné, že během přípravné a realizační fáze dojde k nečekaným nárůstům cen materiálu a různých komponent na trhu. Z toho důvodu byl definován koeficient k_{inv} respektující možné cenové fluktuační. Vliv změn na celkové investiční výdaje bude podrobněji prozkoumán v kapitole věnované citlivostní analýze.

Tabulka 8: Položkový rozpad měrných investičních výdajů projektu (zaokrouhleno na mil. Kč) [38] [53] [57]

Položka	Jednotka	Hodnota
VTE technologie	mil. Kč/MW	24,42
Technologická část	mil. Kč/MW	22,4
Stavební část	mil. Kč/MW	1,9
FVE technologie	mil. Kč/MW	14,33
Technologická část	mil. Kč/MW	13,3
Technologická část (AC strana)	mil. Kč/MW	3,2
Technologická část (DC strana)	mil. Kč/MWp	10,1
Stavební část	mil. Kč/MW	0,9
BESS technologie	mil. Kč/MWh	5,07
Kapacita baterie	mil. Kč/MWh	4,8
Stavební část	mil. Kč/MWh	0,2
Systém řízení	mil. Kč/MW	0,1
Vyvedení výkonu	mil. Kč/MW	1,5

Celkové investiční výdaje dané technologie jsem rozdělil na dvě hlavní části, technologickou a stavební. V případě fotovoltaické elektrárny rozlišuji v rámci technologické části investičních výdajů dvě části, a to AC a DC část. První složka obsahuje výdaje na ochranné prvky, elektrické stanice, střídače, AC kabeláž a výdaje vynaložené na propojení jednotlivých částí. Na DC straně jsou to výdaje na fotovoltaické panely, kabeláž, nosné konstrukce a další. V případě větrné elektrárny celková cena sestává z komponent jako jsou rotor, lopatky, měnič, kabeláž, převodovka, generátor, měnič výkonu, gondola a věž.

Nejsložitěji ocenitelným prvkem celé elektrárny je bateriové úložiště, jehož cena na trhu je aktuálně poměrně nestabilní a závisí na typu a načasování cenové nabídky, což komplikuje přesnější určení jeho cenového rozmezí zmíněné komponenty. Cena bateriového úložiště, podobně jako u technologií FVE a VTE, se skládá z několika složek, a to konkrétně kapacity baterie, systému řízení a stavební části ceny. Stavební část u této technologie představuje menší část celkové částky, a to zejména z toho důvodu, že je baterie sestavena ve výrobním závodě a poté pouze převezena a instalována na místě.

Stavební část obecně zahrnuje položky jako stavební povolení, úpravy terénu, práce na staveništi, zavedení komunikace, potenciálně oplocení a zabezpečení areálu, režijní náklady a případné vedlejší náklady. Výdaje související s přípravnou fází projektu jsem rovněž zařadil do této oblasti. Zde spadají výdaje na zřízení licence, povolení, řízení výstavby, zpracování studie proveditelnosti včetně technické dokumentace, vývoje a návrhu. Stavební část ceny u různých technologií se může lišit, jakmile je výstavba nebo příprava realizována paralelně s využitím kombinace různých zdrojů energie. Tato problematika a způsob nacenění budou dále diskutovány v osmé kapitole věnující se zhodnocení konkrétních typů elektráren. Výdaje vynaložené na vyvedení výkonu obecně zahrnují instalace transformátorů, rozvoden a připojení k místní distribuční nebo přenosové soustavě.

Provozní výdaje

Mezi další vstup ovlivňující výši výdajů se řadí provozní výdaje. Vzhledem k absenci palivových výdajů u větrných a solárních elektráren je primární složkou těchto výdajů pravidelná údržba a servis elektráren a jejich komponentů potřebná pro dlouhodobý provoz.

Obecně se doporučuje servisní údržbu fotovoltaických elektráren provádět každé dva roky. Údržba zahrnuje kontrolu spojů a solárních panelů, stavu přepěťových ochranných a pevnosti zakotvení panelů. Stejně tak pro bezporuchový provoz větrných elektráren je pravidelná údržba klíčová. Zaměřuje se zejména na kontrolu pohyblivých částí včetně převodovky, lopatek, rotoru a dalších částí, především v oblasti strojovny. Pravidelná údržba rovněž zahrnuje ochranu proti korozi a nahrazování opotřebených dílů. Měrné provozní výdaje spojené s jednotlivými technologiemi jsou shrnuty v následující tabulce:

Tabulka 9: Měrné provozní výdaje projektu [38] [53] [57]

Položka	Jednotka	Hodnota
V_{FVE}	Kč/rok	266 000
V_{VTE}	Kč/rok	406 000
V_{BESS}	Kč/rok	109 350

, kde V_{FVE} představují výdaje na údržbu a servis FVE za MW_p, V_{VTE} představuje výdaje na údržbu a servis VTE za MW a V_{BESS} výdaje na údržbu a servis BESS za MWh

Odpisy

Vzhledem k velké kapitálové náročnosti celého projektu představují daňové odpisy významnou položku ovlivňující celkové náklady. V rámci ekonomické části modelu jsou odpisy pro každou konfiguraci vypočteny metodou lineárního i zrychleného odpisování podle klasifikace hmotného majetku do opisových dle zákona č.586/1992 Sb.

Technologická část investičních výdajů větrné elektrárny jsou klasifikovány do čtvrté odpisové skupiny s dobou odepisování ve výši dvaceti let. Pravidla pro odepisování solární elektrárny jsou stanovena novelou zákona o daních z příjmu č. 346/2010 Sb, jenž určuje rovnoměrné odpisování technické části po dobu 240 měsíců. [58] Vzhledem k tomu, že je elektrárna umístěna na nezastavěné ploše, celá technologická část včetně nosné konstrukce a kabelů spadá do čtvrté odpisové skupiny. Dlouhodobý hmotný majetek bateriového úložiště byl zařazen do třetí odpisové skupiny (baterie a akumulátory) s minimální dobou odepisování pěti let.

Stavební část obou typů elektráren byla zařazena do čtvrté odpisové skupiny. Po konzultaci s vedoucím práce bylo rozhodnuto stanovit odepisování stavební části ve výši 20 % z celkové částky a odepisování technologické části obou elektráren v celém rozsahu.

Daň z příjmů

Daňová sazba byla stanovena na úroveň 21 % v souladu s aktuální sazbou daně z příjmu právnických osob dle zákona č. 586/1992 Sb. Zároveň jsem zavedl předpoklad, že tato procentuální sazba zůstane konstantní po celou dobu provozu projektu.

Reinvestice

Investiční horizont byl stanoven na dobu 30 let, což odpovídá obecně uvažovanému investičnímu horizontu při hodnocení projektů fotovoltaických a větrných elektráren. Jak bylo uvedeno v šesté kapitole, je nutné zohlednit potřebu výměny určitých součástí systému v průběhu doby provozu elektrárny kvůli jejich omezené životnosti. Mezi tyto komponenty jsou zařazeny měniče, střídače, baterie a větrné jednotky. Při modernizaci větrné jednotky se obvykle modernizují převodovky, hlavní hřídele, hlavní ložiskové sestavy nebo jiné vnitřní součásti gondoly novou technologií, přičemž se nadále používají stávající věže a základy. Zde opět uvádím časová období, během kterých se očekává výměna těchto elektronických komponent:

Tabulka 10: Doba životnosti komponent elektrárny vyžadující výměnu

Položka	Označení	Doba životnosti
Střídač	$T_{střídač}$	15 let
Měnič	$T_{měnič}$	15 let
Baterie	T_{BESS}	10 let

K určení odpovídajících reinvestičních výdajů v čase výměny se budu opírat o cenové hladiny uvedené v tabulce č.7, konkrétně výměnu fotovoltaického střídače a měniče ve výši **500 000 Kč/MW**, bateriového úložiště **4 969 350 Kč/MWh**. U všech uvedených cen předpokládám eskalaci o inflaci za příslušnou dobu.

Na konci teoretické životnosti větrné elektrárny je třeba rozhodnout, zda projekt zcela ukončit, pokračovat v provozu nebo přistoupit k modernizaci výměnou starých strojů a komponentů. Vzhledem k tomu, že odhad, které a kolik součástí bude třeba opravit či zcela vyměnit v tak dlouhém časovém horizontu je těžko predikovatelný, byl uvažován nárůst provozních nákladů o 10 %, a k tomu degradaci větrné turbíny v posledních 5 letech provozu. V příloženém modelu je možné doplnit částku pro budoucí reinvestice dle aktuálního stavu projektu.

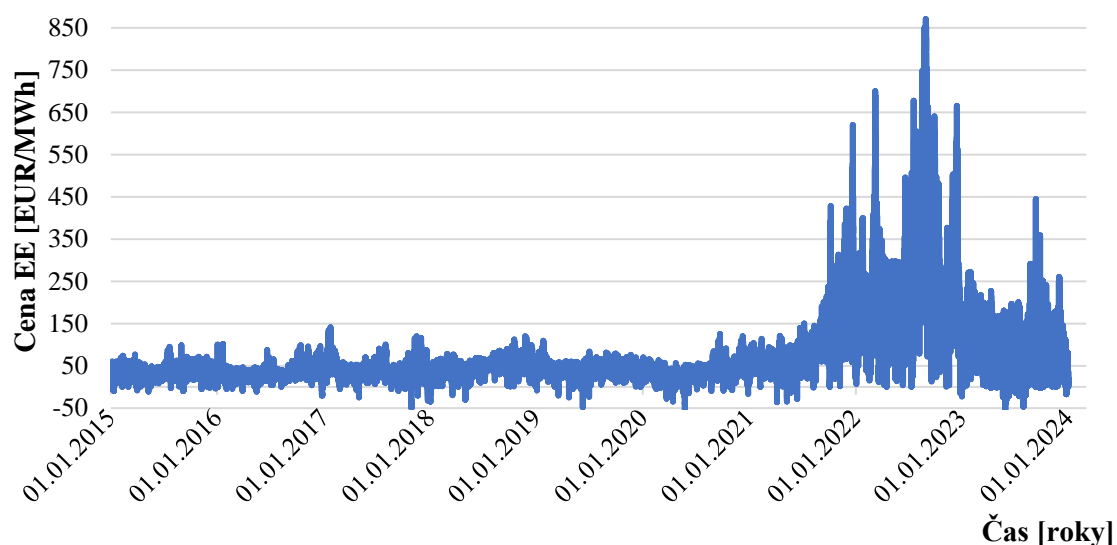
7.2.1.2 Vstupy modelu ovlivňující výši příjmů

Příjem z prodeje elektrické energie

Níže uvedený graf má za cíl graficky znázornit vývoj cen elektřiny na denním trhu za poslední období. Data byla stažena z veřejně dostupných cen, publikovaných OTE, a.s. [59]

Graf 9: Vývoj cen elektřiny na denním trhu v období 2015-2023 (vlastní zpracování dle [59])

Vývoj cen elektřiny na denním trhu v období 2015-2023



Začátkem roku 2020 svět zasáhla pandemie COVID-19, která však příliš neovlivnila pokles cen elektřiny. Cena elektřiny se nejprve mírně snížila v důsledku uzavření ekonomiky a omezení každodenního života. Na začátku roku 2021 s obnovením ekonomiky cena stoupla, ale tento skok nebyl v kontextu pozdějších událostí tak výrazný. V roce 2022 došlo k další eskalaci cen vlivem Ruské invaze na Ukrajinu a s tím spojené ceně plynu. Vysoké ceny byly také způsobeny odstavením více než poloviny bloků francouzských jaderných elektráren kvůli údržbě. Důležité je zmínit i výrazné sucho, které Evropu v tomto roce sužovalo, což vedlo k nízké produkci vodních elektráren a obtížnějšímu chlazení zmíněných elektráren. V roce 2023 pokračuje trend klesajících cen ve srovnání s rekordním rokem 2022 a postupné ustávání energetické krize.

S ohledem na velkou nepřesnost a vysokou náročnost předpovídání budoucího vývoje hodinových cen na denním trhu jsem se rozhodl využít historické ceny před událostmi, které výrazně ovlivnily trh s elektřinou. Abych tedy předešel zkreslení výsledků příjmů z prodeje elektrické energie zvýhodňující určitý typ konfigurace výběrem konkrétního roku nebo omezeného časového úseku, rozhodl jsem se uvažovat provoz pro pětileté období od roku 2015 do roku 2019. Rovněž předpokládám, že roční příjem z prodeje elektrické energie bude v příštích letech provozu eskalován o míru inflace.

Navzdory zmíněnému výběru pětiletého období však nezanevřu na vývoj a události posledních let. Vliv cenových trendů a změn cen energií na hodnocení projektů podrobně prozkoumám v rámci citlivostní analýzy a ve závěrečné části kapitoly 8, zaměřené na konkrétní projekt. Zároveň model umožňuje aplikaci libovolných hodinových cen elektrické energie a lze jej tedy využít i v případě budoucího zpřesnění predikce hodinových cen.

Dotace

Pokud projekt vyhovuje stanoveným kritériím, lze pokrýt část počátečních investičních výdajů dotací. Vzhledem k tomu, že je zvažována výstavba jak fotovoltaického, tak větrného zdroje energie je potřeba nejprve provést analýzu vypsání dotačních programů pro oba jmenované zdroje.

Program Modernizační fond poskytuje podporu pro výstavbu fotovoltaických elektráren prostřednictvím několika výzev. S ohledem na zamýšlené projekty fotovoltaických elektráren v rozsahu jednotek až desítek MWp bylo nutné vybrat odpovídající podpůrný program. Pro instalace

nových fotovoltaických elektráren o instalovaném výkonu nad jeden MWp je určena výzva MODF – RES+ č.2/2024 dostupná ze zdroje [60]. Pro získání finanční podpory jsou stanoveny klíčové podmínky, které jsou uvedeny v následujících bodech:

- Dotace může pokrývat až 50 % celkových výdajů projektu, přičemž projekt musí být realizován nejpozději do 5 let od doby schválení.
- FVE nesmí být vystavěna na plochách zemědělského původu.
- Rezervovaný výkon odběrného místa uvedený ve smlouvě o připojení výrobní DS/PS dosahuje maximálně 80 % instalovaného výkonu FVE.
- Podpora pro bateriové úložiště je poskytována pouze v případě, kdy zařízení přijme minimálně 75 % své energie z přímo připojené FVE. Bateriové úložiště musí rovněž vyhovět kritériu, kde jeho využitelná kapacita se pohybuje v rozsahu mezi minimem 20 % a maximem 60 % z teoretické hodinové výroby při instalovaném špičkovém výkonu FVE.

Žadateli je určena výše podpory na základě maximálně uznatelných nákladů jednotky instalovaného výkonu P_{inst} a kapacity C_{BESS} dle vzorce:

$$Jedn. dotace_{FVEmax} = 0,3 * (-1\ 283 * \ln(P_{inst}) + 32\ 182) \quad (14)$$

$$Jedn. dotace_{BESSmax} = 0,3 * (-1\ 230 * \ln(C_{BESS}) + 25\ 460) \quad (15)$$

Čerpání dotace pro výstavbu větrné elektrárny představuje větší výzvu, a to jak kvůli omezenému počtu vypsání dotačních programů, tak i kvůli dlouhodobému plánování a samotné realizaci projektu. Po analýze dotačních programů jsem narazil na dotační program OP TAK, který podporuje výrobu a distribuci energie z obnovitelných zdrojů. Nicméně možnost podat žádost na výstavbu větrných elektráren byla předčasně ukončena již 31.8.2023, přičemž vyhlášení nové výzvy s upravenými podmínkami poskytovatel plánuje opět na rok 2024. Vzhledem k nedostatku konkrétních informací a podmínek tohoto dotačního programu jsem se rozhodl investiční dotaci v rámci plánování výstavby větrné elektrárny neuvažovat.

Na podporu výstavby větrných elektráren se rovněž vypisují aukce, ve kterých má projekt možnost vysoutěžit provozní podporu ve formě fixní ceny, která je dle stávajících podmínek stanovena na maximální částku 3 500 Kč/MWh. Principiálně to funguje tak, že předkladatel nabídky uvede nabízenou výši referenční aukční ceny v Kč/MWh a referenční cena 3 500 Kč/MWh je porovnána v době provozu s hodinovou cenou na denním trhu. V případě, že je cena na trhu vyšší než referenční, platí výrobce rozdíl operátorovi trhu a jakmile je cena nižší, platí operátor trhu rozdíl výrobcí.

7.2.2 Parametry ekonomického zhodnocení

Míra inflace

Klíčovým faktorem pro ekonomické vyhodnocení projektu je vývoj inflace během let provozu. V nedávné době dosáhly inflační sazby vysokých hodnot, například v roce 2023 činila inflace téměř 11 %. Proto může být zavádějící předvídat vývoj inflace na základě předchozích údajů a může tak vést k chybným závěrům. Z toho důvodu jsem se rozhodl vycházet z aktuální prognózy České národní banky, podle kterých se předpokládá snížení míry inflace na 2,6 % v letošním roce a na 2 % do roku 2025. Pro další roky fungování elektrárny budu předpokládat, že inflace bude odpovídat inflačnímu cíli ČNB, stanovenému na 2 %. [61]

Diskontní sazba

Pro ekonomické zhodnocení investic jako je výstavba a provoz elektrárny hraje klíčovou roli volba diskontní sazby. V praxi je běžné, že podniky k tomuto zhodnocení využívají jako diskontní sazbu hodnotu WACC. Tato sazba odráží riziko investice a současnou úroveň zadlužení společnosti financující projekt. Je důležité upozornit na to, že používání stálé hodnoty WACC po celou dobu životnosti projektu může být problematické, protože se zadlužení firmy a s ním i hodnota WACC mohou časem měnit. Dalším problémem je, že WACC odráží celkové riziko podnikání společnosti ČEZ ESCO, ne však konkrétní riziko dané výstavby elektrárny, což může mít negativní dopad například na fázi o rozhodování realizace projektu. Přestože jsem si vědom zmíněných omezení, rozhodl jsem se pro použití WACC jako diskontní sazby pro hodnocené projekty dle rovnice:

$$WACC = r_e * \frac{E}{D + E} + r_d * \frac{D}{D + E} * (1 - \tau) \quad (16)$$

Pro určení nákladů na vlastní kapitál je zapotřebí nejprve stanovit hodnotu koeficientu β a tržní rizikovou prémie. Bezrizikový výnos reprezentuje výnos dlouhodobého státního dluhopisu České republiky emitovaného v roce 2024 s výnosem 3,8 % [62]. MRP (tržní riziková prémie) byla stanovena na základě údajů z portálu Damodaran pro podnikání na území České republiky ve výši 5,48 %. Pro určení míry tržního rizika β je potřeba rozlišovat sektor, ve firmě podniká. Společnost ČEZ ESCO podniká v rámci energetického sektoru v oblasti „Green and renewable energy“, pro který v roce 2024 nezadlužený koeficient β_U činí 0,53. [63]

$$\beta_L = \beta_U * [1 + (1 - \tau) * \frac{D}{E}] = 0,53 * [1 + 0,79 * 1,59] = 1,19 \quad (17)$$

Po přepočtení dle poměru vlastního a cizího kapitálu, přičemž poměr D/E činí 1,59, dle [64], přičemž zadlužená beta činí 1,19. Nyní lze určit náklady na vlastní kapitál dle vzorce:

$$r_e = r_f + \beta \cdot MRP \quad (18)$$

Po dosazení do rovnice náklady vlastního kapitálu činí 10,37 %.

Vstupní hodnoty pro výpočet váženého průměru nákladu kapitálu jsou shrnuty v následující tabulce:

Tabulka 11: Vstupní parametry pro výpočet WACC

Ekonomický parametr	Označení	Hodnota
Diskont (dle CAPM)	r_e	10,37 %
Náklady na dluh před zdaněním (dle ČNB [65])	r_d	5,25 %
Vlastní kapitál	E	0,38
Cizí kapitál	D	0,62
Daň	τ	21 %

Po dosazení uvedených hodnot a parametrů WACC činí **6,54 %**.

Vývoj měnového kurzu CZK/EUR

Vzhledem k tomu, že cenové hladiny materiálu a komponent potřebným ke stavbě elektrárny byly často čerpány ze zahraničních studií je nutné vycházet z co možná nejpřesnějšího měnového kurzu pro přepočet jednotlivých cenových hladin. Vývoj byl určen na základě prognózy ČNB uveřejněné k datu 8.2. 2024 na budoucí tři roky. [61]

Tabulka 12: Vývoj měnového kurzu EUR/CZK

Rok	2023	2024	2025	Průměr
Měnový kurz (CZK/EUR)	24	24,6	24,3	24,3

Vývoj kurzu CZK/USD byl určen na základě průměru měsíčních historických dat roku 2023, jelikož prognózu konkrétního měnového kurzu ČNB neuvádí. [66] Průměrné hodnoty považují za směrodatný a budu ho uvažovat za neměnný až do roku 2053. Rovněž neuvažují přechod české ekonomiky na odlišnou měnu.

8 Zhodnocení navrženého systému

Cílem této kapitoly je hodnocení projektů na základě vymezených scénářů v šesté kapitole a návrh a diskuse optimální dimenze elektráren. Aby bylo možné stanovit dimenze jednotlivých projektů rozhodl jsem se zavést předpoklad sjednaného síťového limitu v místě připojení 10 MW. V praxi lze tento parametr flexibilně upravovat na základě specifik konkrétního projektu, jelikož představuje jeden z klíčových vstupů pro technickoekonomický model.

V další části kapitoly bude popsán provoz elektrárny včetně ekonomického zhodnocení dílčích projektů. Vzhledem k často nepředvídatelným podmínkám během přípravné fáze a realizace projektu je nezbytné identifikovat klíčové vstupy modelu a technické parametry s potenciálně největším dopadem na celkové hodnocení projektu. Z toho důvodu je druhá část kapitoly zaměřená zejména na zkoumání dopadu změn technickoekonomických vstupů na výsledek.

8.1 Dimenzování elektráren

Projekt obou typů elektráren lze obecně rozdělit do tří hlavních fází: vývoj a plánování, přípravné práce a výstavba, a provoz.

V počáteční fázi projektu musí investor přistoupit k výběru a posouzení lokality. Následuje fáze vypracování studií proveditelnosti a připojitelnosti, které jsou určeny k prověření bezpečnost a spolehlivost sítě pro připojení elektrárny. Poté mohou nastat přípravy projektové dokumentace, získání potřebných povolení, zápis do územního plánu obce a dalších nezbytných dokumentů pro výstavbu. Doba trvání této fáze se liší dle konkrétních parametrů projektu, nicméně obvykle se odhaduje na tři až pět let pro fotovoltaické elektrárny a pět až sedm let pro větrné elektrárny.

V další fázi projektu probíhá územní a stavební řízení, kde investor obdrží rozhodnutí o umístění stavby a řešení podmínky pro její realizaci. Před samotnou výstavbou je potřeba provést úpravy terénu a přípravné práce, na které následně navážou samostatné stavební práce, zkušební provoz a testování. Tato fáze obvykle trvá jeden až dva roky pro větrné elektrárny, a u fotovoltaické elektrárny o výkonu do 10 MWp běžně do jednoho roku, kde samotná výstavba zabere přibližně půl roku a zbylého půl roku je věnováno testování a zkouškám.

Po dokončení stavebních prací začíná provoz samotné elektrárny. Provozní doba elektrárny je uvažována ve výši, přičemž v průběhu provozu budou prováděny reinvestice do bateriového úložiště, měničů a modernizace větrné jednotky. Pro potřeby této práce jsem také přijal zjednodušující předpoklad nulové zbytkové hodnoty elektráren a jejich součástí po skončení životnosti.

Optimální dimenze

Na základě vstupů definovaných v sedmé kapitole lze pomocí výpočetního modelu určit optimální dimenze elektrárny za účelem maximalizace čisté současné hodnoty projektu s ohledem na specifická omezení. Parametry jednotlivých elektráren jsou shrnuty v následující tabulce:

Tabulka 13: Shrnutí optimální dimenze elektráren (bez započtení dotace)

Položka	FVE + BESS	VTE + BESS	FVE + VTE	FVE + VTE + BESS
Přehled				
Celkový jmenovitý výkon elektrárny	10 MW	10 MW	17,6 MW	17,6 MW
Koeficient využití rezervovaného výkonu	12,42 %	29,3 %	41,08 %	
Poměr FVE/VTE	-	-	1	1
Větrná elektrárna				
Instalovaný výkon	-	10 MW	10 MW	10 MW
Počet větrných jednotek	-	2 ks	2 ks	2 ks
Fotovoltaická elektrárna				
Instalovaný výkon	13,3 MWp	-	10,1 MWp	10,1 MWp
Počet panelů	23 750	-	18 098 ks	18 098 ks
Jmenovitý výkon střídačů	10 MW	-	7,62 MW	7,62 MW
Bateriové úložiště				
Kapacita úložiště	2,752 MWh	2,752 MWh	0 MWh	2,752 MWh
Maximální výkon úložiště	0,688 MW	0,688 MW		0,688 MW
Poměr výkon/kapacita	0,25	0,25		0,25

Fotovoltaické technologie mají logicky největší potenciál pro škálovatelnost, protože simulace byla prováděna pro větrné jednotky o výkonu 5 MW, kde prostor pro škálování není tak velký. V případě kombinace fotovoltaické a větrné technologie výpočty ukazují, že nejvhodnější poměr instalovaného výkonu činí 1:1. V každém scénáři s fotovoltaickou elektrárnou jsem také uplatnil strategii předdimenzování střídače, což vedlo k redukci nominálních hodnot ochranných prvků a dalších zařízení na straně střídavého proudu včetně transformátorů, čímž byly sníženy náklady na instalaci při zachování vysoké efektivity výroby. Optimální poměr DC k AC jsem stanovil na 1,33.

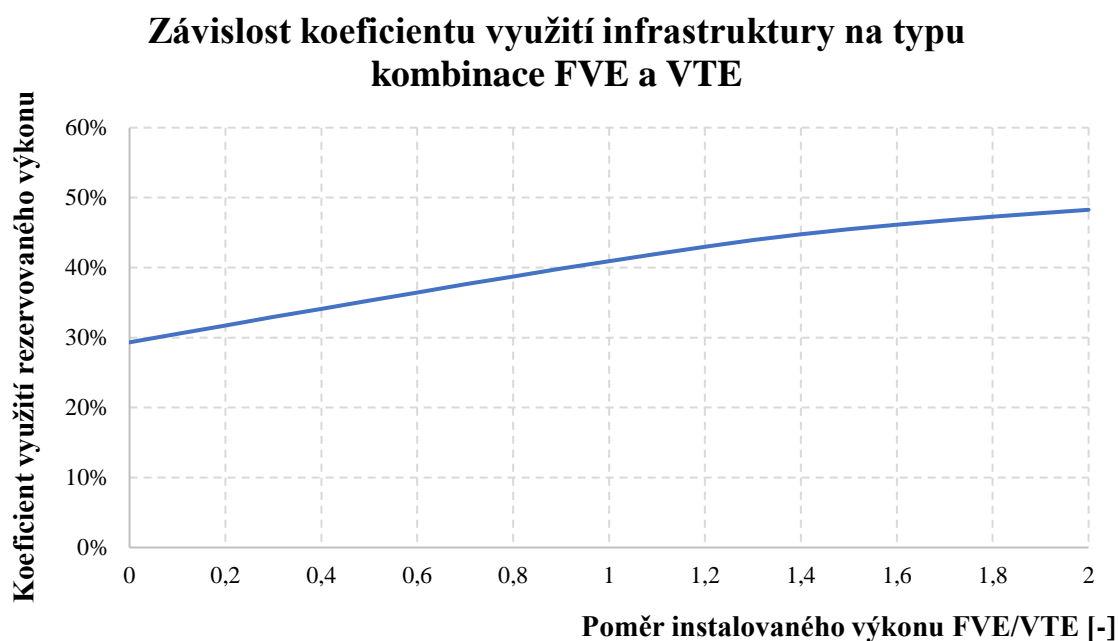
Žádná ze zkoumaných konfigurací při určování optimálních rozměrů elektrárny nepočítá s integrací bateriového úložiště. Přestože úložiště umožňuje zvýšit roční příjmy z prodeje elektrické energie, v případě kombinace FVE, VTE a BESS o 210 tisíc, a napomocť minimalizovat omezení výroby, počáteční investice a následné výdaje na reinvestice jsou příliš vysoké, což převažuje zmíněné výhody. Z těchto důvodů je v tabulce uvedena ekonomicky nejefektivnější dimenze s minimální možnou instalovanou kapacitou ve všech případech.

Jeden z potenciálních přínosů hybridních systémů se projevuje, jakmile je omezen rezervovaný výkon. Míru využití jednotlivých zdrojů lze vyjádřit koeficientem využití, udávající podíl ročně vyrobené elektřiny ku teoretickému maximu, které by bylo dosaženo při nepřetržitém plném využití instalovaného výkonu zdroje. Ve středním scénáři provozu dosahuje koeficient u navržené FVE elektrárny přibližně 12,42 %, zatímco u VTE elektrárny je to 29,3 %. Většinu ročního provozu elektrárny tak infrastruktura zůstává částečně nevyužita. Kombinací zdrojů s negativní korelací

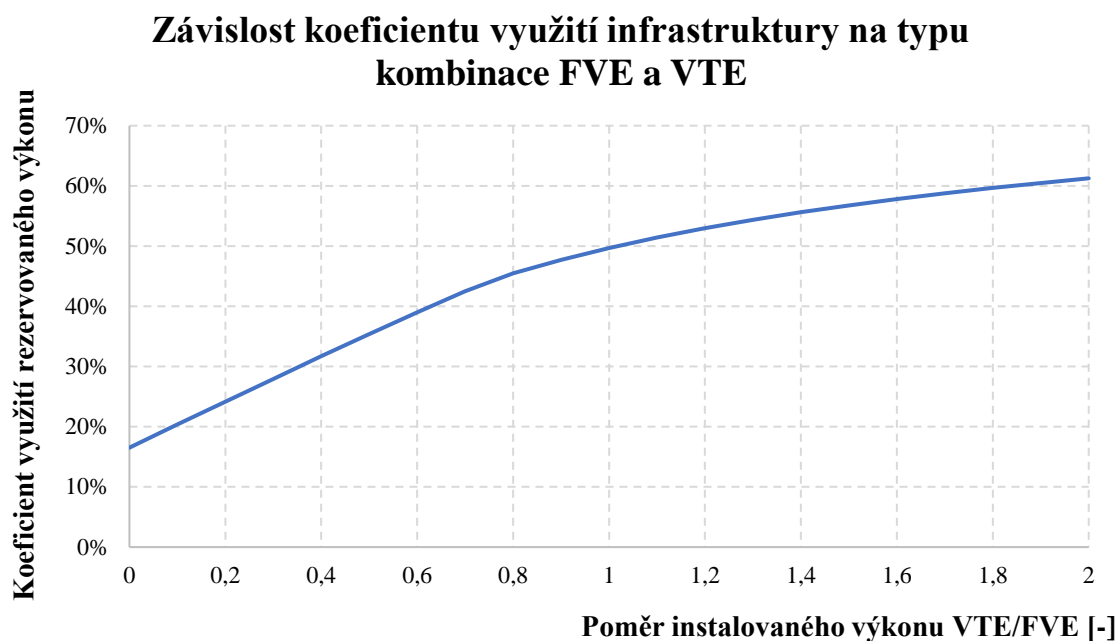
výroby lze zvýšit koeficient využití rezervovaného výkonu a tím dosáhnout lepšího využití měniče, transformátoru a jiných komponent ve srovnání se samostatnou instalací FVE nebo VTE. Koeficient využití rezervovaného výkonu jsem definoval jako poměr skutečného množství energie dodané do soustavy k maximálně možné výrobě, která je omezena rezervovaným výkonem za rok. V jmenovateli tohoto výpočtu je namísto instalovaného výkonu konkrétního zdroje sjednaný výkonový limit, v tomto případě 10 MW násobený 8760 hodin v roce. Poměrem instalovaných výkonů 10,1 MWp (FVE) a 10 MW (VTE) lze tak dosáhnout koeficientu využití rezervovaného výkonu až 41,08 %.

Z grafů č. 10 a č. 11, které zkoumají závislost koeficientu využití na poměru instalovaných výkonů FVE/VTE jednotlivých zdrojů energie, vyplývá, že s rostoucím instalovaným výkonem FVE dochází k nárůstu koeficientu využití. Když se však poměr posouvá ve prospěch VTE, je nárůst koeficientu ještě výraznější. Přesto po dosažení určité hranice v obou zkoumaných případech se při vysokém instalovaném výkonu objevuje významné omezení vyrobené energie, což vede ke zpomalení růstu zkoumaného koeficientu využití.

Graf 10: Závislost koeficientu využití infrastruktury na poměru instalovaných výkonů FVE a VTE



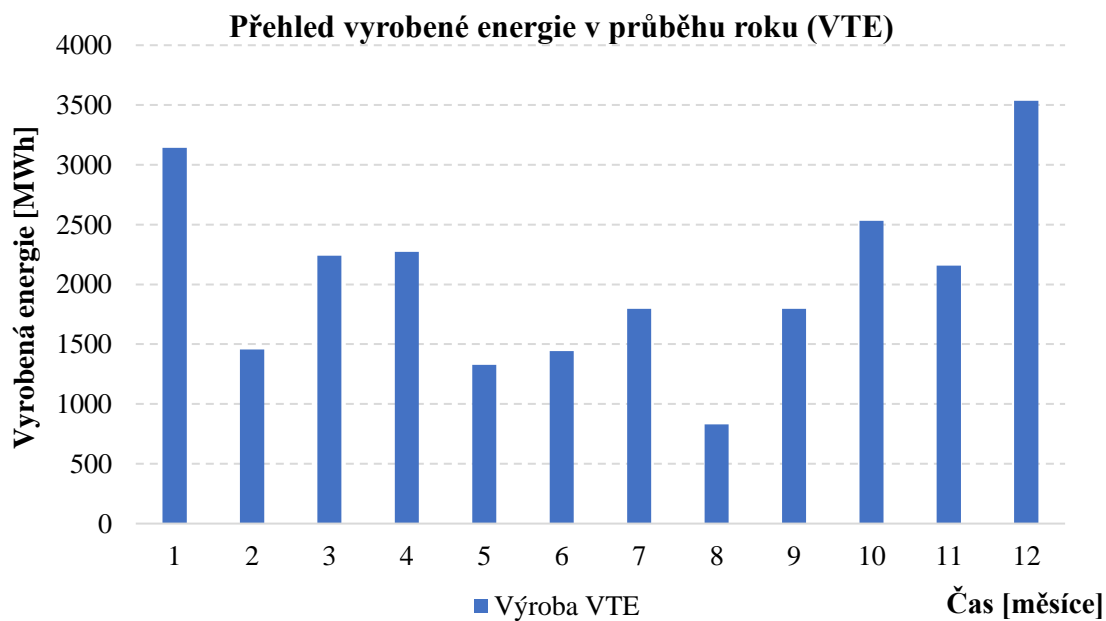
Graf 11: Závislost koeficientu využití infrastruktury na poměru instalovaných výkonů FVE a VTE



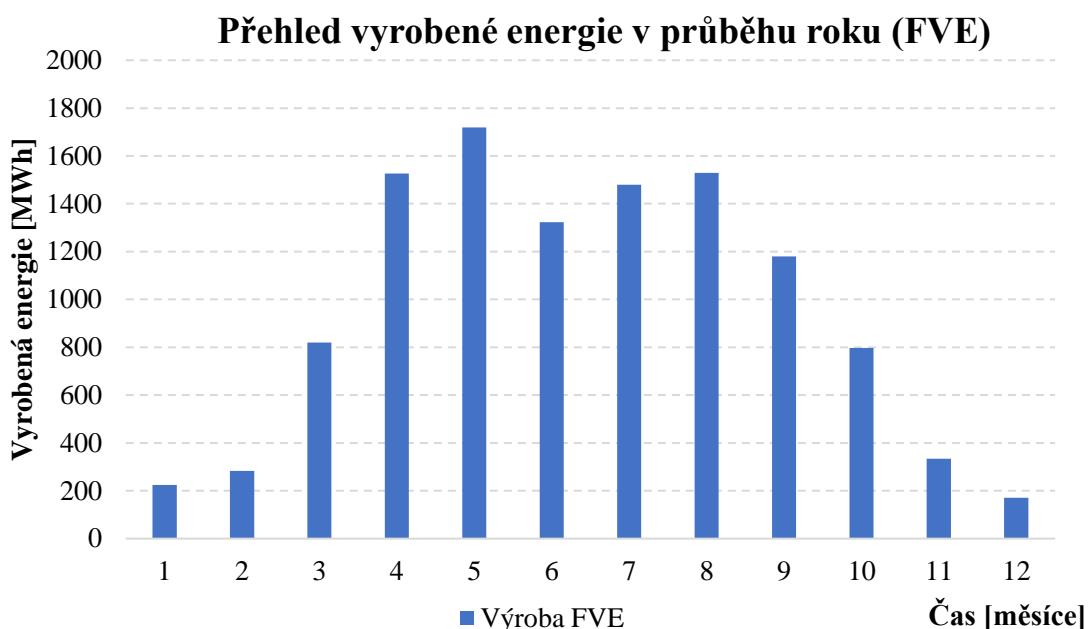
8.2 Přehled provozu elektráren

V této kapitole se budu zabývat charakterizací provozu elektráren s bateriovým úložištěm a následným využitím vyrobené energie. Následující grafy znázorňují výrobní diagram z jednotlivých zdrojů na měsíční bázi o instalovaném výkonu 10,1 MWp a 10 MW.

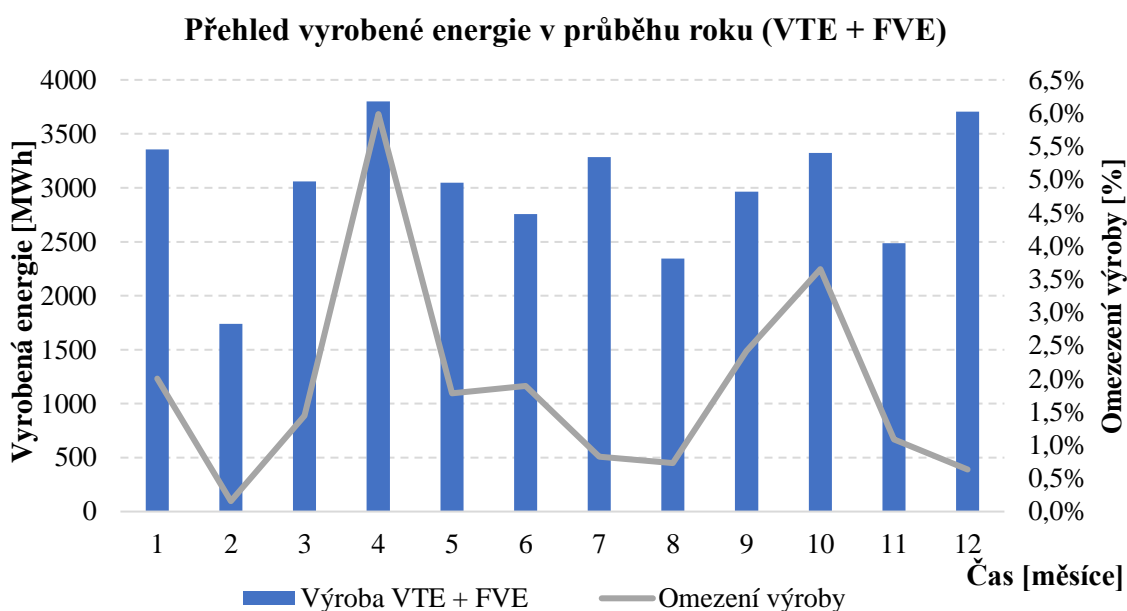
Graf 12: Přehled vyrobené energie v průběhu roku (samostatná VTE)



Graf 13: Přehled vyrobené energie v průběhu roku (samostatná FVE)

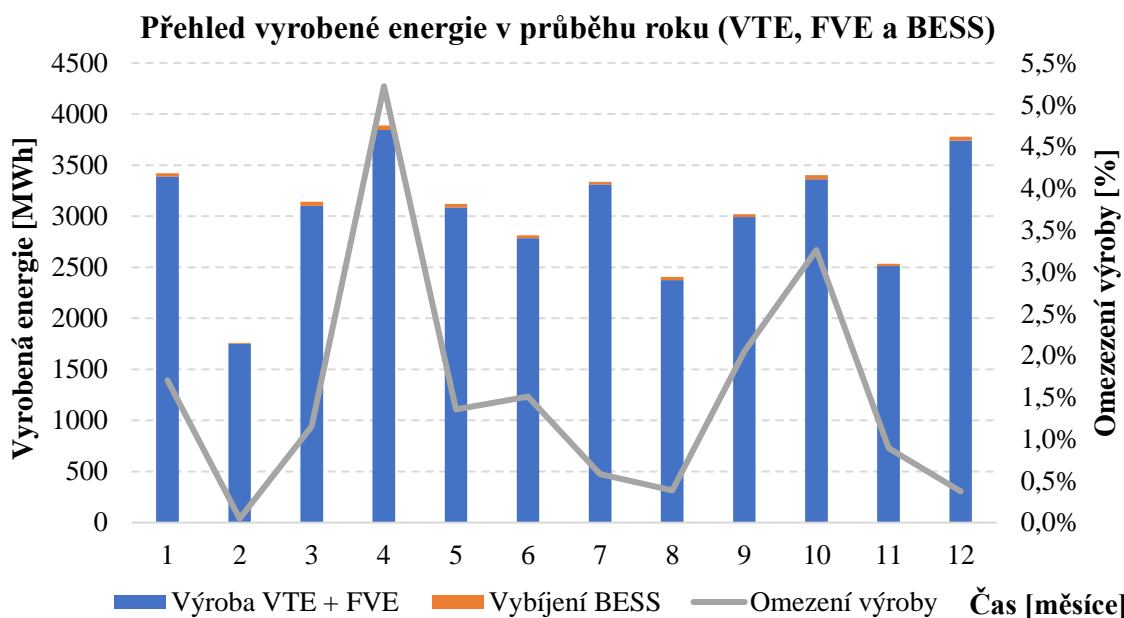


Graf 14: Přehled vyrobené energie v průběhu roku (kombinace VTE a FVE)



Vykreslená roční výroba potvrzuje jednu z diskutovaných výhod začátkem třetí kapitoly, a to komplementaritu solárních a větrných zdrojů energie. Nižší výroba fotovoltaiky v zimních měsících může být z části kompenzována vyšší výrobou větrného zdroje, zatímco v letních měsících je to naopak. Tato kombinace může rovněž umožnit, aby byl diagram výroby v čase „rovnoměrnější“ v porovnání s čistě větrnými nebo solárními výrobami, což pomáhá eliminovat výkyvy napětí a výkonu v elektrizační soustavě.

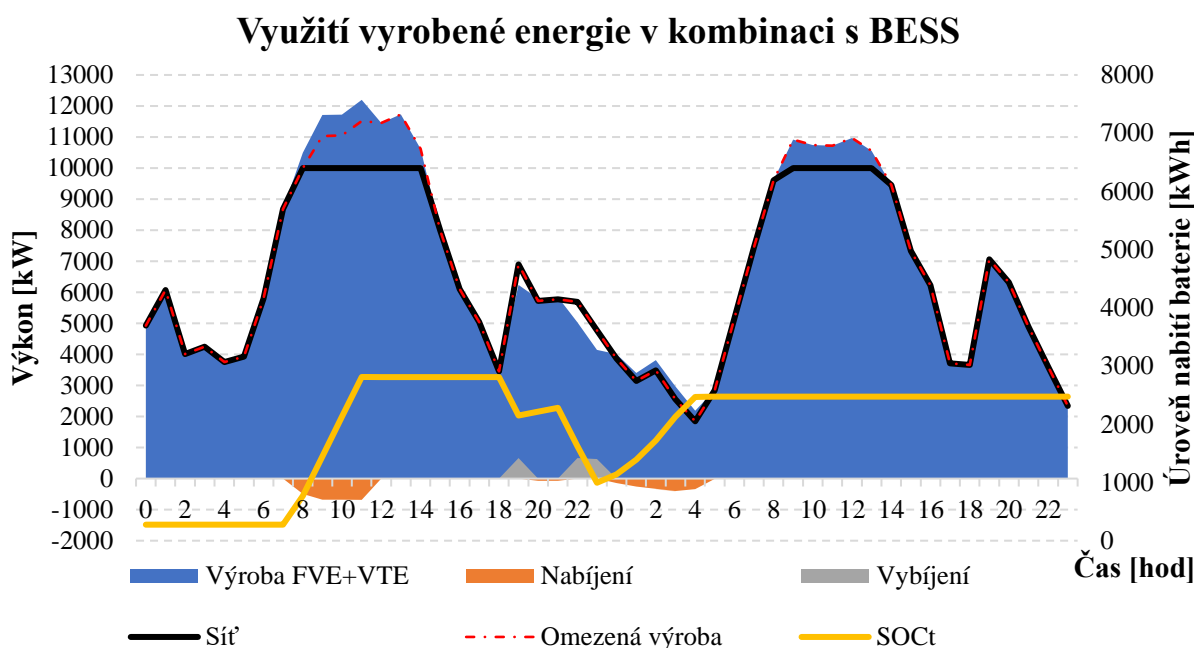
Graf 15: Přehled vyrobené energie v průběhu roku (kombinace VTE, FVE a BESS)



Integrací bateriového úložiště lze docílit snížení omezení výroby v průběhu roku a vhodným nastavením rovněž zvýšit celkové množství prodané energie do sítě. Konkrétně v konfiguraci VTE, FVE a BESS se jedná je 374 MWh ročně. Toto množství je však výrazně omezeno dostupnou kapacitou baterie. U samostatných zdrojů kombinovaných s bateriovým úložištěm, s instalovaným výkonem 13,3 MWp (FVE v kombinaci s BESS) a 10 MW (VTE v kombinaci s BESS), je omezení produkce minimální a využití baterie se tak omezuje pouze na obchodování na denním trhu.

Následující graf znázorňuje využití vyrobené energie v kombinaci s bateriovým úložištěm. Vykreslil jsem průběh dvou dnů, ve kterých lze vyzorovat technická omezení místní distribuční soustavy. Jakmile dojde k predikci překročení stanoveného limitu výkonu dodávaného do sítě, automaticky dojde k nabíjení baterie, zda to podmínky dovolují. Analogicky je postupováno i při procesu vybíjení baterie, kdy navzdory cenové indikaci vybíjení je tato energie ponechána v baterii z důvodu omezení dodávky do sítě.

Graf 16: Přehled využití BESS v kombinaci s FVE a VTE



Vzhledem k tomu, že kombinací solárního a větrného zdroje bylo dosaženo nejvyššího instalovaného výkonu, integrace baterie zde má největší potenciál. V určitých měsících roku totiž výroba přesáhne ve větším měřítku nastavenou hranici, což nevyhnutelně vede k omezením výroby. Integraci bateriového úložiště se množství nevyužité energie sníží přibližně o 15 %. Potenciál využití bateriového úložiště za účelem minimalizace omezení výroby je limitováno volbou minimální možné kapacity baterie. Aby se omezení snížilo o 60 % při stávajícím instalovaném výkonu, bylo by potřeba instalovat BESS o kapacitě 11 MWh, což je čtyřnásobek stávající dimenze. Tato minimalizace omezení výroby a dodatečný příjem z prodeje energie nevyrovná ani zdaleka vysoké náklady na investice a reinvestice do většího úložiště.

8.3 Ekonomické zhodnocení projektů

V předchozí části kapitoly byly vypsány optimální dimenze elektráren pro různé scénáře včetně charakterizace jejich provozu. Na základě stanovených technických a ekonomických parametrů výpočetního modelu lze provést ekonomické zhodnocení a určit tak potenciální rentabilitu projektů. Jako klíčové kritérium ekonomické efektivity jsem zvolil kritérium čisté současné hodnoty, které představuje celkový součet všech diskontovaných budoucích peněžních toků po dobu trvání projektu. [67]

$$NPV = \sum_{t=1}^T CF_t \cdot (1 + r)^{-t} - INV \quad (19)$$

, kde T je doba životnosti investice, CF_t je hotovostní tok v čase t , r je diskontní míra, INV je počáteční investice

Vzhledem k tomu, že jsem analyzoval provoz v letech 2015 až 2019 na základě historických cen z denního trhu, rozhodl jsem se rozdělit hodnocení do tří scénářů vývoje cen. První scénář představuje pesimistický vývoj cen na denním trhu z pohledu investora, kdy jsou příjmy z prodeje

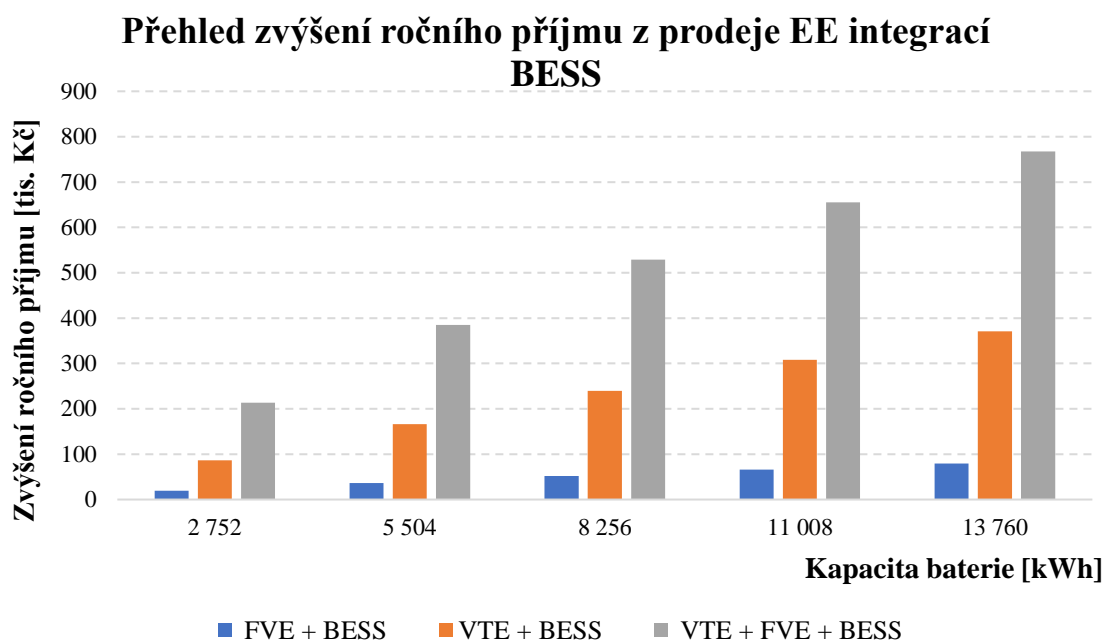
nejnižší v celém sledovaném období. Druhý scénář představuje optimistický pohled, kde je naopak příjem z prodeje na denním trhu nejvyšší. Třetí, střední scénář, je kalkulován jako průměrný rok z celého sledovaného období.

Tabulka 14: Roční příjem z prodeje elektrické energie na denním trhu jednotlivých konfigurací

Celkový roční příjem z prodeje elektřiny	Konfigurace	2015	2016	2017	2018	2019	Střední scénář
		mil.kč	mil.kč	mil.kč	mil.kč	mil.kč	mil.kč
	FVE	13,32	11,6	13,59	18,16	15,93	14,51
	FVE + BESS	13,34	11,572	13,61	18,18	15,95	14,53
	VTE	21,33	19,34	24,32	28,07	27,75	24,16
	VTE + BESS	21,40	19,41	24,40	28,17	27,83	24,24
	VTE + FVE	30,95	27,75	33,87	41,09	39,04	34,54
	VTE + FVE + BESS	31,13	27,91	34,10	41,35	39,27	34,75

Na základě analýzy výnosů z prodeje elektrické energie na denním trhu je zjevné, že kombinace obou zdrojů umožňuje stabilnější dodávky energie v průběhu času. Tento aspekt, spolu s vyšší výrobou a následným prodejem, vede k celkově vyšším příjmům, především díky využití BESS pro řízené nabíjení a vybíjení na základě predikce ceny na denním trhu. Při porovnání varianty s FVE a VTE spolu s BESS dosahuje vyšších příjmů varianta s VTE. To především reflektuje vyšší doba ročního využití maxima této výroby a zvýšenou výrobu v zimních měsících, kdy jsou obvykle vyšší ceny na denním trhu, což přispívá k rentabilitě projektu.

Graf 17: Přehled zvýšení ročního příjmu z prodeje elektrické energie integrací BESS



Přestože integrace bateriového úložiště s kapacitou 2,572 MWh zvyšuje roční příjmy z prodeje elektrické energie v nejlepším případě u kombinace FVE a VTE o 210 tisíc Kč a napomáhá minimalizovat omezení výroby, počáteční investice a náklady na reinvestice jsou příliš vysoké, což snižuje jejich celkovou výhodnost. Z pohledu maximalizace čisté současné hodnoty projektu se baterie pro tyto účely nevyplátí.

Následující tabulka uvádí nacenění jednotlivých částí elektráren na základě zvolené konfigurace v podkapitole 8.1. Pro účely srovnání a diskuse výhod hybridní konfigurace jsem se rozhodl rovněž zavést příklad instalace větrného a solárního zdroje umístěných v rozdílné lokalitě, kdy se neuplatní možnost úspory hybridizací. Tuto úsporu uvažuji pouze v případě vyvedení výkonu a stavební části projektu, jež zahrnuje záležitosti jako stavební povolení, úpravy terénu, práce na staveništi, zavedení komunikace, potenciálně oplocení a zabezpečení areálu, režijní náklady a případné vedlejší náklady. Výdaje související s přípravnou fází projektu jsem rovněž zařadil do této oblasti. Zde spadají výdaje vynaložené na zřízení licence, povolení, řízení výstavby, zpracování studie proveditelnosti včetně technické dokumentace, vývoje a návrhu.

Tabulka 15: Položkový rozpad investičních výdajů jednotlivých projektů

Položka	Jednotka	FVE + BESS	VTE + BESS	FVE + VTE (rozdílná lokalita)	FVE + VTE (stejná lokalita)	FVE + VTE + BESS
VTE technologie						
Technologická část	mil. Kč	0	224,8	224,8		224,8
Úspora hybridizací	%		0 %	0 %		0 %
Stavební část	mil. Kč		19,4	19,4		19,4
Úspora hybridizací	%		10 %	0 %	10 %	10 %
FVE technologie						
Technologická část	mil. Kč	167,1	0	126,6		126,6
Úspora hybridizací	%	0 %		0 %		0 %
Stavební část	mil. Kč	9,72		7,4		7,4
Úspora hybridizací	%	10 %		0 %	10 %	10 %
BESS technologie						
Kapacita baterie	mil. Kč	13,4	13,4	0		13,4
Systém řízení	mil. Kč	0,3	0,3			0,3
Stavební část	mil. Kč	0,5	0,5			0,5
Úspora hybridizací	%	10 %	10 %	0 %		10 %
Vyvedení výkonu						
Celkové výdaje	mil. Kč	15	15	30	15	15
Úspora hybridizací	%	10 %	10 %	0 %	10 %	10 %
Celkové investiční výdaje	mil. Kč	205,1	272,4	409	394	408,2
Celkové investiční výdaje (započtení úspory)	mil. Kč	202,6	270,9	409	389,8	403,9

Za předpokladu, že elektrárny sdílejí stejnou lokalitu, očekávám úspory v předešle zmíněných oblastech. Přesné určení velikosti těchto úspor je kvůli rozsahu projektu a absenci konkrétních nabídek od stavebních a inženýrských společností komplikované, proto jsem stanovil odhad úspor ve výši 10 % pro každou technologii. Nejvýraznější úspory předpokládám v oblasti výdajů spojených s povoleními, úpravami terénu, získáním pozemků, zavedením infrastruktury, sdílením instalace a režijních nákladů. Také ve fázi povolení je výhodou to, že je třeba zřídit pouze jedinou přípojku k síti, a následné uvedení do provozu se pro více zdrojů může uskutečnit najednou, což by při rozdílných lokalitách nebylo možné.

Je důležité zdůraznit, že společné uvedení do provozu je pravděpodobnější u kombinace fotovoltaické elektrárny s bateriovým úložištěm nebo větrné elektrárny s bateriovým úložištěm. Jak bylo zmíněno na začátku kapitoly, vývoj a povolovací procesy u větrných elektráren mohou zabrat pět až sedm let, zatímco samotná výstavba trvá zhruba jeden až dva roky. Pro fotovoltaické elektrárny jsou vývoj a přípravné práce odhadovány na tři až pět let s možností realizace do jednoho roku. Nicméně pro účely mé práce a výpočtu uvažuji možnost společného uvedení do provozu obou zmíněných elektráren. Rovněž je možné, že při skutečné realizaci projektu by investor mohl dosáhnout vyšších úspor dle specifik daného projektu.

Jako další z výhod umístění výroben na stejné lokalitě považuji možnost úspory provozních výdajů. Techničtí pracovníci mohou například provádět revize a údržbu více zdrojů energie v rámci

jednoho výjezdu, což snižuje náklady a čas strávený na místě. Díky možnosti sdílených zásob náhradních dílů lze například rychleji reagovat na výpadky a minimalizovat dobu odstávky zařízení. Technik, který je zodpovědný za údržbu solárních panelů, může rovněž absolvovat školení o údržbě větrných jednotek, čímž se zvýší kompetence řešit různé úkoly údržby. Přesnou velikost úspory lze obtížně stanovit, nicméně uvažují roční úsporu ve výši 5 % celkových provozních výdajů. Vliv těchto úspor na ekonomické zhodnocení projektu podrobněji proberu v rámci citlivostní analýzy.

Na základě popsaných technických a ekonomických parametrů výpočetního modelu lze provést ekonomické zhodnocení a určit tak potenciální rentabilitu těchto projektů.

Tabulka 16: Ekonomické zhodnocení projektů na základě definovaných scénářů (bez dotace)

Typ elektrárny	Pesimistický scénář (2015)		Střední scénář (2015-2019)		Optimistický scénář (2018)	
	Vážená cena za dodávku [Kč/MWh]	NPV [mil. Kč]	Vážená cena za dodávku [Kč/MWh]	NPV [mil. Kč]	Vážená cena za dodávku [Kč/MWh]	NPV [mil. Kč]
FVE	916	-45,9	999	-31,3	1 215	12,9
FVE + BESS	921	-67	1 003	-52	1 220	-7,3
VTE	813	-32,3	940	2,3	1 147	48,7
VTE + BESS	815	-62,8	943	-27	1 151	21,4
VTE + FVE (rozdílná lokalita)	845	-95,7	959	-54	1 169	20,2
FVE + VTE (stejná lokalita)		-68,8		-27,2		46,8
VTE + FVE + BESS	848	-92,8	961	-49,5	1 173	26,6

Klíčovým parametrem ekonomického zhodnocení je vážená cena za dodávku elektřiny. Ta určuje poměr mezi součtem hodinových cen elektřiny stanovených na denním trhu a součtem hodinové výroby příslušného zdroje. Z tabulky lze vyzorovat, že nejvyšší vážené ceny dosahuje solární zdroj v kombinaci s bateriovým úložištěm. Tento fakt je dán zejména nižším množstvím vyrobené energie ve srovnání s ostatními konfiguracemi, což samozřejmě zvyšuje jednotkovou cenu. Naopak hlavní nevýhodou je nízká doba ročního využití maximálního výkonu, což má negativní dopad na zhodnocení výhodnosti integrace bateriového úložiště a samotné FVE. V těchto případech není využití bateriového úložiště tak výhodné, jako když je kombinováno s větrnou elektrárnou nebo oběma typy zdrojů energie současně. Z tohoto důvodu ani při uvažování optimistického scénáře vývoje cen nedosahuje NPV kladných hodnot, navzdory opět nejvyšší vážené ceně elektřiny.

Z výsledků vyplývá, že většina kombinací fotovoltaického a větrného zdroje je ekonomicky výhodná pouze v optimistickém scénáři vývoje cen na denním trhu, kde má investice do projektů smysl. Ve všech cenových scénářích je výstavba větrné elektrárny ekonomicky výhodná, neboť samostatně stojící větrné elektrárny jsou podle mých výpočtů nejvýhodnějším typem. I přes nižší jednotkovou cenu prodané elektřiny je v ekonomickém hledisku nejvýhodnější vzhledem k

průměrnému scénáři. Při uvažování provozu po dobu 30 let je návratnost počátečních investičních výdajů, renovace a zvýšení servisu během životnosti dosažena v posledním roce provozu. K výsledkům ekonomického hodnocení je však nutné dodat, že ekonomické zhodnocení proběhlo bez započtení dotace a cizího financování. Rozhodl jsem se nečerpat úvěr, protože cílem je srovnání jednotlivých projektů elektráren. Kdyby všechny projekty čerpaly úvěr, tento parametr by v rámci srovnání nevytvářel žádný rozdíl. Dotace jsem se do základního výpočtu rozhodl nezahrnout z následujících důvodů:

Jelikož jeden z dříve zmíněných cílů práce je zkoumat výhodnost integrace bateriového úložiště pro cenovou arbitráž, v případě projektů s větrnou turbínou jsem nezhodnotil podporu ve formě fixní výkupní ceny. Podmínky pro získání této podpory požadují, aby projekty byly v provozu a připojeny k síti nejpozději do konce roku 2027. To je kvůli legislativním procesům v České republice a časové náročnosti projektů obtížně splnitelný úkol. Vzhledem k tomu, že nepočítám s dotacemi u projektů s větrnou energií, zvolil jsem stejný přístup i u fotovoltaických elektráren a bateriových úložišť, aby bylo možné provést objektivní srovnání bez vlivu dotační podpory. V případě potřeby či jakékoliv změny lze však hodnoty upravovat ve vstupních parametrech technickoekonomického modelu na základě specifik daných projektů a aktuálně platných podmínek. Vliv zahrnutí dotace, konkrétně MODF-RES+ č.2, která je určena pro FVE nad 1 MWp a bateriová úložiště, na konečné výsledky projektů je nastíněn v uvedené tabulce:

Tabulka 17: Ekonomické zhodnocení projektů na základě definovaných scénářů (se započtením dotace)

Typ elektrárny (s dotací)	Pesimistický scénář (2015)		Střední scénář (2015-2019)		Optimistický scénář (2018)	
	Vážená cena za dodávku [Kč/MWh]	NPV [mil. Kč]	Vážená cena za dodávku [Kč/MWh]	NPV [mil. Kč]	Vážená cena za dodávku [Kč/MWh]	NPV [mil. Kč]
FVE	916	6,5	999	20,9	1 215	63,1
FVE + BESS	921	-3	1 003	12,1	1 220	54,9
VTE	813	-32,3	940	2,3	1 147	48,7
VTE + BESS	815	-62,8	943	-27	1 151	21,4
VTE + FVE (rozdílná lokalita)	845	-53,9	959	-11	1 169	61,3
FVE + VTE (stejná lokalita)		-26,9		14,9		87,9
VTE + FVE + BESS	848	-38,3	961	5,2	1 173	80,4

V předchozí tabulce byly uvedeny výsledky projektů se započtením dotace. Jedná se však o nalezene řešení pro střední scénář bez započtení dotace. S cílem nalézt optimální poměr instalovaných výkonů jsem se rozhodl znovu provést výpočet s cílem maximalizovat NPV jednotlivých projektů, abych mohl posoudit jakékoliv změny v rozměrech. Po hledání

optimálních rozměrů zkoumaných elektráren z hlediska maximalizace NPV jsem zaznamenal následující změny:

Tabulka 18: Shrnutí optimální dimenze elektráren (se započtením dotace)

Položka	FVE + BESS	FVE + VTE	FVE + VTE + BESS
Přehled			
Celkový jmenovitý výkon elektrárny	12,5 MW	16,98 MW	16,98 MW
Poměr FVE/VTE	-	3,19	3,19
Větrná elektrárna			
Instalovaný výkon	-	5 MW	5 MW
Počet větrných jednotek	-	1 ks	1 ks
Fotovoltaická elektrárna			
Instalovaný výkon	16,6 MWp	15,9 MWp	15,9 MWp
Počet panelů	29 688 ks	28 456 ks	28 456 ks
Jmenovitý výkon střídačů	12,5 MW	11,98 MW	11,98 MW
Bateriové úložiště			
Kapacita úložiště	2,752 MWh	0 MWh	2,752 MWh
Maximální výkon úložiště	0,688 MW		0,688 MW
Poměr výkon/kapacita	0,25		0,25

Pokud zohledním čerpání dotace, optimální dimenze elektráren ukazuje zvýšení instalovaného výkonu FVE a snížení výkonu VTE, přičemž výkon VTE byl zaokrouhlen pouze na jednu větrnou jednotku. Z uvedených výsledků vyplývá, že po započtení dotace se FVE stává výhodnější variantou, což ve výpočtu upřednostňuje vyšší instalovaný výkon FVE oproti VTE. Přestože je dotace zahrnuta do pořízení bateriového úložiště, hledání optimálních rozměrů stále ukazuje nejnižší možnou kapacitu baterie, a varianta bez baterie zůstává z hlediska kritéria NPV stále výhodnější.

Se započtením dotace MODF-RES+ č.2 a na základě nově stanovených dimenzí každá z elektráren dosahuje zlepšení z hlediska kritéria NPV: kombinace FVE, VTE a BESS dosahuje 11,5 mil. Kč, FVE společně s VTE 20 mil. Kč a FVE v kombinaci s BESS 7,8 mil. Kč. Je však třeba dodat, že při výpočtech NPV jsem předpokládal plné využití dotace v souladu s maximálně uznatelnými náklady na jednotku instalovaného výkonu FVE a BESS, jak stanovují podmínky dotační podpory uvedené v kapitole 7.2.1.2. V praxi se však může stát, že dotace budou čerpány v menším rozsahu, nebo se podmínky dotace mohou v čase změnit.

Obě navržené dimenze elektráren počítají s nejnižší možnou kapacitou bateriového úložiště, a to jak se započtením dotace nebo bez ní. Každá elektrárna s bateriovým úložištěm dosahuje díky navrženému algoritmu vyšší vážené ceny, což dokládá tabulka č. 16. Toto zvýšení jednotkových cen je výsledkem ročního nárůstu příjmů z prodeje elektrické energie a optimalizací nabíjení a vybíjení baterie využívající cenové rozdíly. Navzdory tomu, že BESS umožňuje zvýšit roční příjmem z

prodeje elektrické energie a napomáhá minimalizovat omezení výroby, počáteční investice a výdaje na reinvestice jsou příliš vysoké, což snižuje výslednou rentabilitu těchto projektů. Na základě těchto výsledků lze usoudit, že se BESS čistě pro tyto účely nevyplatí. Pro reálný projekt bych proto doporučil diverzifikaci příjmů spojených s provozem BESS na poskytování podpůrných služeb.

Zaměříme-li se na kapitálově nejnáročnější projekt kombinující FVE, VTE a BESS, je pro vyrovnání NPV projektu s kombinací FVE a VTE bez úložiště potřeba generovat dodatečný příjem 1,7 milionu Kč ročně, přičemž tento údaj se vztahuje k dimenzi popsané na začátku kapitoly 8.1 pro střední scénář vývoje cen na denním trhu. Přesnost odhadů a predikce v případě služby výkonové rovnováhy (SVR) a jejich četnosti sepnutí jsou složitější. Dále je třeba brát v úvahu tržní prostředí, kde hraje klíčovou roli dynamika nabídky a poptávky. Přesný výpočet a charakterizace těchto příjmů přesahuje téma této diplomové práce, tudíž se jim podrobněji nebudu věnovat. Podle kodexu přenosové soustavy musí minimální velikost poskytovaného frekvenčního obsluhování rezerv (FCR) na jedné jednotce činit 1 MW, což v mém případě znamená instalaci o minimální kapacitě 5,5 MWh, což je dvojnásobek stávající kapacity.

Prizpůsobením kapacity úložiště a vyčleněním části výkonu pro poskytování podpůrných služeb se velikost dodatečného příjmu k vyrovnání projektu bez úložiště zvyšuje na 3,7 mil. Kč ročně, s tím že odpovídající část výkonu baterie, tedy 1 MW vyčleněna a rezervována k poskytování SVR a rezervovaný výkon pro automatickou regulaci frekvence. Po analýze historických cen služeb výkonové rovnováhy a FCR, považuji tento cílený příjem za dosažitelný, přičemž jsem vycházel zejména z platby za rezervovaný výkon za jednotku MW uvedený na portále ENTSOE. [68] [69] Přestože je BESS technicky vybavena k poskytování různých služeb najednou, frekventovanější nabíjení a vybíjení baterie může zkrátit její životnost a snížit celkovou ekonomickou efektivnost. Navíc by takový provoz mohl vyžadovat to, aby baterie dávala přednost určitým službám. Podle mého názoru má tento způsob využití baterie na základě uvedených závěrů potenciál a stojí za to ho v budoucnu podrobněji zkoumat a optimalizovat výkon baterie pro tyto účely.

Další přínos, který může bateriové úložiště poskytnout, a který jsem v ekonomickém zhodnocení nevyčíslil, je minimalizace nákladů spojených s odchylkami. Vzhledem k tomu, že výrobci elektřiny na hladině VN jsou povinni s předstihem zveřejnit své odběrové a výrobní diagramy, mohou být penalizováni, pokud se skutečná výroba a spotřeba liší od těchto diagramů, přičemž OTE jako centrální nezávislá autorita zajišťuje vyhodnocení a finanční vypořádání odchylek vůči těmto subjektům zúčtování. Vzhledem k tomu, že navržený model a budoucí provoz závisí na předpovědi počasí a cenách na denním trhu, může bateriové úložiště napomoci vyrovnat či minimalizovat odchylky a následné penalizace s nimi spojené.

8.4 Citlivostní analýza

V předchozí kapitole byly uvedeny výsledky ekonomického zhodnocení jednotlivých projektů na základě kritéria NPV. Vzhledem k tomu, že v této práci vycházím z mnoha různých zdrojů a předpokladů, citlivostní analýza slouží k prozkoumání závislosti NPV na celé řadě změn vstupních parametrů. V níže uvedené tabulce jsou shrnuty vstupní parametry pro střední scénář provozu elektráren, pro které budou zpracovány citlivostní analýzy. Původní hodnoty parametrů jsou zvýrazněny v grafech pro přehlednost původních hodnot.

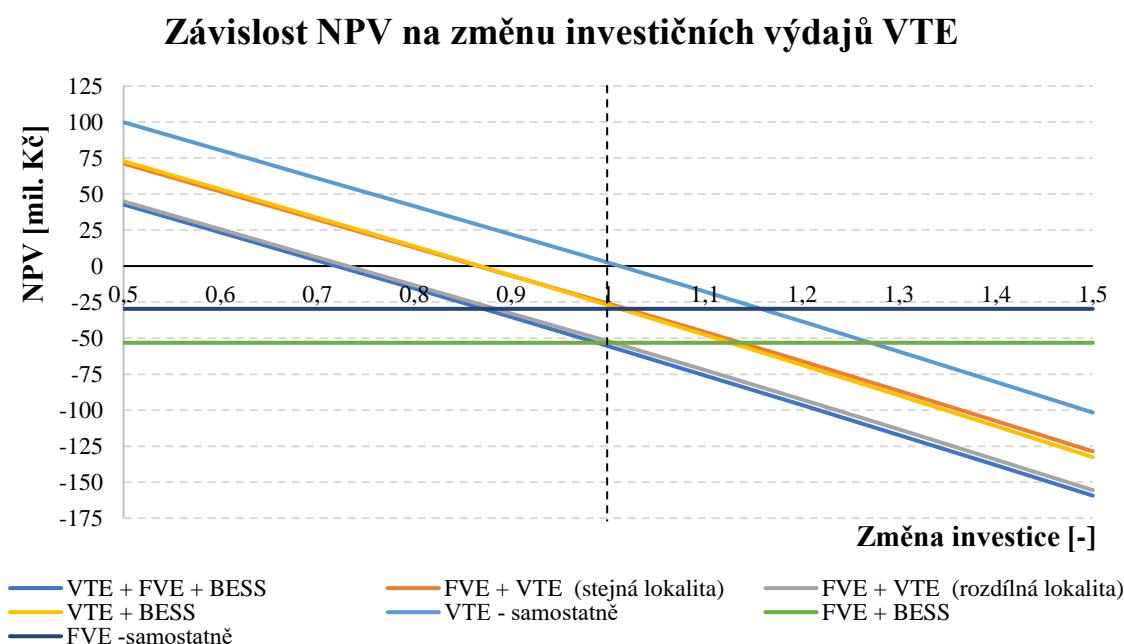
Tabulka 19: Přehled vstupních parametrů technickoekonomického modelu

Parametr	Hodnota
Jednotková cena elektřiny	Dle konfigurace
Investiční výdaje technologické části (VTE)	22,4 mil. Kč/MW
Investiční výdaje technologické části (FVE)	13,3 mil. Kč/MW
Investiční výdaje technologické části (BESS)	4,9 mil. Kč/MWh
Úspora investičních výdajů hybridizací	10 %
Úspora provozních výdajů hybridizací	5 %
Diskontní sazba	6,54 %
Eskalace cen energie	2 %

8.4.1 Změna výše pořizovacích výdajů

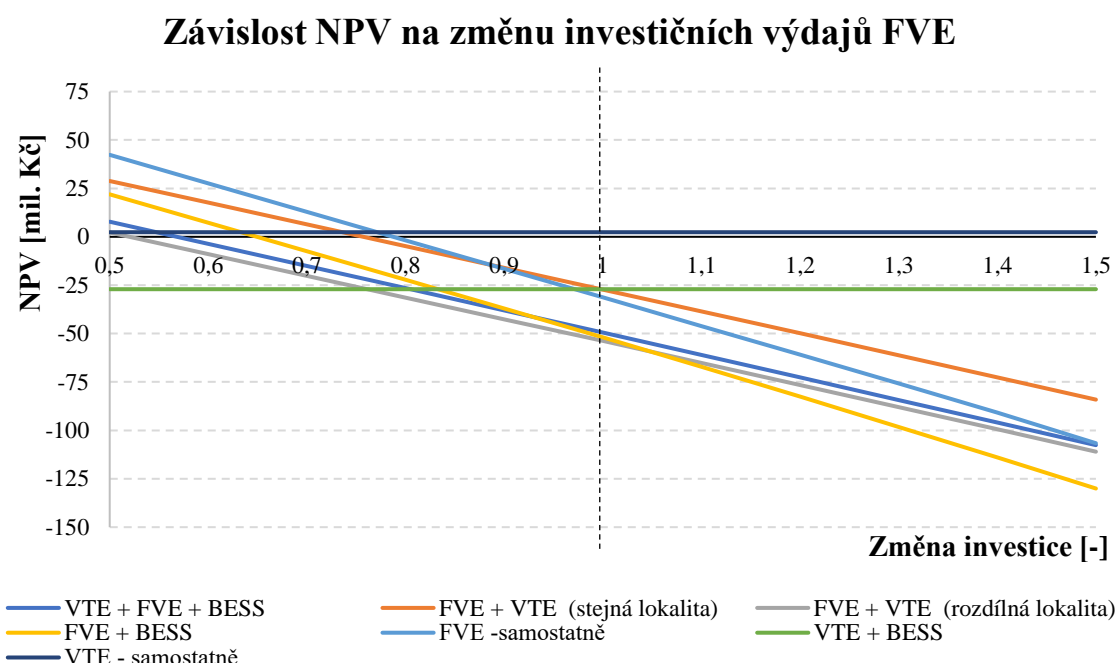
Vzhledem k velké investiční náročnosti všech projektů je prvním parametrem změna investičních výdajů jednotlivých technologií, kterým jsem se podrobněji věnoval v podkapitole 7.2.1.1. Celkovou investici jsem rozdělil na dvě části, stavební a technologickou část. Vzhledem k dlouhodobému horizontu vývoje, výstavby a provozu projektu je možné, že během přípravné a realizační fáze dojde k nečekaným nárůstům cen materiálu a různých komponent na trhu. V rámci citlivostní analýzy se zabývám pouze změnou cen materiálu a komponent, stavební část celkové ceny neuvažuji. Závislost NPV na změny výše investičních výdajů jednotlivých je zobrazena v níže uvedených grafech.

Graf 18: Závislost NPV na změnu investičních výdajů VTE



Vzhledem k tomu, že instalace VTE vyžaduje téměř dvojnásobnou investici ve srovnání s FVE, přičemž v kapitálově nejnáročnějším projektu tvoří přibližně 60 % z celkové investice, je výsledné NPV výrazně citlivější na změny výše investice. Z grafu je patrné, že pokud se investiční výdaje VTE sníží o méně než 20 %, obě varianty, hybridní kombinace FVE a VTE a VTE a BESS, dosahují kladných hodnot NPV již v rámci středního scénáře vývoje cen na denním trhu. Jakmile je tato investice snížena na 70 % své původní hodnoty, i zbývající dva scénáře dosahují kladných hodnot NPV. Investiční výdaje na výstavbu VTE jsou tedy zásadním faktorem ovlivňujícím zhodnocení celého projektu, což zdůrazňuje důležitost důkladného průzkumu trhu a získání nabídek od co nejvíce subjektů.

Graf 19: Závislost NPV na změnu investičních výdajů FVE

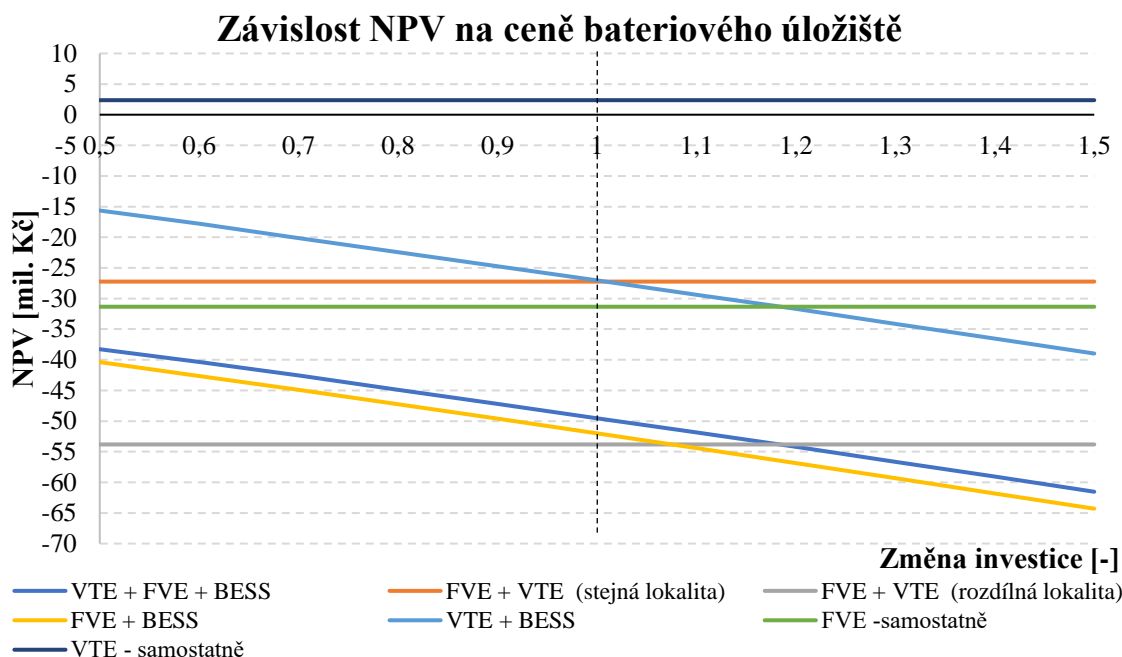


Dalším zkoumaným parametrem je změna investičních výdajů do technologie FVE. Po porovnání s předešlým grafem je patrné, že změna tohoto parametru má menší vliv na NPV díky nižší investiční náročnosti FVE technologie při výstavbě zkoumaných elektráren. I přesto však tato náročnost není zanedbatelná, protože i v případě kapitálově nejnáročnějšího projektu představuje přibližně 33 % celkové investice. Většina projektů dosahuje kladného NPV až po snížení původní investice o 40 %. S větším nasazením solárních elektráren je možné, že dojde ke snížení cen jednotlivých komponent. Vzhledem k současnému tržnímu prostředí není pravděpodobné, že by se vstupní investice do FVE snížila o 40 %. Nicméně menší snížení nákladů na technologii VTE by mělo výrazně pozitivní dopad na většinu zkoumaných projektů.

Největší dopad změny tohoto parametru na NPV je pozorován u konfigurace FVE + BESS a u samostatné FVE, které disponují vyšším instalovaným výkonem v porovnání s ostatními variantami. Je očekáváno, že nejcitlivější na změnu tohoto parametru bude samostatná FVE elektrárna, kde je směrnice klesající křivky nejmenší. Rovněž je to varianta bez větrného zdroje, což způsobuje vyšší citlivost výsledného NPV této varianty na změny tohoto parametru.

Z analýzy výsledků je patrné, že sklon křivek je strmější v případě samostatných scénářů. Naopak u kombinace obou technologií lze dosáhnout určité diverzifikace, což může mít za následek zmírnění negativních dopadů změny nákladů jedné technologie, což může v některých situacích přinést určité výhody.

Graf 20: Závislost NPV na změnu ceny bateriového úložiště

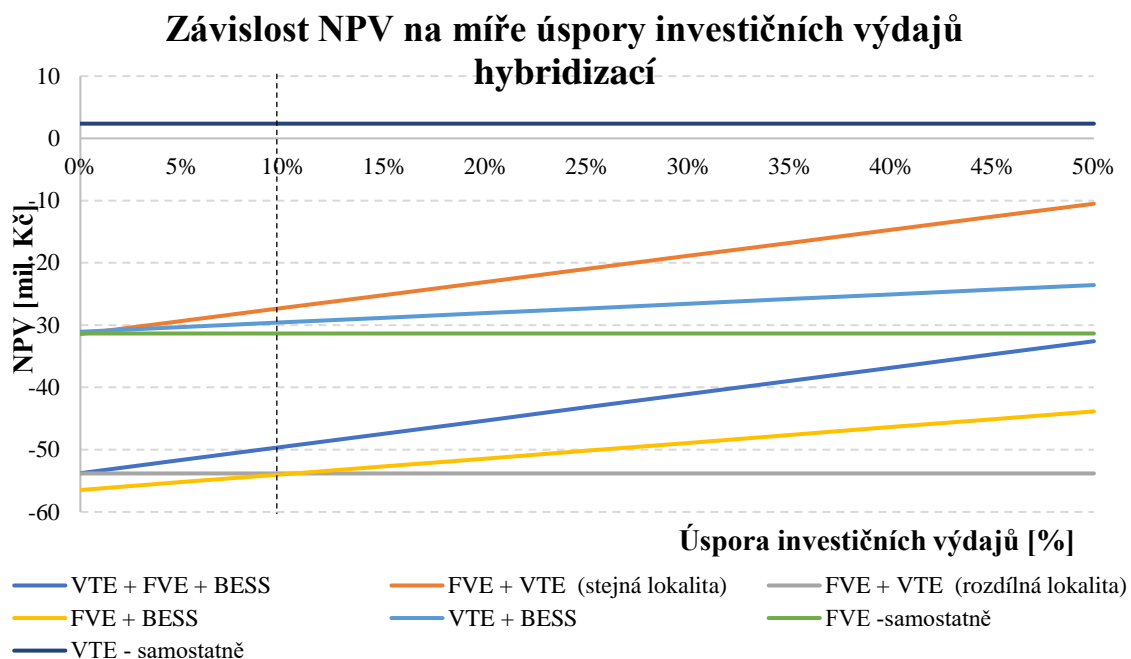


Výše uvedený graf ukazuje, jak se NPV mění v závislosti na pořizovací ceně bateriového úložiště. S ohledem na aktuální nestabilitu cen bateriových úložišť na trhu je tento faktor dalším důležitým faktorem ke zvážení. Vzhledem k tomu, že dimenze bateriového úložiště byla zvolena v nejnižší možné variantě, představuje tato technologie pouze menší část celkových investic. Konkrétně u kapitálově nejnáročnější varianty se jedná o 4 %. Tato analýza zahrnuje i následné reinvestice upravené o inflaci v 10. a 20. roce provozu elektráren. Citlivostní analýza ukazuje, že NPV projektu není tak citlivé na změny v investicích do bateriového úložiště jako u předchozích technologií. Dokonce i kdyby došlo k poklesu pořizovací ceny na polovinu, žádný z projektů by nedosáhl kladných hodnot NPV či změny v pořadí výhodnosti.

8.4.2 Úspora výdajů hybridizací

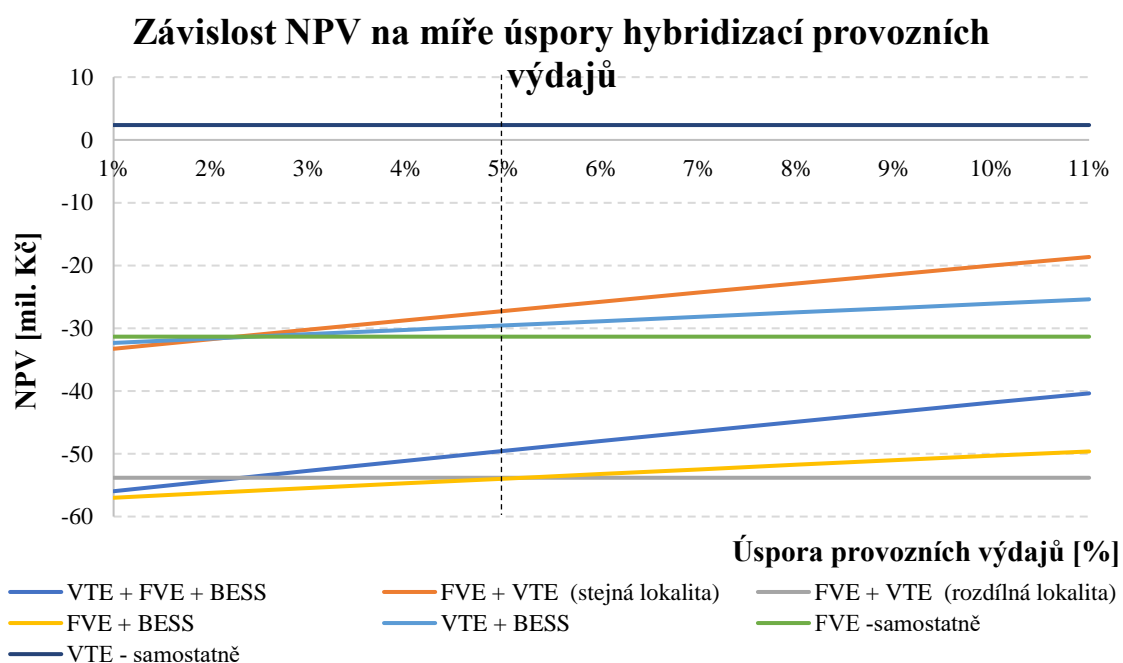
Pokud elektrárny sdílí stejné místo, lze očekávat úspory v stavební fázi projektu. Přesné vyčíslení těchto úspor je složité kvůli velikosti projektu a nedostatku konkrétních nabídek od stavebních a inženýrských společností, avšak odhadují úspory ve výši 10 % pro každou technologii. Z grafu je patrné, že taková úspora by měla pozitivní dopad na ekonomické vyhodnocení jednotlivých projektů. Nejvíce citlivá na změny v parametrech je opět konfigurace kombinující více zdrojů energie s bateriovým úložištěm. Přestože úspora má nesporně pozitivní vliv na čistou současnou hodnotu projektů, nevede k dramatickým změnám v hodnocení projektů. Dále nepředpokládám, že by úspory při reálné výstavbě mohly dosáhnout až 50 % z celkových výdajů na přípravu projektu.

Graf 21: Závislost NPV na míře úspory investičních výdajů hybridizací



Umístění výrobních zařízení na jednom místě přináší výhodu v podobě snížení provozních výdajů. Například techničtí pracovníci mohou zvládnout revize a údržbu různých zdrojů energie během jediného výjezdu, což vede k úsporám času i peněz. Z analýzy grafu vyplývá, že pokud bychom opomíjeli úspory z operativních nákladů, které přináší hybridizace, stávají se hybridní elektrárny ekonomicky méně výhodné oproti samostatným instalacím. Největší výhody z úspor získávají scénáře, které kombinují oba zdroje a bateriové úložiště. I malé procentuální úspory v provozu mohou výrazně přispět ke zlepšení ekonomické efektivity celého projektu.

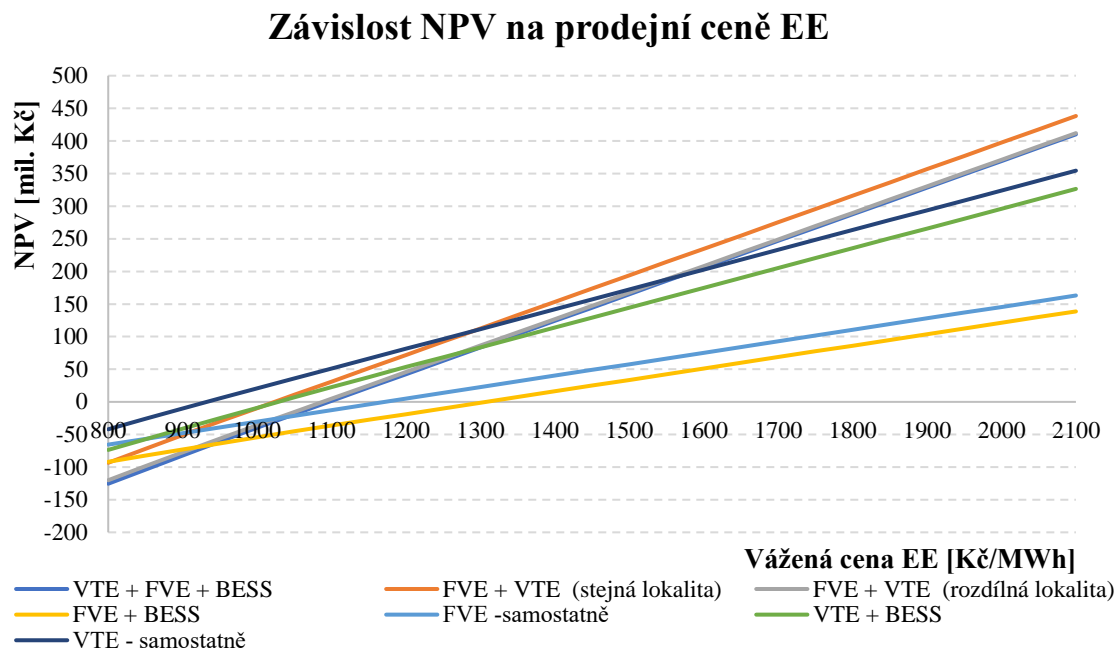
Graf 22: Závislost NPV na míře úspory hybridizací provozních výdajů



8.4.3 Změna cen elektrické energie na denním trhu

Klíčovým parametrem ekonomického zhodnocení je jednotková cena elektřiny za dodávku elektřiny a vývoj cen energií na denním trhu. První graf v této podkapitole zobrazuje závislost NPV na změně tohoto parametru.

Graf 23: Závislost NPV na prodejní ceně elektrické energie na denním trhu

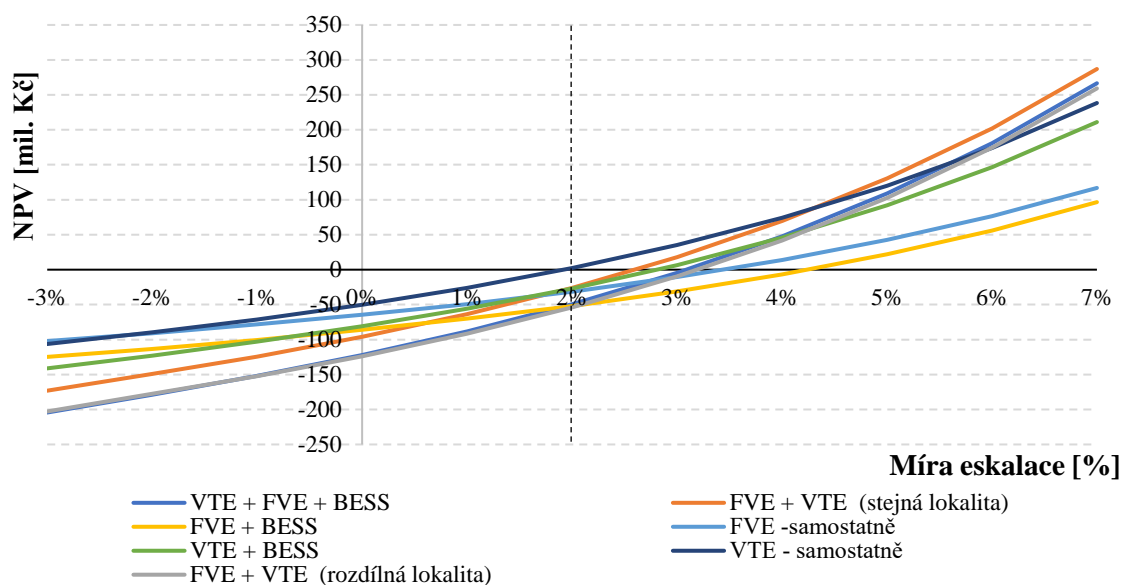


Z grafu lze vyčíst, že od jisté cenové hladiny na denním trhu se stávají projekty kombinující fotovoltaické elektrárny, větrné turbíny a bateriové úložiště ekonomicky nejvýhodnějšími. Rozhodujícím faktorem je zde větší množství vyrobené a následně prodané elektrické energie, což vyvažuje vyšší počáteční náklady. Z grafu je také patrné, že s růstem ceny na denním trhu roste ekonomická efektivnost provozu VTE elektráren, a to jak v kombinovaných, tak v samostatných scénářích.

Od vážené ceny 1 300 Kč/MWh se kombinace FVE a VTE jeví ekonomicky nejvýhodnější variantou elektrárny. Této vážené ceny nebylo dosaženo ani v jednom roce z uvažovaného období. Kdybych počítal s provozem elektráren a následným prodejem energie na základě cen na denním trhu z roku 2023, elektrárna kombinující výrobu z FVE, VTE a BESS dosáhne váženou cenu 2 423 Kč/MWh a typ využívající zdroje FVE a VTE 2 398 Kč/MWh. Ani za tyto ceny nedošlo ke změně v pořadí výhodnosti a konfigurace FVE a VTE zůstává ekonomicky nejvýhodnější. Tento trend se nezměnil ani v roce 2022, kdy došlo k nejvýraznější volatilitě cen. V takovém roce nejvíce profitovaly elektrárny s bateriovým úložištěm. Je však důležité zmínit, že i když vycházím z varianty nejvýhodnější pro sledované období, tedy s nejnižší možnou kapacitou bateriového úložiště, zvýšení kapacity samo o sobě nepřináší změnu v pořadí výhodnosti. Nicméně kalkulace zmíněná jednotková cena prodané energie může sloužit investorovi jako referenční hodnota, kterou dodržet může lépe odhadnout budoucí vývoj, rizika s ním spojené a celkovou ekonomickou efektivitu projektu.

Graf 24: Závislost NPV na eskalaci cen energií na denním trhu

Závislost NPV na eskalaci cen energií na denním trhu



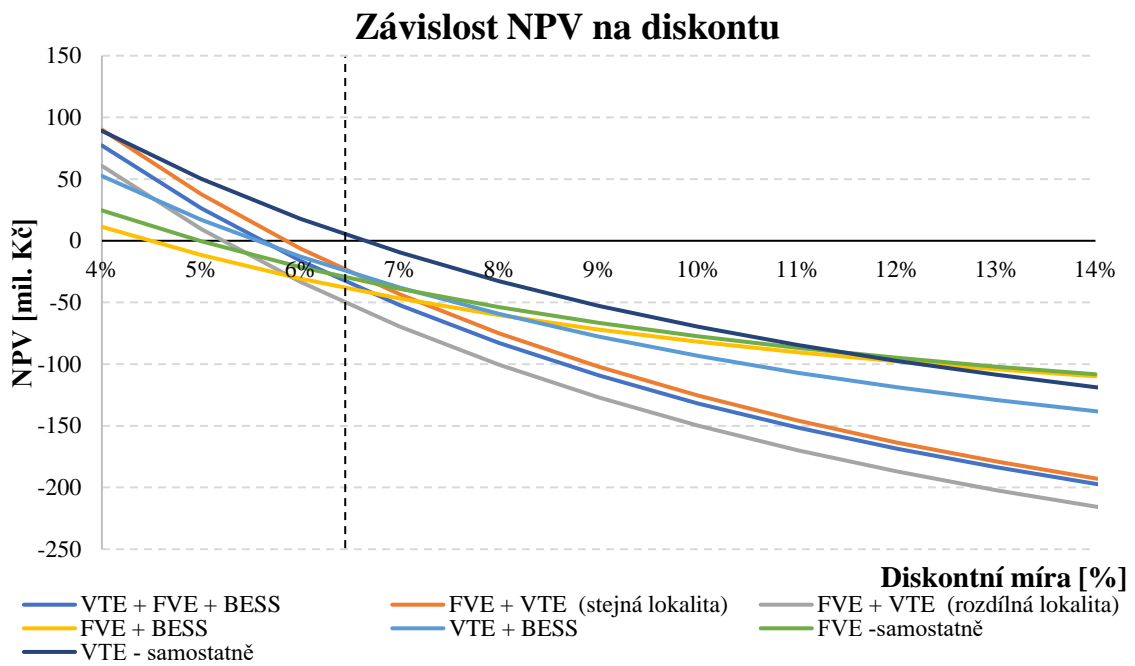
Tento graf potvrzuje významný dopad cen energie na denním trhu na celkové hodnocení projektů. Z grafu lze vyčíst, že od určité úrovně meziroční eskalace se kapitálově nejnáročnější projekty kombinující FVE a VTE a VTE, FVE a BESS stávají ekonomicky nejvýhodnějšími. Tato skutečnost je, podobně jako lze vysledovat v předchozím grafu, způsobena vyšším objemem vyrobené a následně prodané elektrické energie, což vykompenzuje vyšší pořizovací výdaje. Komplementarita obou zdrojů umožňuje vyrábět a potenciálně prodávat energii za výhodné ceny během dne i noci, čímž se maximalizuje výhodnost z eskalace cen. Samostatné instalace FVE a VTE zaznamenávají růst NPV, přičemž VTE profituje z nárůstu cen více než FVE. To odráží zejména vyšší dobu ročního využití maxima této výroby a zvýšenou výrobu v zimních měsících, kdy jsou obvykle vyšší ceny na denním trhu, což přispívá k rentabilitě projektu.

V rámci vstupních parametrů modelu jsem zavedl předpoklad eskalace cen energií ve výši 2 % ročně. Z citlivostní analýzy vyplývá, že při meziroční eskalaci cen ve výši 3 %, by se většina projektů dostala do kladných hodnot NPV. Konkrétně hned po samostatné instalaci VTE, by se ekonomicky nejvýhodnější stala varianta kombinace FVE a VTE. V případě konfigurace s BESS by se tento projekt dostal z hlediska NPV na druhé místo za předpokladu meziroční ceny 6 % ročně.

8.4.4 Diskontní sazba

Také diskontní míra je klíčovým faktorem při ekonomickém hodnocení. Z níže uvedeného grafu vyplývá, že při volbě vyšší diskontní míry jsou budoucí peněžní toky snižovány, což má za následek snížení hodnot NPV projektu. Obecně platí, že budoucí peněžní toky mají dnes nižší váhu, přičemž počáteční roky provozu jsou z hodnocení klíčové. Díky relativně nízkým provozním výdajům je téměř každý rok provozu, s výjimkou let reinvestic do technologií, kladný peněžní tok. Zvýšení sazby znevýhodňuje kapitálově náročné projekty, kde musí být budoucí výnosy vyšší, aby vyvážily počáteční výdaje. Z toho důvodu vyšší diskont způsobuje snížení NPV zejména u větších projektů, kde k návratu investice dochází zpravidla až v posledních letech provozu. Nejcitlivějšími na změnu diskontu jsou proto projekty kombinující FVE a VTE, a to ať už s nebo bez bateriového úložiště.

Graf 25: Závislost NPV na diskontu



9 Závěr

Hlavním cílem diplomové práce bylo vyhodnotit různé varianty kombinace výroby z fotovoltaických a větrných zdrojů a prozkoumat výhody, které může přinést integrace bateriového úložiště v kontextu regulace dodávky vyrobené energie, maximalizace využitelnosti přípojného bodu, uskladnění elektrické energie v době, kdy je cena nízká, a využití uskladněné elektřiny v době, kdy je cena vysoká.

V následujících desetiletích čeká celý svět zásadní proměna energetického odvětví s cílem snížit závislost na fosilních palivech a zvýšit podíl obnovitelných a nízkoemisních zdrojů energie. S ohledem na klimatické a strategické cíle EU lze očekávat výrazný nárůst instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů, přičemž v kontextu české energetiky se bude jednat především o větrné a solární zdroje. I přes technologický pokrok, který vedl ke zvýšení výkonu a snížení investiční výdajů obou technologií, rostoucí podíl intermitentních zdrojů energie představuje pro elektrizační soustavu nové výzvy. Zejména zajištění stability a modernizace elektrizační soustavy si vyžádá rozsáhlé investice do jejího posílení. V této souvislosti bude stále důležitější efektivně využívat stávající infrastruktury, což mohou podpořit projekty hybridních elektráren.

Na základě výstupu práce a analýzy materiálů zaměřující se na tuto problematiku lze v obecné rovině vyzdvihnout následující výhody hybridních elektráren. Mezi hlavní přínosy lze zařadit zvýšení využitelnosti přípojného bodu a stabilnější výroba elektřiny díky kombinaci komplementárních zdrojů. Větrné turbíny jsou efektivnější v nočních hodinách a v chladnějších měsících, což se skvěle doplňuje s nižší výkonností solárních panelů v těchto obdobích. Solární panely na druhou stranu produkují více energie během dopoledne a v letních měsících, kdy je výkon větrných turbín obvykle nižší. Tato kombinace rovněž přináší vyšší počet hodin plného zatížení, což vede k vyššímu využití měniče, transformátoru a elektrické infrastruktury v porovnání se samostatnými elektrárnami. Současně lze tímto způsobem efektivně využít pozemek, jelikož na jednotku plochy připadá vyšší instalovaný výkon. Hybridní systémy mají také potenciál snížit kapitálové i provozní výdaje díky sdílení infrastruktury pro vyvedení výkonu, jako jsou střídače, transformátory a vedení. Nejvýraznější úspory předpokládám v oblasti výdajů spojených s povoleními, úpravami terénu, získáním pozemků, zavedením infrastruktury a režijních nákladů. Také ve fázi povolení je výhodou to, že je třeba zřídit pouze jedinou přípojku k síti, a následné uvedení do provozu se pro více zdrojů může uskutečnit najednou, což by při rozdílných lokalitách nebylo možné.

Výstavba hybridních projektů s sebou přináší i určitá úskalí, jako je potenciální omezení výroby v situacích, kdy větrná a fotovoltaická elektrárna produkují energii současně a v určitém okamžiku převyšují sjednaný limit. Navíc mohou nastat komplikace s povolovacími procesy celého projektu, přičemž získání povolení pro kombinaci fotovoltaické elektrárny a bateriového úložiště bývá obvykle jednodušší než u větrných elektráren. Vývoj a povolovací procesy u větrných elektráren mohou zabrat výrazně víc času ve srovnání s fotovoltaickými elektrárnami, což může zvyšovat komplexitu procesu plánování a realizace projektu.

Problém s přebytečnou energií při výrobě a jejím omezením poukazuje na důležitost sofistikovaného managementu energie, včetně efektivního využívání akumulčních zařízení. Vzhledem k intermitentnímu charakteru těchto zdrojů a očekávanému zvýšení jejich využití se předpokládá rozšíření akumulčních technologií, jejichž význam a kapacita budou narůstat společně s obnovitelnými zdroji energie. Část této práce je zaměřena na návrh technickoekonomického modelu, který umožňuje simulovat a hodnotit provoz jednotlivých projektů. Klíčovou součástí modelu je výpočetní algoritmus pro regulaci výroby z větrných a solárních zdrojů v kombinaci s bateriovým úložištěm, který je navržen tak, aby maximalizoval příjmy z prodeje elektrické energie. Technická část modelu využívá hodinová data z výroby větrných a fotovoltaických elektráren, cen elektřiny na

denním trhu, technické parametry baterie, ztráty při přenosu a provozní omezení systému. Rovněž se předpokládá, že při reálném provozu bude k dispozici předpověď výroby energie založená na počasí alespoň den dopředu, což by mohlo umožnit efektivní využití denních aukcí pro 24 obchodních hodin následujícího dne a v nejlepším případě z nich profitovat.

Pro analýzu a diskusi o přínosech jednotlivých typů elektráren bylo vytvořeno šest variant řešení. První tři varianty neuvažují integraci bateriové úložiště a skládají se ze samostatných větrných a fotovoltaických elektráren nebo z jejich kombinací, přičemž veškerá vyrobená energie je bezprostředně dodávána do distribuční soustavy. Zbylé varianty zahrnují integraci bateriového úložiště, a to buď s jednotlivými typy elektráren nebo s jejich kombinacemi. Investiční horizont byl stanoven na dobu 30 let, což odpovídá obecně uvažovanému investičnímu horizontu při hodnocení projektů fotovoltaických a větrných elektráren.

Na základě vstupů definovaných v sedmé kapitole jsem pomocí výpočetního modelu určil optimální dimenze různých variant elektrárny za účelem maximalizace čisté současné hodnoty projektu s ohledem na specifická omezení. Fotovoltaické technologie mají logicky největší potenciál pro škálovatelnost, protože simulace byla prováděna pro větrné jednotky o výkonu 5 MW, kde prostor pro škálování není tak velký. V případě kombinace fotovoltaické a větrné technologie výpočty ukazují, že nejhodnější poměr instalovaného výkonu činí 1:1, konkrétně 10 MW instalovaného výkonu VTE a 10,1 MWp instalovaného výkonu FVE. Žádná ze zkoumaných konfigurací při určování optimálních rozměrů elektrárny nedoporučuje integraci bateriového úložiště. Přestože úložiště umožňuje zvýšit roční příjmy z prodeje elektrické energie, v případě kombinace FVE, VTE a BESS až o 210 tisíc, a napomocť minimalizovat omezení výroby, počáteční investice a následné výdaje na reinvestice jsou příliš vysoké, což převažuje zmíněné výhody.

Vzhledem k obtížnosti předpovídání hodinových cen energie na denním trhu jsem se rozhodl použít historické ceny z období 2015 až 2019. Zbylé roky jsem se rozhodl vynechat z důvodu zásahu vnějších a geopolitických faktorů na ceny energií. Analýzu jsem rozdělil do tří scénářů vývoje cen: první scénář, pesimistický, počítá s nejnižšími možnými příjmy z prodeje během analyzovaného období. Druhý, optimistický scénář, předpokládá naopak nejvyšší příjmy a třetí, střední scénář, vychází z průměrného roku sledovaného období. Model také umožňuje použití libovolných hodinových cen elektrické energie, což ho činí vhodným i pro použití při budoucím zpřesnění predikce hodinových cen.

Na základě analýzy výnosů z prodeje elektrické energie na denním trhu je zjevné, že kombinace obou zdrojů umožňuje stabilnější dodávky energie v průběhu času. Tento aspekt, spolu s vyšším objemem vyrobené a následně prodané energie, vede k celkově vyšším příjmům, především díky využití BESS pro řízené nabíjení a vybíjení na základě predikce ceny na denním trhu. Porovnání ukazuje, že varianta VTE spolu s BESS dosahuje vyšších příjmů než varianta FVE a BESS. To především reflektuje vyšší doba ročního využití maxima této výroby a zvýšenou výrobu v zimních měsících, kdy jsou obvykle vyšší ceny na denním trhu.

Výsledky ekonomického zhodnocení ukazují, že jak v pesimistickém, tak ve středním scénáři dosahují všechny varianty záporných hodnot NPV. Jedinou výjimkou je samostatná VTE, která v případě středního scénáře dosahuje NPV 2,7 mil. Kč. Většina kombinací fotovoltaického a větrného zdroje je ekonomicky výhodná pouze v optimistickém scénáři vývoji cen. Samostatná větrná elektrárna je výhodná ve dvou scénářích, což je dělá nejlepší volbou dle mých výpočtů. Z ekonomického hodnocení i citlivostní analýzy vyplývá, že od vážené ceny 1300 Kč/MWh se kombinace FVE a VTE jeví jako ekonomicky nejvýhodnější varianta elektrárny. Tato skutečnost je způsobena zejména vyšším objemem vyrobené a následně prodané elektrické energie, což vykompenzuje vyšší pořizovací výdaje. Komplementarita obou zdrojů umožňuje vyrábět a potenciálně prodávat energii za výhodné ceny během dne i noci, čímž se maximalizuje výhodnost z obecně vyšších cen na trhu. Jakmile bych počítal s provozem elektráren a následným prodejem

energie na základě cen na denním trhu z roku 2023, elektrárna kombinující výrobu z FVE, VTE a BESS dosáhne na váženou cenu prodeje 2 423 Kč/MWh a varianta využívající zdroje FVE a VTE 2 398 Kč/MWh. Ani za těchto podmínek nedošlo ke změně v pořadí výhodnosti a kombinace FVE a VTE bez bateriového úložiště zůstává ekonomicky nejvýhodnější. Tento trend by se nezměnil ani v roce 2022, kdy došlo k nejvýraznější volatilitě cen, z čehož varianty s integrací BESS z toho těžili nejvíce.

V rámci citlivostní analýzy byla zkoumána závislost NPV na celé řadě změn vstupních parametrů. Z výsledků vyplývá, že největší dopad na celkové ekonomické zhodnocení má vážená cena prodeje elektrické energie, eskalace cen na denním trhu a výše investičních výdajů. Vzhledem k tomu, že instalace VTE vyžaduje téměř dvojnásobnou investici ve srovnání s FVE, přičemž v kapitálově nejnáročnějším projektu tvoří přibližně 60 % z celkové investice, je NPV značně citlivé na změny výše investice do této technologie. Vzhledem k nestabilitě cen bateriových úložišť na trhu byl tento parametr také zkoumán. Nicméně kvůli tomu, že byla zvolena nejnižší možná velikost bateriového úložiště, představuje tato technologie jen malý podíl z celkových investic, a proto změny v investičních výdajích nemají výrazný vliv na výsledné NPV v porovnání s jinými technologiemi.

K dříve okomentovaným výsledkům je však nutné dodat, že ekonomické zhodnocení a citlivostní analýza byla provedena pro střední scénář vývoji cen energií a bez započtení dotace. Pokud zohledním čerpání dotace MODF-RES+ č.2, hledání optimální dimenze elektráren ukazuje zvýšení instalovaného výkonu FVE a snížení výkonu VTE, z signalizuje preferenci vyššího instalovaného výkonu FVE oproti VTE. Přestože je dotace zahrnuta do pořízení bateriového úložiště, hledání optimálních rozměrů ve středním scénáři stále ukazuje nejnižší možnou kapacitu baterie, a varianta bez baterie zůstává z hlediska kritéria NPV stále výhodnější.

Na základě výstupů diplomové práce lze tedy usoudit, že kombinace fotovoltaického a větrného zdroje má velký potenciál, nicméně instalace bateriového úložiště se čistě pro zamýšlené využití nevyplatí. Všechny varianty při hledání optimální dimenze počítají s nejnižší možnou kapacitou bateriového úložiště, a to jak s čerpáním dotace, tak i bez ní. Počáteční investice a následné výdaje na reinvestice jsou příliš vysoké, což převažuje výhody. Pro reálný projekt bych proto doporučil diverzifikaci příjmů spojených s provozem BESS například ve formě poskytování podpůrných služeb. Vzhledem k tomu, že jsou některé služby požadovány jen zřídka, jakmile by úložiště poskytovalo víc služeb, dosáhne tak vyššího celkového využití. Přestože je BESS technicky vybavena k poskytování různých služeb najednou, frekventovanější nabíjení a vybíjení baterie může zkrátit její životnost a snížit celkovou ekonomickou efektivnost. Navíc by takový provoz mohl vyžadovat to, aby baterie dávala přednost v daný moment pouze určitým službám. Proto je nezbytné věnovat této problematice zvýšenou pozornost a provést důkladnou analýzu před zahájením každého projektu.

10 Seznam použité literatury

- [1] *Změna klimatu: jaké kroky EU podniká*. Online. In: Evropská rada Rada Evropské unie. 27. 1. 2024. Dostupné z: <https://www.consilium.europa.eu/cs/policies/climate-change/>. [cit. 2024-05-14].
- [2] *Jak fungují evropské emisní povolenky?*. Online. In: Fakta o klimatu. c2023. 1. 8. 2023. Dostupné z: <https://faktaoklimatu.cz/explainery/emisni-povolenky-ets>. [cit. 2024-04-27].
- [3] *Renewable energy targets*. Online. In: European Commission. Dostupné z: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en. [cit. 2023-11-14].
- [4] *Co je taxonomie EU*. Online. In: Fakta o klimatu. c2023. Dostupné z: https://faktaoklimatu.cz/infografiky/taxonomie-eu?gclid=CjwKCAiAu9yqBhBmEiwAHTx5p3nR9OxkzgVelo5XrnVyBqt816OD4fyhL7tMu5PqhqIRyuJmC_8ghoCNioQAvD_BwE. [cit. 2023-11-20].
- [5] *Finální bitva o jádro a plyn. Co je v evropské taxonomii?*. Online. In: Energie bez emisí. Dostupné z: <https://energiebezemisi.cz/novinky-v-oboru/finalni-bitva-o-jadro-a-plyn-co-je-v-evropske-taxonomii/>. [cit. 2023-11-20].
- [6] *Jádro a plyn jako přechod k uhlíkové neutralitě. ČR spolu s partnery prosadila v návrhu taxonomie řadu svých požadavků*. Online. In: Ministerstvo průmyslu a obchodu. 4.2.2022. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/jadro-a-plyn-jako-prechod-k-uhlikove-neutralite--cr-spolu-s-partnery-prosadila-v-navrhu-taxonomie-radu-svych-pozadavku--265862/>. [cit. 2023-11-20].
- [7] *Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR pro rok 2022*. Online. In: Energetický Regulační Úřad. 2023, 30.06.2023. Dostupné z: <https://www.eru.cz/rocn-zprava-o-provozu-elektrizacni-soustavy-cr-pro-rok-2022#breadcrumb>. [cit. 2023-11-18].
- [8] ČEPS. *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ)*. online. In: ČEPS. Ministerstvo průmyslu a obchodu. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2023/5/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-elektrizacni-soustavy-CR-2022.pdf>. [cit. 2023-11-19].
- [9] DYKES, Katherine; KING, Jennifer; DIORIO, Nicholas; KING, Ryan; GEVORGIAN, Vahan et al. *Opportunities for Research and Development of Hybrid Power Plants*. Online, technická zpráva. Golden: National Renewable Energy Laboratory. 2020. Dostupné z: <https://doi.org/doi:10.2172/1659803>. [cit. 2023-10-11].
- [10] FARHAT, Obeida; KHALED, Mahmoud; FARAJ, Jalal; HACHEM, Farouk; TAHER, Rani et al. *A short recent review on hybrid energy systems: Critical analysis and recommendations*. Online. *Energy Reports*. 2022, roč. 8, s. 792-802. ISSN 23524847. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.091>. [cit. 2023-10-10].
- [11] KAVADIAS, Kosmas A. a TRIANTAFYLLOU, Panagiotis. *Hybrid Renewable Energy Systems' Optimisation. A Review and Extended Comparison of the Most-Used Software Tools*. Online. *Energies*. 2021, roč. 14, č. 24. ISSN 1996-1073. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/en14248268>. [cit. 2023-10-13].

- [12] Renewable Hybrid Power Plants - Exploring the benefits and market opportunities. Online. *Wind Europe*. 2019. Dostupné z: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-renewable-hybrid-power-plants-benefits-and-market-opportunities.pdf#page=7&zoom=100,90,425>. [cit. 2023-12-14].
- [13] LUMBY, Ben. *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. A Project Developer's Guide*. online. Washington, D.C: International Finance Corporation (IFC), 2015. Dostupné z: https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/2022-03/IFC_Solar_Report_Web__08_05.pdf. [cit. 2024-01-26].
- [14] CHRISTOPH, Christoph. *Study: Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies*. Online. In: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. 2021. Dostupné z: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>. [cit. 2023-11-28].
- [15] HASAN, Khaled; YOUSUF, Sumaiya Binty; TUSHAR, Mohammad Shahed Hasan Khan; DAS, Barun K.; DAS, Pronob et al. Effects of different environmental and operational factors on the PV performance: A comprehensive review. Online. 2022, roč. 10, č. 2, s. 656-675. ISSN 2050-0505. Dostupné z: <https://doi.org/10.1002/ese3.1043>. [cit. 2023-10-15].
- [16] *O fotovoltaičce*. online. In: Silektró Energy. c2023. Dostupné z: <https://www.silektró.cz/kolik-elektriny-vyrobi-vase-fve-rolu-hraje-nejen-lokalita-sklon-ci-orientace-panelu/>. [cit. 2023-11-01].
- [17] *Fotovoltaičké panely v roce 2021*. online. In: Skupina ČEZ. 2021. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/clanky/fotovoltaika/fotovoltaicke-panely-v-roce-2021-jake-si-poridit-174068>. [cit. 2023-10-13].
- [18] VÁŇA, Lukáš. *Technicko-ekonomická komparativní analýza pozemních konstrukcí pro fotovoltaičké elektrárny*. Online, bakalářská práce. Praha: ČVUT v Praze, Fakulta strojní. Dostupné z: <https://dspace.cvut.cz/handle/10467/111147> [cit. 2023-11-07].
- [19] *Větrná elektrárna*. Online. In: Svět Energie - Vzdělávací portál ČEZ. c2020. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/obnovitelne-zdroje-energie-pro-deti/vetrna-energie-pro-deti/vetrna-elektrarna/jak-funguje>. [cit. 2023-11-30].
- [20] *Repowering and lifetime extension: making the most of Europe's wind energy resource*. Online. In: Wind Europe. 2017. Dostupné z: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-Repowering-and-Lifetime-Extension.pdf> [cit. 2024-04-27].
- [21] HANSLIAN, David. *Aktualizace potenciálu větrné energie v České republice z perspektivy roku 2020*. Online. Ústav fyziky atmosféry AV ČR. 2020. Dostupné z: https://www.ufa.cas.cz/DATA/vetrna-energie/Potencial_vetrne_energie_2020.pdf. [cit. 2023-11-28].
- [22] *Velikost větrné elektrárny a její vývoj*. Online. In: ČSVE - Česká společnost pro větrnou energii. Dostupné z: [cit. 2023-12-05]. Dostupné z: <https://www.csve.cz/cz/clanky/velikost-vetrne-elektrarny-a-jeji-vyvoj/110>
- [23] *Z čeho se skládá větrná elektrárna*. Online. In: ČSVE - Česká společnost pro větrnou energii. [cit. 2023-12-05]. Dostupné z: <https://csve.cz/cz/detail-kategorie/z-ceho-se-sklada-vetrna-elektrarna/82>
- [24] BINDHU, Babu a DIVYA, S. Comparative study of different types of generators used in wind turbine and reactive power compensation. online. *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering*. 2017, roč. 14. ISSN 2278-1676. Dostupné z: <https://doi.org/10.46300/91010.2020.14.13>. [cit. 2023-

12-10].

- [25] REILLY, Jim; POUDEL, Ram; KRISHNAN, Venkat; ANDERSON, Ben; RANE, Jayaraj et al. Hybrid Distributed Wind and Battery Energy Storage Systems. Online, technická zpráva. Golden: National Renewable Energy Lab, 2022. Dostupné z: <https://doi.org/10.2172/1874259>. [cit. 2023-10-14].
- [26] REKIOUA, Djamila. Energy Storage Systems for Photovoltaic and Wind Systems: A Review. Online. *Energies*. 2023, roč. 16, č. 9. ISSN 1996-1073. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/en16093893>. [cit. 2023-10-14].
- [27] CNESA. *Energy Storage Industry White Paper 2021*. Online. In: CNESA. China Energy Storage Alliance. 2020. Dostupné z: <https://static1.squarespace.com/static/55826ab6e4b0a6d2b0f53e3d/t/60d2fff40aec596dc9e5cd65/1624440841870/CNESA+White+Paper+2021-PDF>. [cit. 2023-10-20].
- [28] *Přečerpávací vodní elektrárny u nás*. Online. In: ČEZ. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/vodni-elektrarny/vodni-elektrarny-cez>. [cit. 2023-10-19].
- [29] HOSSAIN, Eklas; FARUQUE, Hossain; SUNNY, Md.; MOHAMMAD, Naeem a NAWAR, Nafiu. A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects. Online. *Energies*. 2020, roč. 13, č. 14. ISSN 1996-1073. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/en13143651>. [cit. 2023-10-29].
- [30] *Compressed Air Energy Storage (CAES)*. Online. In: UN Climate Technology Centre and Network. Dostupné z: <https://www.ctc-n.org/technologies/compressed-air-energy-storage-caes>. [cit. 2023-10-29].
- [31] *Skladování energie – setrvačníky*. Online. In: Akademie věd České republiky. 2017. Dostupné z: <http://upase.it.cas.cz/skladovani-energie-setrvacniky/>. [cit. 2023-10-29].
- [32] *Five steps to energy storage*. Online. In: World Energy Council. 2020. Dostupné z: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Five_steps_to_energy_storage_v301.pdf. [cit. 2023-11-02].
- [33] MÄKI, Elina; TÄHTINEN, Matti a PIKKARAINEN, Toni. *Concentrated solar power and circulating fluidized bed power plant hybrids - Final results of the COMBO-CFB project*. Online. In: VTT Technology, 2017. ISBN: 978-951-38-8531-1. Dostupné z: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.20145.58722>. [cit. 2023-11-02].
- [34] *BESS: The infographic*. Online. In: Integra sources. 2021, 2023. Dostupné z: <https://www.integrasources.com/blog/bess-infographic/>. [cit. 2023-10-29].
- [35] HRZINA, Pavel. *Cykly a životnost baterie*. Online. In: TZB-info. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/akumulace-elektriny/21096-cykly-a-zivotnost-baterie>. [cit. 2023-11-07].
- [36] VAZQUEZ-RODRIGUEZ, Alberto; MICHIORRI, Andrea a KARINIOTAKIS, Georges. Integrating thermal properties and degradation modelling of batteries into the scheduling of hybrid power plants with photovoltaics. Online. *Journal of Energy Storage*. 2023, roč. 2023, s. 73. ISSN 2352-152X. Dostupné z: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108782>. [cit. 2023-10-05].

- [37] ASRI, L I M; ARIFFIN, W N S F W; ZAIN, A S M; NORDIN, J a SAAD, N S. Comparative Study of Energy Storage Systems (ESSs). Online. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021, roč. 1962, č. 1. ISSN 1742-6588. Dostupné z: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1962/1/012035>. [cit. 2023-11-09].
- [38] VISWANATHAN, Vilayanur; MONGIRD, Kendall; FRANKS, Ryan; LI, Xiaolin a SPRENKLE, Vincent. *2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*. Online, technická zpráva. In: U.S. Department of energy, 2022. Dostupné z: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2022%20PNNL-33283.pdf>. [cit. 2023-11-09].
- [39] *Základní informace k vodíku*. Online. In: HYTEP Česká vodíková technologická platforma. c2023. Dostupné z: <https://www.hytep.cz/o-vodiku/ve-zkratce>. [cit. 2023-10-29].
- [40] PELLOW, Matthew A.; EMMOTT, Christopher J. M.; BARNHART, Charles J. a BENSON, Sally M. Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. Online. 2015, roč. 8, č. 7, s. 1938-1952. ISSN 1754-5692. Dostupné z: <https://doi.org/10.1039/C4EE04041D>. [cit. 2023-10-29].
- [41] *Unlocking the potential of hybrid renewable projects in Europe*. Online. In: K2 Management. 24. 7. 2023. Dostupné z: <https://www.k2management.com/news/unlocking-the-potential-of-hybrid-renewable-projects-in-europe>. [cit. 2024-01-02].
- [42] *Spitalhöfe (Pfaffenweiler)*. Online. In: BAYWA R.E. c2023. Dostupné z: <https://www.baywa-re.de/de/projekte-in-deutschland/spitalhoefer>. [cit. 2023-12-29].
- [43] *ABO Wind and TRICERA energy set new standard in sustainable battery storage systems*. Online. In: Abo Wind. Dostupné z: https://www.abo-wind.com/en/media-center/press/2023/2023-06-12_tricera_en.html. [cit. 2023-12-29].
- [44] *FVE Ochoz*. Online. In: Global Solar. c2023. Dostupné z: <https://www.solarglobal.cz/reference/fve-ochoz>. [cit. 2023-12-30].
- [45] *Les Cédres*. Online. In: AkuoCoop. Dostupné z: <https://www.akuoenergy.com/en/akuo-in-the-world/all-our-projects/les-cedres>. [cit. 2023-12-29].
- [46] *Gecama Hybrid Spain*. Online. In: Enlight. Dostupné z: <https://enlightenergy.co.il/project/gecama-hybrid/>. [cit. 2023-12-29].
- [47] *JW-HD144N 550-575W*. Online. In: JolyWood. Dostupné z: <https://cdn.enfsolar.com/z/pp/98us362yszgh/202202111436597382.pdf>. [cit. 2024-04-06].
- [48] *GW250KN-HT*. Online. In: GoodWee. Dostupné z: <https://en.goodwe.com/ht-series-three-phase-utility-scale-solar-inverter>. [cit. 2024-04-06].
- [49] *Benchmarking Anticipated Wind Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Wind Industry Professionals*. Online, závěrečná zpráva. In: Berkeley Lab - Energy Markets & Policy. 2019. Dostupné z: https://live-etabiblio.pantheonsite.io/sites/default/files/wind_useful_life_report.pdf. [cit. 2024-05-07].
- [50] *N149/4.X Technical data*. Online. In: Nordex. Dostupné z: <https://www.nordex-online.com/en/product/n149-4-0-4-5/>. [cit. 2024-04-06].
- [51] *Energy Storage System Products Catalogue - ST2752UX*. Online. In: Sungrow. 2021. Dostupné z:

- <https://uk.sungrowpower.com/upload/file/20210909/EN%20BR%20Sungrow%20Energy%20Storage%20System%20Products%20Catalogue.pdf>. [cit. 2024-04-27].
- [52] LONG, Qian; DAS, Kaushik; POMBO, Daniel V. a SØRENSEN, Poul E. Hierarchical control architecture of co-located hybrid power plants. Online. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022, roč. 143. ISSN 01420615. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108407>. [cit. 2024-04-06].
- [53] FU, Ran; REMO, Timothy a MARGOLIS, Robert. *2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics Plus-Energy Storage System Costs Benchmark*. Online. In: National Renewable Energy Laboratory. 2018. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf>. [cit. 2023-11-06].
- [54] DURVASULU, Venkat; MURPHY, Caitlin a DENHOLM, Paul. *Evaluating Utility-Scale PV-Battery Hybrids in Operational Models for the Bulk Power System*. Online, technická zpráva. In: National Renewable Energy Laboratory. 2021. Dostupné z: <https://doi.org/10.2172/1780668>. [cit. 2023-11-04].
- [55] GOMES, João Graça; JIANG, Juan; CHONG, Cheng Tung; TELHADA, João; ZHANG, Xu et al. Hybrid solar PV-wind-battery system bidding optimisation: A case study for the Iberian and Italian liberalised electricity markets. Online. *Energy*. 2023, roč. 2023, s. 263. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126043>. [cit. 2023-10-05].
- [56] DEMIR, Sumeyra; MINCEV, Krystof; KOK, Koen a PATERAKIS, Nikolaos G. Introducing Technical Indicators to Electricity Price Forecasting: A Feature Engineering Study for Linear, Ensemble, and Deep Machine Learning Models. Online. *Applied Sciences*. 2020, roč. 10, č. 1, s. 18. ISSN 2076-3417. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/app10010255>. [cit. 2024-03-24].
- [57] *2023 Levelized Cost Of Energy+*. Online. In: Lazard. 2023. Dostupné z: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>. [cit. 2024-04-01].
- [58] *Odpisy fotovoltaické elektrárny 2023*. Online. In: Dembo Power. 2024. Dostupné z: <https://dembo.cz/odpisy-fotovoltaicke-elektrarny-2023/>. [cit. 2024-04-04].
- [59] *Data o trhu s elektřinou a plynem za daný rok - roční zpráva*. Online. In: OTE. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocní-zprava?date=2024-01-01>. [cit. 2024-05-07].
- [60] *Výzva MODF – RES+ Č. 2/2024 k předkládání žádostí o poskytnutí podpory z prostředků modernizačního fondu*. Online. In: Statní fond životního prostředí. Dostupné z: https://www.sfzp.cz/files/documents/storage/2023/12/21/1703142495_RES_2_2024_final.pdf. [cit. 2024-04-04].
- [61] *Prognóza ČNB – zima 2024*. Online. In: Česká národní banka. 2024, 26. 1. 2024. Dostupné z: <https://www.cnb.cz/cs/menova-politika/prognoza/>. [cit. 2024-04-01].
- [62] *Výnosy dluhopisů - úroky a sazby CZ a EU dluhopisů*. Online. In: Kurzy.cz. 2024. Dostupné z: <https://www.kurzy.cz/dluhopisy/vynos-uroky/>. [cit. 2024-04-01].
- [63] *Levered and Unlevered Betas by Industry*. Online. In: Damodaran. 5. 1. 2024. Dostupné z: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#discrate. [cit. 2024-04-01].
- [64] *ČEZ ESCO a.s. - Výroční zpráva za rok 2022*. Online. In: ČEZ ESCO. 2023. Dostupné z: https://www.cezesco.cz/webpublic/file/edee/esco4/vyrocní-zpravy/vz_cez-esco_2022_el.-verze-s

- podpisy.pdf. [cit. 2024-04-27].
- [65] ČNB snižuje úrokové sazby. Online. In: Česká národní banka. 2024. Dostupné z: <https://www.cnb.cz/cs/cnb-news/tiskove-zpravy/CNB-snizuje-urokove-sazby-00004/>. [cit. 2024-04-01].
- [66] *Kurzy devizového trhu – měsíční průměry*. Online. In: Česká národní banka. Dostupné z: https://www.cnb.cz/cs/financni-trhy/devizovy-trh/kurzy-devizoveho-trhu/kurzy-devizoveho-trhu/prumerne_mena.html?mena=USD. [cit. 2024-04-01].
- [67] BREASLEY, Richard A.; MYERS, Stewart C. a ALLEN, Franklin. *Teorie a praxe firemních financí*. Praha: BizBooks, 2014. ISBN 80-85605-24-4.
- [68] *Maximální ceny SVR na DT - data*. Online. In: ČEPS. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/data#MaximalniCenySVRnaDT>. [cit. 2024-05-07].
- [69] *Price of Reserved Balancing Reserves (Prices of Procured Balancing Reserves)*. Online. In: ENTSOE. Dostupné z: <https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/balancingVolumesReservationPrice/show> [cit. 2024-05-07].

Seznam použitých značek a symbolů

Symbol	Význam	Jednotka
$TC_{h,d}$	Tržní cena elektřiny na denním trhu v dané hodině h a dne d	Kč/MWh
α	Váhový člen (výpočet EMA)	-
x_i	Řídící proměnná nabíjení baterie	-
y_i	Řídící proměnná vybíjení baterie	-
z_i	Řídící proměnná dodávky do sítě	-
σ	Míra samovybíjení	%
P_{max}	Maximální nabíjecí/vybíjecí výkon	kW
k	Cenová třída hodinových cen elektrické energie během obchodního dne (0-24)	-
SOC_{min}	Minimální stanovená úroveň nabití BESS	%
SOC_{max}	Maximální stanovená úroveň nabití BESS	%
SOC_{min}	Minimální stanovená úroveň nabití BESS	kWh
SOC_{max}	Maximální stanovená úroveň nabití BESS	kWh
SOC_t	Aktuální úroveň nabití BESS	kWh
C_{BESS}	Celková kapacita BESS	kWh
$Nab_{h,d}$	Nabíjecí výkon baterie v dané hodině h a dne d	kW
$Vyb_{h,d}$	Vybíjecí výkon z baterie v dané hodině h a dne d	kW
$FVE_{h,d}$	Výkon FVE v dané hodině h a dne d	kW
$VTE_{h,d}$	Výkon VTE v dané hodině h a dne d	kW
$BESS_{přebytek,h,d}$	Přebytečný výkon při nabíjení baterie	kW
$P_{sít,h,d}$	Konečný výkon do sítě	kW
$P_{BESS,h,d}$	Optimalizovaný výkon nabíjení nebo vybíjení na základě cenových tříd	kW
$P_{o,BESS,h,d}$	Nabíjecí výkon baterie po překročení limitu POI	kW
$Vyb_{h,d}^*$	Vybíjecí výkon baterie po překročení limitu POI	kW
příjem z prodeje $EE_{h,d}$	Příjem z prodeje elektrické energie v dané hodině h a dne d	Kč
η_{vyb}	Účinnost nabíjecího cyklu BESS	%
η_{nab}	Účinnost vybíjecího cyklu BESS	%
$\eta_{měnič}$	Účinnost výkonového měniče	%
$\eta_{střídač}$	Účinnost fotovoltaického střídače	%
$\eta_{sít}^{FVE}$	Účinnost přenosu energie z FVE do sítě dle dané konfigurace	%
$\eta_{sít}^{VTE}$	Účinnost přenosu energie z VTE do sítě dle dané konfigurace	%
η_{BESS}^{FVE}	Účinnost přenosu energie z FVE do BESS dle dané konfigurace	%
η_{BESS}^{VTE}	Účinnost přenosu energie z VTE do BESS dle dané konfigurace	%
$\eta_{sít}^{BESS}$	Účinnost přenosu energie z BESS do sítě dle dané konfigurace	%
$T_{střídač}$	Doba životnosti fotovoltaického střídače	roky
T_{BESS}	Doba životnosti BESS	roky
$T_{měnič}$	Doba životnosti výkonového měniče	roky
P_{inst}	Instalovaný výkon FVE pro kalkulaci výše dotace	kW
V_{FVE}	Výdaje na údržbu a servis FVE za MWp	Kč/rok

V_{VTE}	Výdaje na údržbu a servis VTE za MW	Kč/rok
V_{BESS}	Výdaje na údržbu a servis BESS za MWh	Kč/rok
r_e	Náklady na vlastní kapitál (výpočet WACC)	Kč
r_d	Náklady na dluh před zdaněním (výpočet WACC)	%
r_f	Bezrizikový výnos	%
β_U	Nezadlužená beta firmy podnikající v energetickém sektoru	-
β_L	Zadlužená beta firmy podnikající v energetickém sektoru	-
τ	Daňová sazba	%

Seznam použitých zkratk

AC	Střídavý
BESS	Bateriové úložiště (Battery Energy Storage System)
BMS	Systém řízení baterie (Battery management system)
CAES	Akumulace energie stlačením vzduchu (
D	Cizí kapitál
DC	Stejnoseměrný
DOD	Hloubka vybití (Depth of discharge)
E	Vlastní kapitál
EMA	Exponenciální klouzavý průměr (Exponential moving average)
EMS	Systému řízení energie (Energy management system)
EU	Evropská unie
EU ETS	Evropský systém emisního obchodování
FVE	Fotovoltaická elektrárna
LAES	Akumulace energie zkapalňování vzduchu (Liquid air energy storage)
LCOE	Vyrovnané náklady na energii (Levelized Cost of Electricity)
MPPT	Sledování maximálního výkonu (Maximum power point tracker)
NPV	Čistá současná hodnota (Net present value)
POI	Přípojný bod (Point of interconnection)
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
SMA	Jednoduchý klouzavý průměr (Simple moving average)
SOC	Stav nabití (State of charge)
VN	Vysoké napětí
VTE	Větrná elektrárna
WACC	Vážený průměr nákladů kapitálu (Weighted average cost of capital)

Seznam obrázků

Obrázek 1: Vývoj netto instalovaného výkonu (konzervativní scénář) [8]	5
Obrázek 2: Závislost výroby FVE na sklonu a orientaci panelů [16]	11
Obrázek 3: Mapa území s dostatečným větrným potenciálem [21]	16
Obrázek 4: Rozložení strojovny větrné elektrárny [23]	18
Obrázek 5: Procentuální podíl globálně nejpoužívanějších typů úložišť (vlastní zpracování dle [27])	19
Obrázek 6: Princip technologie CAES [29]	21
Obrázek 7: Princip fungování koncentrační solární elektrárny [33]	22
Obrázek 8: Grafické znázornění různých typů cyklů [35]	25
Obrázek 9: Optimální teplotní a napěťová oblast pro lithiové technologie [35]	26
Obrázek 10: Schéma systému vodíkových článků [40]	27
Obrázek 11: Investiční výdaje (\$/kWh) nejpoužívanějších technologií akumulace energie v roce 2021 [38]	29
Obrázek 12: Odhadovaný vývoj investičních výdajů nejpoužívanějších technologií akumulace energie v roce 2030 [38]	30
Obrázek 13: Hybridní elektrárna Spitalhöfe v Pfaffenweileru [42]	32
Obrázek 14: Hybridní elektrárna Weichenried v Bavorsku [43]	33
Obrázek 15: Hybridní elektrárna Ochoz na Prostějovsku [44]	34
Obrázek 16: Hybridní elektrárna LES CÈDRES [45]	34
Obrázek 17: Hybridní elektrárna Gecama [46]	35
Obrázek 18: Architektura řídicího systému hybridní elektrárny (vlastní zpracování dle [52])	40
Obrázek 19: Schéma fotovoltaické elektrárny (AC-Coupled)	41
Obrázek 20: Schéma větrné elektrárny (AC-Coupled)	42
Obrázek 21: Schéma fotovoltaické elektrárny s bateriovým úložištěm (AC-Coupled)	43
Obrázek 22: Možné zapojení FVE elektrárny s úložištěm (DC-Coupled) (vlastní zpracování dle [54])	43
Obrázek 23: Schéma větrné elektrárny s bateriovým úložištěm (AC-Coupled)	44
Obrázek 24: Schéma hybridní elektrárny v kombinaci FVE a VTE	45
Obrázek 25: Schéma hybridní elektrárny v kombinaci FVE, VTE a BESS	46
Obrázek 26: Vývojový diagram technické části modelu	53

Seznam grafů

Graf 1: Netto výroba elektřiny v ČR v roce 2022 (vlastní zpracování dle [7]).....	4
Graf 2: Netto instalovaný výkon v ČR v roce 2022 (vlastní zpracování dle [7])	4
Graf 3: Příklad komplementárního výrobního diagramu solární a větrné elektrárny (simulace)	8
Graf 4: Průměrná denní výroba v každém měsíci v roce	10
Graf 5: Diagram výroby větrné elektrárny v závislosti na ročním období.....	15
Graf 6: Korelace výroby FVE a VTE s cenami elektrické energie na denním trhu.....	47
Graf 7: Grafická interpretace proměnných x_i a y_i řídicích proces nabíjení a vybíjení baterie	51
Graf 8: Změny výkonu P_{BESS} dle cenových tříd.....	52
Graf 9: Vývoj cen elektřiny na denním trhu v období 2015-2023 (vlastní zpracování dle [59]).....	60
Graf 10: Závislost koeficientu využití infrastruktury na poměru instalovaných výkonů FVE a VTE..	66
Graf 11: Závislost koeficientu využití infrastruktury na poměru instalovaných výkonů FVE a VTE..	67
Graf 12: Přehled vyrobené energie v průběhu roku (samostatná VTE).....	67
Graf 13: Přehled vyrobené energie v průběhu roku (samostatná FVE)	68
Graf 14: Přehled vyrobené energie v průběhu roku (kombinace VTE a FVE).....	68
Graf 15: Přehled vyrobené energie v průběhu roku (kombinace VTE, FVE a BESS)	69
Graf 16: Přehled využití BESS v kombinaci s FVE a VTE.....	70
Graf 17: Přehled zvýšení ročního příjmu z prodeje elektrické energie integrací BESS	72
Graf 18: Závislost NPV na změnu investičních výdajů VTE	78
Graf 19: Závislost NPV na změnu investičních výdajů FVE	79
Graf 20: Závislost NPV na změnu ceny bateriového úložiště	80
Graf 21: Závislost NPV na míře úspory investičních výdajů hybridizací.....	81
Graf 22: Závislost NPV na míře úspory hybridizací provozních výdajů.....	81
Graf 23: Závislost NPV na prodejní ceně elektrické energie na denním trhu.....	82
Graf 24: Závislost NPV na eskalaci cen energií na denním trhu	83
Graf 25: Závislost NPV na diskontu	84

Seznam tabulek

Tabulka 1: Srovnání technických parametrů nepoužívanějších typů baterií [26] [37] [38].....	27
Tabulka 2: Srovnání technických parametrů nepoužívanějších typů úložišť [32].....	28
Tabulka 3: Technické parametry fotovoltaického panelu Jolywood JW-HD144N-560 [47]	37
Tabulka 4: Technické parametry střídače Goodwe GW250KN-HT [48]	37
Tabulka 5: Technické parametry větrné jednotky Nordex N149/4.X [50]	38
Tabulka 6: Nastavení parametrů BESS [51]	39
Tabulka 7: Souhrn účinností jednotlivých prvků systému [54] [48].....	49
Tabulka 8: Položkový rozpad měrných investičních výdajů projektu (zaokrouhлено na mil. Kč) [38] [53] [57]	57
Tabulka 9: Měrné provozní výdaje projektu [38] [53] [57].....	58
Tabulka 10: Doba životnosti komponent elektrárny vyžadující výměnu	59
Tabulka 11: Vstupní parametry pro výpočet WACC.....	62
Tabulka 12: Vývoj měnového kurzu EUR/CZK.....	63
Tabulka 13: Shrnutí optimální dimenze elektráren (bez započtení dotace).....	65
Tabulka 14: Roční příjem z prodeje elektrické energie na denním trhu jednotlivých konfigurací.....	71
Tabulka 15: Položkový rozpad investičních výdajů jednotlivých projektů	73
Tabulka 16: Ekonomické zhodnocení projektů na základě definovaných scénářů (bez dotace)	74
Tabulka 17: Ekonomické zhodnocení projektů na základě definovaných scénářů (se započtením dotace).....	75
Tabulka 18: Shrnutí optimální dimenze elektráren (se započtením dotace)	76
Tabulka 19: Přehled vstupních parametrů technickoekonomického modelu.....	78

