

**KATEDRA EKONOMIKY,
MANAŽERSTVÍ A HUMANITNÍCH
VĚD**

**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ
TECHNICKÉ V PRAZE**

FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ



**MĚRNÉ VÝROBNÍ NÁKLADY
NÁHRADY UHLÍ VĚTREM A
SLUNCEM**

DIPLOMOVÁ PRÁCE

KVĚTEN 2023

**BC. PETRA
DUŠKOVÁ**

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Dušková** Jméno: **Petra** Osobní číslo: **474633**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Management energetiky a elektrotechniky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Měrné výrobní náklady náhrady uhlí větrem a sluncem

Název diplomové práce anglicky:

Levelized cost of electricity of coal to wind and sun substitution

Pokyny pro vypracování:

Rešerše metodiky LCOE
Úspory nákladů vyřazením uhelné elektrárny
Investiční a provozní výdaje nahrazujících větrných a FVE elektráren doplněných akumulací (variantně)
Výpočet LCOE této náhrady

Seznam doporučené literatury:

- 1) March W.D.: Economics of Electric Utility Power Generation. Oxford University Press, New York, 1980.
- 2) Schwarz P.M.: Energy Economics. Routledge, London, New York, 2018.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Miroslav Vítek, CSc. 13116

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

Datum zadání diplomové práce: **14.02.2023**

Termín odevzdání diplomové práce: **26.05.2023**

Platnost zadání diplomové práce: **22.09.2024**

Ing. Miroslav Vítek, CSc.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomantka bere na vědomí, že je povinna 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 studentky

PODĚKOVÁNÍ

Chtěla bych poděkovat svému vedoucímu diplomové práce panu Ing. Miroslavu Vítkovi, CSc. za cenné rady, konzultace a poskytnutá data. Dále děkuji panu Ing. Peteru Píkovi, Ph.D. za poskytnuté data výroby FVE v severních Čechách. Děkuji své rodině a přátelům za podporu při studiu.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracovala samostatně a že jsem uvedla veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne 26. května 2023

.....

ABSTRAKT

Diplomová práce se zabývá měrnými výrobními náklady (LCOE) náhrady uhelné elektrárny vybranými obnovitelnými zdroji a energetickými úložišti. Pařížská dohoda, ratifikovaná v roce 2015 všemi státy EU, formuluje dlouhodobý cíl ochrany klimatu. Mezi její hlavní body patří usilovat o udržení nárůstu průměrné globální teploty pod 1,5°C ve srovnání s úrovní před průmyslovou revolucí. Pro dosažení cílů Evropské unie v oblasti obnovitelné a udržitelné energie se stávající konvenční zdroje nahrazují obnovitelnými zdroji. Výroba těchto zdrojů závisí na povětrnostních podmínkách a je intermitentní. Pro plnohodnotnou náhradu uhelné elektrárny těmito zdroji je nutné zapojit do systému také akumulace energie. Práce se soustředí na tři možné varianty nahrazení uhelné elektrárny větrnou a solární elektrárnou za pomoci akumulace do přečerpávací vodní elektrárny a za použití technologie P2G. Nejprve je v práci popsán výpočet LCOE, jeho výhody a nevýhody, stávající výzkum a aktuální hodnoty měrných výrobních nákladů obnovitelných zdrojů. Následující kapitola obsahuje konkrétní metodu výpočtu LCOE použitou v této práci a přijaté předpoklady výpočtu měrných výrobních nákladů jednotlivých variant. Dále jsou představeny varianty společně s jejich subvariantami. Varianta 1 zkoumá kombinaci VTE + PVE s rostoucí cenou emisní povolenky CO₂ a s možností využití flexibility sítě. Varianta 2 popisuje kombinace FVE + VTE, FVE + P2G a kombinaci obou úložišť. V reálných podmínkách je zapotřebí alespoň částečná akumulace do P2G z důvodu sezónního uložení energie FVE. Tato varianta uvažuje předvídatelnou výrobu FVE (solární elektrárna vyrábí pouze přes den) a část subvariant navrhuje snížený instalovaný výkon do úložišť s předpokladem okamžité spotřeby energie v době špičkové výroby. Varianta 3 předkládá možnost ideálního doplnění FVE a VTE při zapojení úložiště PVE a úložiště P2G. Vyhodnocení LCOE náhrady uhelné elektrárny a porovnání variant doplňují citlivostní analýzy a závěrečná diskuze.

Klíčová slova: měrné výrobní náklady, LCOE, obnovitelné zdroje, uhelná elektrárna, větrná elektrárna, fotovoltaická elektrárna, P2G, přečerpávací vodní elektrárna

ABSTRACT

The master thesis focuses on the levelised cost of energy of replacing a coal-fired power plant with selected renewable sources and energy storage. The Paris Agreement, ratified in 2015 by all EU countries, defines a long-term climate protection goal. Among its main points is to aim to keep the increase in global average temperature below 1.5°C compared to pre-industrial levels. To achieve the EU's renewable and sustainable energy targets, existing conventional sources are being replaced by renewable sources. The production of these resources depends on weather conditions and it is intermittent. In order to fully replace coal-fired power plants with these sources, energy storage must also be included in the systems. This paper focuses on three possible options for replacing a coal-fired power plant with wind and solar power using pumped hydro storage and P2G technology. First, the paper describes the calculation of LCOE, its advantages and disadvantages, existing research and current values of the specific production cost of renewables. The following section contains the LCOE calculation method used in this thesis and the assumptions made to calculate the production cost of each option. The options are also presented along with their sub-options. Option 1 examines the combination of WP + PHS with an increasing carbon permits price and the possibility of using grid flexibility. Option 2 describes the combinations PV + PHS, PV + P2G and the combination of both systems of storage. In realistic conditions, at least partial storage in P2G is needed due to seasonal energy storage. This option considers predictable PV generation (solar power plants only produce energy during the day) and some of the sub-options propose reduced installed capacity in storage with the assumption of energy consumption during PV peak generation. Option 3 presents the possibility of an ideal PV and WP energy production when PHS and P2G storage are included. The evaluation of the LCOE of the coal plant replacement and the comparison of the options are complemented by sensitivity analyses and a final discussion.

Keywords: levelized cost of energy, LCOE, renewable energy, coal-fired power plant, wind energy, photovoltaic solar energy, P2G, pumped storage hydropower

OBSAH

ÚVOD	1
1 PŘEDSTAVENÍ PROBLEMATIKY	2
1.1 SOUČASNÝ STAV ENERGETIKY EU	2
1.1.1 Energetika EU a její vývoj.....	2
1.1.2 Státní energetická koncepce ČR.....	4
1.2 PŘEDSTAVENÍ LCOE	5
1.2.1 Způsoby výpočtu LCOE.....	5
1.2.2 Dodatečné způsoby výpočtu LCOE	6
1.2.3 Výhody a nevýhody LCOE.....	9
1.3 STÁVAJÍCÍ VÝZKUM LCOE OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ	10
1.3.1 Náklady vyvolané v síti.....	10
1.3.2 Cost of Valued Energy	11
1.3.3 Výzkum LCOE solárních elektráren.....	12
1.3.4 Výzkum LCOE větrných elektráren	13
1.3.5 Výzkum LCOE úložišť	14
1.4 ZPRÁVY ENERGETICKÝCH AGENTUR	14
1.4.1 IEA: Projected Costs of Generating Electricity 2020	14
1.4.2 IRENA: Renewable Power Generation Costs in 2020	16
2 UŽITÁ METODIKA VÝPOČTU LCOE	18
2.1 METODIKA VÝPOČTU LCOE	18
2.2 PŘIJATÉ PŘEDPOKLADY	21
3 POPIS VARIANT	23
3.1 VÝBĚR ÚLOŽIŠTĚ ELEKTRINY PRO JEJÍ AKUMULACI	23
3.2 VÝROBNÍ DIAGRAM ELEKTRÁREN	24
3.3 PRŮBĚH STŘEDNÍHO DENNÍHO VÝKONU ELEKTRÁREN	25
3.4 VARIANTA 1 – NAHRAZENÍ UE ELEKTRÁRNOU VTE SPOLEČNĚ S ÚLOŽIŠTĚM PVE	27
3.4.1 Popis varianty.....	27
3.4.2 LCOE varianty.....	28
3.5 VARIANTA 2 – NAHRAZENÍ UE ELEKTRÁRNOU FVE SPOLEČNĚ S ÚLOŽIŠTĚM PVE A P2G	31
3.5.1 Popis varianty.....	31
3.5.2 LCOE varianty.....	33
3.6 VARIANTA 3 – NAHRAZENÍ UE ELEKTRÁRNAMI FVE A VTE SE ZAPOJENÍM ÚLOŽIŠTĚ PVE A P2G	36
3.6.1 Popis varianty.....	36
3.6.2 LCOE varianty.....	37
4 VÝPOČET LCOE ZKOUMANÝCH VARIANT	39
4.1 UŽITÁ DATA	39
4.2 PŘÍKLADY VÝPOČTU	41
4.3 VÝSLEDKY NÁHRADY UE	42
4.4 CITLIVOSTNÍ ANALÝZY	45
4.4.1 Vliv ročního využití maxima UE na LCOE variant.....	45
4.4.2 Vliv diskontu na LCOE zkoumaných variant.....	48
4.4.3 Technologie P2G a měrné variabilní náklady UE.....	50

ZÁVĚR.....	52
ZDROJE.....	54
SEZNAM ZKRATEK.....	57

SEZNAM OBRÁZKŮ A GRAFŮ

Obrázek 1: Mapa hodnot WACC (a) a prostorové rozložení LCOE (b) střešních fotovoltaických systémů v EU [16].....	12
Obrázek 2: Mapa LCOE [€/MWh] referenční větrné farmy [20]	13
Obrázek 3: Princip technologie P2G [31].....	31
Obrázek 4: Hodinová korelace VTE a FVE [35]	36
Graf 1: Netto výroba elektřiny v EU v roce 2021 [1].....	2
Graf 2: Výroba elektrické energie v EU [2].....	3
Graf 3: Podíl paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto.....	4
Graf 4: Popis LCOE s integračními náklady v krátkodobém a dlouhodobém horizontu [14]	10
Graf 5: Vzrůst integračních nákladů při vyšším podílu větrných elektráren v síti [14]	11
Graf 6: Závislost LCOE a COVE na koeficientu využití, porovnání LCOE a COVE pro intermitentní a říditelné zdroje [15].....	12
Graf 7: Přehled hodnot LCOE různých technologií a zdrojů [24].....	15
Graf 8: Medián nákladů na technologie dle světových regionů [24]	15
Graf 9: Globální LCOE z nově uváděných technologií výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, 2010-2020 [25]	16
Graf 10: Vývoj celosvětového váženého průměru LCOE OZE mezi lety 2010-2020 [25]	17
Graf 11: Roční diagram trvání poměrných výkonů jednotlivých typů elektráren.....	25
Graf 12: Průběh středního denního výkonu uhelné elektrárny	25
Graf 13: Průběh středního denního výkonu větrné elektrárny.....	26
Graf 14: Průběh středního denního výkonu solární elektrárny	26
Graf 15: Výroba FVE a zatížení soustavy v %.....	32
Graf 16: Rozdíly v diskontu mezi zeměmi a technologiemi [36].....	40
Graf 17: Závislost LCOE varianty 1 na roční době využití instalovaného výkonu UE	45
Graf 18: Závislost LCOE varianty 2 na roční době využití instalovaného výkonu UE	46
Graf 19: Závislost LCOE varianty 3 na roční době využití instalovaného výkonu UE	47
Graf 20: Závislost LCOE varianty 1 na diskontu.....	48
Graf 21: Závislost LCOE varianty 2 na diskontu.....	48
Graf 22: Závislost LCOE varianty 3 na diskontu.....	49
Graf 23: Závislost LCOE varianty 2 na měrných investičních výdajích P2G.....	50
Graf 24: Závislost LCOE varianty 2 na době životnosti P2G.....	50
Graf 25: Závislost LCOE varianty 1 na měrných palivových nákladech UE	51
Graf 26: Závislost LCOE varianty 1 na ceně emisních povolenek.....	51

SEZNAM TABULEK

Tabulka 1: Parametry metod LCOE [10].....	8
Tabulka 2: Porovnání technicko-ekonomických ukazatelů elektráren ČR	21
Tabulka 3: Technologie úložišť, jejich výhody a nevýhody [26]	24
Tabulka 4: Odhad technicko-ekonomických ukazatelů elektráren v ČR bez povolenek CO2	39
Tabulka 5: Měrné náklady vybraných typů elektráren v ČR pro diskont 8%	40
Tabulka 6: Měrné výrobní náklady varianty 1	42
Tabulka 7: Měrné výrobní náklady varianty 2	42
Tabulka 8: Měrné výrobní náklady varianty 3	43
Tabulka 9: Porovnání měrných výrobních nákladů zkoumaných variant	43

ÚVOD

Práce se zabývá měrnými výrobními náklady náhrady dožívající uhelné elektrárny v severních Čechách za obnovitelné intermitentní zdroje v téže lokalitě společně s v kombinaci s úložišti elektrické energie. Uvažovanými obnovitelnými zdroji jsou větrná a fotovoltaická elektrárna společně s akumulací do přečerpávající vodní elektrárny či za pomoci akumulace technologie Power to Gas. Současné environmentální cíle Evropské Unie zahrnují postupný přechod na bezemisní zdroje do roku 2050. Aktuálním cílem do roku 2030 je dosažení 45% zastoupení obnovitelných zdrojů v energetickém mixu EU. MPO České republiky nyní zpracovává aktualizovanou státní energetickou koncepci s konkrétními cíli nejen pro energetický sektor ČR pro příští dekádu a s plánem dosažení klimatických cílů EU do roku 2050. Práce krátce popisuje stav energetiky EU a ČR, mezinárodní dohody a závazné cíle do roku 2050 včetně nejnovějších legislativních balíčků.

Samotný výpočet měrných výrobních nákladů na energii – LCOE – lze uchopit více způsoby. Představeny jsou různé přístupy: oficiální britský způsob, způsob výpočtu v USA a další méně využívané možnosti výpočtu LCOE. Výzkum LCOE jednotlivých obnovitelných zdrojů a úložišť ukazuje rozvoj metodiky LCOE a praktické využití měrných výrobních nákladů na energii pro určení nejlepší lokality umístění nových obnovitelných zdrojů. Nové přístupy LCOE zahrnují také náklady způsobené v síti ve formě vyrovnávání sítě a potřebu stavby nových přenosových či distribučních sítí.

Metodika LCOE využitá v této práci je představena samostatně včetně popisu jednotlivých částí rovnice a jejich vstupů. Následující zjednodušení rovnice a přijaté předpoklady pro výpočet variant usnadňují výpočet a umožňují tvorbu více variant a subvariant. Mezi přijaté předpoklady patří stále provozní náklady zkoumaných zdrojů, zanedbání nákladů způsobených v distribuční a přenosové síti, neuvažování nákladů na flexibilitu sítě a předpoklad stále každoroční výroby elektráren (neměnného koeficientů využití elektráren).

Varianty výpočtu měrných výrobních nákladů uhelné elektrárny jsou v této práci rozděleny na 3 varianty: varianta náhrady uhelné elektrárny větrnou elektrárnou společně s úložištěm do přečerpávající vodní elektrárny, varianta náhrady uhelné elektrárny solární elektrárnou za pomoci úložiště přečerpávající vodní elektrárny nebo technologie Power to Gas nebo jejich kombinace, varianta ideálního doplnění zkoumaných obnovitelných zdrojů společně s úložištěm přečerpávající vodní elektrárny nebo technologie Power to Gas. Varianty uvažují proměnnou cenu emisních povolenek a některé subvarianty snižují instalovaný výkon do vybraných akumulací energie v rámci uvažování flexibility sítě či okamžité spotřeby vyrobené energie obnovitelnými zdroji v době špičkové výroby.

Cílem práce je výpočet a porovnání měrných výrobních nákladů náhrady uhelné elektrárny jednotlivých variant. Porovnáním měrných výrobních nákladů větrné a fotovoltaické elektrárny společně s kombinací úložišť a za předpokladu částečného využití flexibility sítě či okamžité spotřeby je možné determinovat nejvhodnější způsob nahrazení stávající uhelné elektrárny. Varianty zahrnují také zvýšenou cenu emisních povolenek CO₂, které zvýhodňují obnovitelné zdroje. Citlivostní analýzy dále mapují dopad vstupních parametrů na LCOE variant a vysvětlují nákladnost jednotlivých variant.

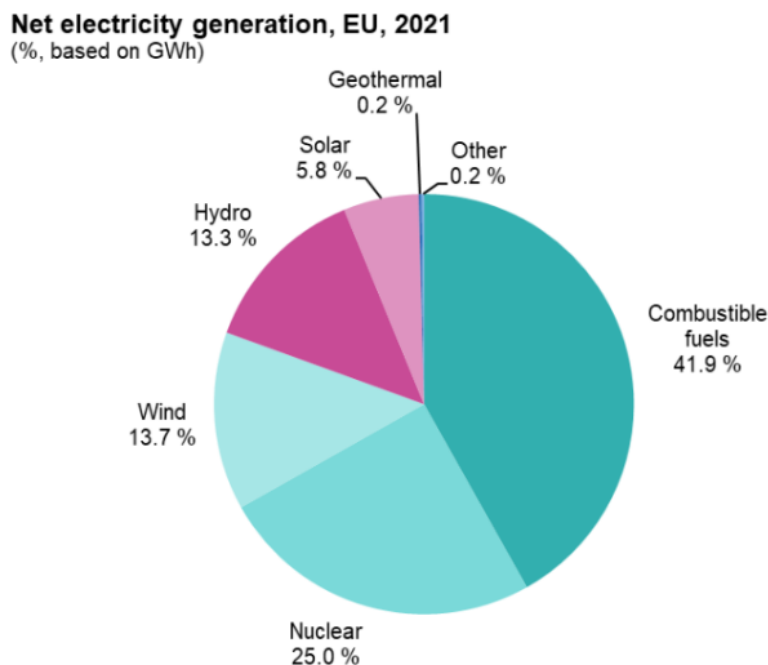
1 PŘEDSTAVENÍ PROBLEMATIKY

Práce se zabývá měrnými výrobními náklady náhrady uhelné elektrárny obnovitelnými zdroji v kombinaci s úložišti. Uhlenné elektrárny jsou z důvodu znečišťování životního prostředí a vypouštění emisí CO₂, které zapříčiňuje globální oteplování a klimatickou změnu, nahrazovány zdroji bezemisními. Tyto zdroje využívají energie větru, slunce, biomasy, termální či jinou a svým provozem životní prostředí nezatěžují. Tato kapitola se soustředí na aktuální stav energetiky Evropské unie a České republiky a na platnou legislativu či cíle, které udávají směr vývoje energetiky, ale i jiných sektorů, kudržitelnější a zelenější budoucnosti. Evropská unie se mezinárodně zavázala ke snížení emisí CO₂. Cíle snížení emisí jsou definovány několika dokumenty, mezi nyní nejdůležitější patří Pařížská dohoda, Zelená dohoda pro Evropu, balíček legislativních návrhů Fit for 55 a REPowerEU. Měrné výrobní náklady na energii se počítají několika způsoby a pro srovnání studií s využitím LCOE je nutné znát, která metodika byla použita. Uvedené jsou dva hlavní způsoby výpočtu LCOE: z Velké Británie a z USA. Další možné přístupy dotvívají ucelenou představu o možnostech výpočtu LCOE. Stávající výzkum LCOE obnovitelných zdrojů představuje vybrané studie měrných výrobních nákladů větru, slunce a úložišť. Zmíněné zprávy mezinárodních agentur uvádí data LCOE různých zdrojů a regionů.

1.1 Současný stav energetiky EU

1.1.1 Energetika EU a její vývoj

Stávající energetický mix Evropské unie je převážně tvořen konvenčními zdroji a to uhelnými, plynovými a jadernými elektrárnami. Graf níže ukazuje, že v roce 2021 byla netto výroba plynových a uhelných elektráren v rámci EU 41,9% a jaderné elektrárny vyrobily ¼ netto eklektické energie EU.

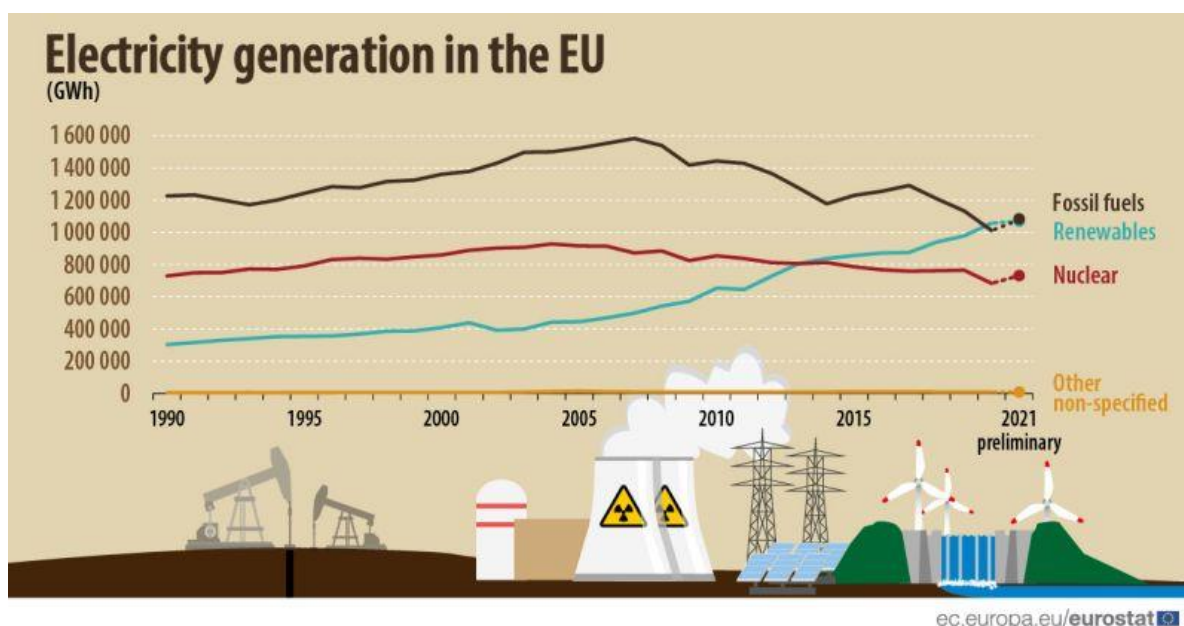


Source: Eurostat (online data code: nrg_ind_peh)

eurostat

Graf 1: Netto výroba elektřiny v EU v roce 2021 [1]

Budoucí vývoj směřuje k nahrazování konvenčních spalovacích elektráren obnovitelnými zdroji. Snaha o podporu a rozšíření obnovitelných zdrojů je patrná na dalším grafu, kde od roku 2005 výroba OZE rostla, až poprvé v roce 2020 přesáhla výrobu elektráren na fosilní paliva.



Graf 2: Výroba elektrické energie v EU [2]

Potřeba ochrany klimatu a snížení emisí skleníkových plynů se poprvé mezinárodně ratifikovala na Summitu Země v Rio de Janeiru v roce 1992. Již závazné cíle byly definovány v roce 1997 Kjótským protokolem, který definoval cíle snížení emisí skleníkových plynů do roku 2020. Pařížská dohoda navazuje na Kjótský protokol a její cíle v oblasti klimatu jsou ambicióznější. Pařížskou dohodu ratifikovaly všechny země EU. Dohoda stanoví akční plán k omezení globálního oteplování. Mezi její hlavní body patří usilovat o udržení nárůstu průměrné globální teploty pod 1,5°C ve srovnání s úrovní před průmyslovou revolucí, tvoření, aktualizace a transparentnost národních akčních plánů. Národní akční plány by měly být aktualizovány každých 5 let, v každém dalším plánu by měly být stanoveny ambicióznější cíle a plány by měly být volně dostupné dalším státům a veřejnosti. Hlavním bodem Pařížské dohody je také solidarita, které by měla zajistit podporu rozvojovým zemím od rozvinutých zemí světa k zajištění snížení emisí méně bohatých států. [3]

Evropská unie směrnicí o obnovitelných zdrojích (směrnice 2009/28/ES) stanovila cíle spotřeby EU do roku 2020. 20% podílu spotřeby energie EU muselo pocházet z obnovitelných zdrojů. Tento cíl aplikovaly jednotlivé státy EU v rámci vnitrostátních akčních plánů s ohledem na její výchozí pozici. Tento cíl se podařilo splnit a EU v roce 2020 vyrobila 22% brutto spotřeby energie obnovitelnými zdroji. Evropská komise zveřejnila Zelenou dohodu pro Evropu v prosinci 2019. Tato dohoda stanoví plán a vizi, jak z Evropy učinit klimaticky neutrální kontinent do roku 2050. Legislativní balíček Fit for 55 z července 2021 reviduje směrnici o obnovitelných zdrojích energie a stanoví ambicióznější cíle pro rok 2030: obnovitelné zdroje se do roku 2030 mají ze 40% podílet na výrobě energie. Fit for 55 obsahuje řadu cílů v oblasti průmyslu, dopravy a vytápění, které oproti předchozím stanoveným cílům navyšuje. Plán REPowerEU reaguje na ruskou invazi na Ukrajinu. Jedná se o legislativní balíček, který má zajistit nezávislost na ruských fosilních palivech. REPowerEU, zveřejněn v květnu 2022, navrhuje zvýšit závazný cíl podílu obnovitelných zdrojů energie v EU energetickém mixu na 45% v roce 2030 a sladit další dílčí cíle, mezi kterými je například zavedení povinnosti instalovat solární panely na nových budovách, zvýšení využití a

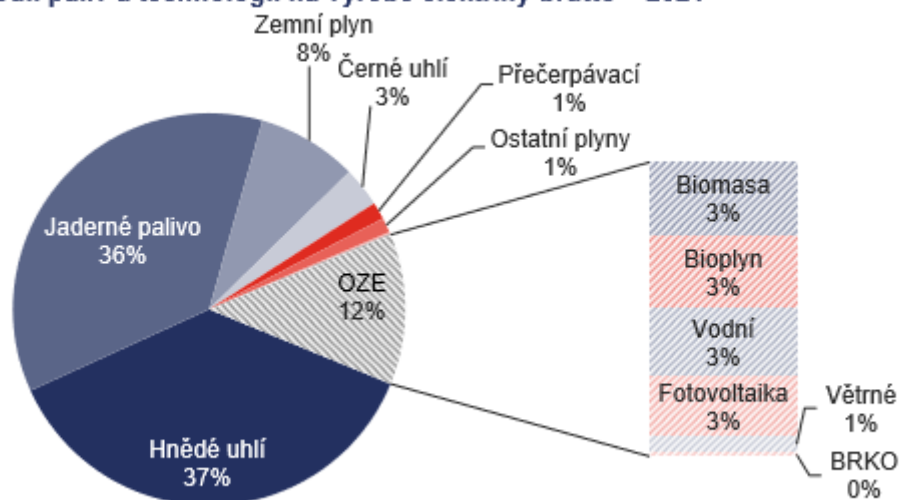
výroby vodíku a zvýšení využití tepelných čerpadel. [4] Cíle ve všech sektorech se postupně navyšují a přechod k bezemisní čisté ekonomice se zrychluje.

Financování zelených projektů je také důležitým bodem plánů přechodu na bezemisní energetiku a klimaticky neutrální ekonomiku. Legislativní balíček Čistá energie pro všechny Evropany z listopadu 2016 zajišťuje naplnění plánu Zelené dohody, která má transformaci zajistit čistou, cenově dostupnou a bezpečnou energii pro všechny. Pro snižování emisí skleníkových plynů byly zavedeny různé mechanismy v závislosti na odvětví. Pro elektrárny a průmysl se zavedl systém obchodování s emisními povolenkami. Firmy část povolenek CO₂ dostávají, každý rok ovšem méně, a zbývající povolenky na vypouštěné CO₂ musí dokupovat. Postupně se zavádí podobné systémy pro další sektory, například silniční a lodní dopravu. [5]

1.1.2 Státní energetická koncepce ČR

Státní energetická koncepce ČR je aktuálně z roku 2015 (přecházející SEK byla zveřejněna v roce 2004) a již neodpovídá požadavkům a cílům transformace ekonomiky EU. Nová SEK má být předložena Ministerstvem průmyslu a obchodu ke konci roku 2023. Zachováno má být 5 strategických priorit: energetická bezpečnost, dekarbonizace energetického mixu, energetická účinnost, mezinárodní spolupráce a vzdělávání a výzkum. Základem české energetiky se má stát v budoucnu jádro doplněné energií větru a slunce, společně se zapojením tepelných čerpadel a bioplynu. [6] Stávající energetický mix ČR je stále z velké části tvořen spalovacími elektrárnami na fosilní paliva. Jaderné elektrárny představují druhého největšího výrobce elektrické energie v ČR. Energetický mix je záležitostí každého státu, ovšem státy musí zajistit přetvoření skladby energetických zdrojů pro dosažení cílů roku 2050.

Podíl paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto – 2021



Graf 3: Podíl paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto – 2021, zdroj ERU.cz – zprávy o provozu, Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy České republiky za rok 2021, vydáno 21.06.2022

1.2 Představení LCOE

LCOE, Levelized Cost of Energy – Měrné výrobní náklady na energii, se používá pro porovnání výrobních nákladů různých zdrojů energie. Tyto porovnání se dále používají pro politické a finanční rozhodnutí, pro srovnávání projektů a technologií. I přes stále větší užívání LCOE existují výhody a nástrahy této metriky. Problematická místa výpočtu LCOE a jeho různé způsoby jsou představeny v dalších odstavcích.

1.2.1 Způsoby výpočtu LCOE

Pro výpočet jednotkových nákladů na vyrobenou energii je důležité zaujmout konzistentní přístup k nákladům zahrnutým do výpočtu a zohlednit nedostatky každého takového výpočtu. LCOE poskytuje údaj o jednotkových nákladech na energii daného zdroje po dobu jeho životnosti včetně nákladů na investice, provoz a údržbu. O LCOE lze obecně říci, že sčítá náklady na uvažovaný energetický zdroj nebo jiný systém po dobu jeho životnosti a dělí je výrobou energie po celou dobu životnosti. LCOE obvykle nezohledňuje náklady vyvolané v přenosových a distribučních soustavách nebo změny konfigurace elektrizačních sítí. Náklady na dopady na veřejné zdraví a životní prostředí, výzkum a vývoj, daně a státní dotace mohou být do výpočtu LCOE zahrnuty a je záležitostí každé studie, jaké konkrétní náklady do výpočtu zahrne. [7]

Pro výpočet LCOE se používají různé metody a vzorce. Při porovnávání různých studií a při interpretaci dat je vždy nutné ujistit se, jaká metoda je zrovna aplikována. Pro ukázkou jsou zde uvedené dvě metody schválené v Británii a v USA. Principy výpočtu LCOE se zde liší. První metoda využívána například ve Velké Británii definuje LCOE jako diskontované náklady zdroje po dobu jeho životnosti přepočtené na ekvivalentní jednotku výrobních nákladů. [8]

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_t + O_t + V_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

kde	$LCOE$ jsou	měrné výrobní náklady zdroje elektřiny	[€/MWh]
	t	pořadový rok provozu	
	T	doba životnosti zdroje	[r]
	C_t	výdaje na investice v roce t	[€]
	O_t	provozní náklady v roce t	[€]
	V_t	proměnné náklady v roce t	[€]
		(palivové náklady, emisní povolenky, daně a poplatky)	
	r	diskontní míra	[%]
	E_t	zdrojem vyrobená elektřina v roce t	[MWh]

Tato metoda výpočtu dělí součet diskontovaných nákladů součtem diskontované vyrobené elektřiny. Výsledek je minimální reálná cena elektřiny daného zdroje. Pokud by se elektřina z tohoto zdroje prodala za cenu LCOE, pokryly by se pouze náklady na výrobu a nevznikl by zisk.

Odlišnou metodu výpočtu LCOE schválilo ministerstvo energetiky USA. [9] C_0 zde značí takzvanou overnight cost: investiční výdaje na stavbu zdroje, pokud by se postavil přes noc za ceny platné dnes. Velké zdroje elektřiny se staví několik let a ceny během výstavby rostou. Overnight cost se používá spíše pro odhad ceny elektráren. Anuitní faktor CRF rozpočítává tento investiční výdaj do jednotlivých let provozu.

$$LCOE = \frac{C_0 \cdot CRF + O}{8760 \cdot CF} + f \cdot h + V \quad (2)$$

kde	$LCOE$ jsou	měrné výrobní náklady zdroje elektřiny	[€/MWh]
	C_0	investiční náklady tzv. overnight cost	[€/MW]
	CRF	anuitní faktor (capital recovery factor)	
	O	stále provozní náklady – provoz a údržba	[€/MW/r]
	CF	capacity factor; část roku, kdy elektrárna vyrábí energii	<0;1>
	f	cena paliva	[€/GJ]
	h	tepelný výkon paliva	[GJ/MWh]
	V	proměnné provozní náklady – provoz a údržba	[€/MWh]

CRF neboli anuitní faktor rozpočítává investiční overnight cost do počtu let provozu zdroje (T), také zahrnuje diskont (r).

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \quad (3)$$

Tato metoda sečte roční náklady a vydělí je roční výrobou elektrické energie. Výsledek stejně jako u předchozí metody uvádí minimální cenu, za kterou by se měla prodat energie zdroje, aby byl projekt rentabilní. Přesněji řečeno aby byly pokryty měrné výrobní náklady. LCOE spočítané metodou z USA nediskontuje provozní a palivové náklady, do výpočtu dosazuje průměrné roční hodnoty těchto nákladů. Výpočet nezahrnuje časovou hodnotu peněz a je méně přesný než metoda z Velké Británie. Palivové náklady lze zanedbat pro obnovitelné zdroje, jako jsou například solární a větrné elektrárny.

1.2.2 Dodatečné způsoby výpočtu LCOE

Dvě nejčastěji používané metody již byly uvedeny. Existují další možnosti výpočtu měrných výrobních nákladů daného zdroje elektřiny. Liší se v zahrnutých nákladech a v diskontování. Představeny budou tři metody: nediskontované náklady na vyrobenou energii, diskontované náklady na vyrobenou energii a celkové náklady na vyrobenou energii. [10]

Nediskontované náklady na vyrobenou energii (UCOE) sčítají celkové investiční a provozní náklady a dělí je vyrobenou energií.

$$UCOE = \frac{\sum_{t=1}^T C_t + O_t + V_t}{\sum_{t=1}^T E_t} \quad (4)$$

Tento způsob výpočtu nabízí snadný náhled na výrobní cenu energie, ovšem opomíjí časovou cenu peněz a vyrobené energie. Není vhodné ho používat pro porovnání ceny výroby různých technologií právě proto, že ani energie ani náklady zde nejsou diskontovány. Opomíjí se zde výše financování různých technologií.

Diskontované náklady na energii (DCCOE) dělí diskontované provozní a investiční náklady nediskontovanou energií.

$$DCCOE = \frac{\sum_{t=1}^T C_t + O_t + V_t}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5)$$

LCOE a DCCOE bude zhruba stejné, ovšem dlouhodobější projekty budou mít nižší DCCOE než LCOE, protože produkce v pozdějších letech není výrazně diskontována. DCCOE nevrací jako LCOE minimální průměrnou reálnou cenu energie, tento ukazatel je tedy méně užitečný.

Celkové náklady na energii (TCOE) jsou definovány jako celkové náklady projektu včetně finančních nákladů dělené vyrobenou energií.

$$TCOE = \frac{\sum_{t=1}^T C_t + O_t + V_t + F_t}{\sum_{t=1}^T E_t} \quad (6)$$

Náklady na financování F_t v roce t jsou spočítány za pomoci anuitního faktoru a rozpočítány do doby životnosti zdroje energie. Finanční náklady tedy jsou diskontovány, ale žádné další náklady v této metodě diskontovány nejsou.

Pro přehled a porovnání jsou zde uvedené základní parametry jednotlivých metod výpočtů LCOE. [10]

Parametr	LCOE _{UK}	LCOE _{USA}	UCOE	DCCOE	TCOE
Klíčové vlastnosti	Diskontované celkové náklady (bez nákladů na financování) děleno diskontovanou celkovou energií	Náklady na výrobu za rok (včetně nákladů na kapitál) dělené energií vyrobenou za rok	Nediskontovaný součet nákladů (bez nákladů na financování) děleno nediskontovanou celkovou energií	Diskontované celkové náklady (bez nákladů na financování) děleno nediskontovanou celkovou energií	Celkové nediskontované náklady (včetně nákladů na financování) děleno celkovou energií
Výsledek a interpretace	Reálná cena potřebná k dosažení IRR rovnající se diskontu	Roční cena potřebná k pokrytí provozních nákladů a nákladů na financování	Reálná cena potřebná k tomu, aby se celkové náklady rovnaly celkovým výnosům (tedy nulový výnos)	Čisté současné náklady na jednotku energie	Průměrná reálná cena potřeba k pokrytí všech nákladů a dosažení návratnosti kapitálu
				Informuje o požadované čisté současné hodnotě příjmů, aby se zajistila návratnost projektu.	

Parametr	LCOE_{UK}	LCOE_{USA}	UCOE	DCCOE	TCOE
Výhody	Velmi rozšířené ve Velké Británii	Běžně používané v USA	Lehce se vypočítá	Čisté současné náklady na jednotku energie jsou snadno pochopeny	Blízké metodě LCOE _{USA} ale zahrnuje náklady na financování provozních nákladů
	Smysluplná metoda pro zjištění minimální ceny, kdy se projekt vyplatí		Snadno pochopitelné	Značí čistou současnou hodnotu příjmů pro návratnost projektu	
Nevýhody	Citlivé na diskontní sazbu	Nezohledňuje roční variabilní náklady; nekoresponduje s konvenčním hodnocením projektů; nezohledňuje návratnost investice a časovou hodnotu peněžních toků.	Nereflektuje časovou hodnotu peněz; příliš se nepoužívá	Těžké na pochopení; příliš se nepoužívá	Není v souladu s konvenčním hodnocením projektů; není široce používán.

Tabulka 1: Parametry metod LCOE [10]

1.2.3 Výhody a nevýhody LCOE

Ačkoliv jsou měrné výrobní náklady zdroje elektřiny užitečným ukazatelem a nabízejí vzhled do problematiky nákladů na výrobu energie, skýtají mnoho potenciálních problémů a nástrah, které mohou výpočet znehodnotit. Mezi tyto nedostatky patří výběr zahrnutých a opomenutých nákladů, volba diskontu a odhad vývoje některých nákladů například palivových. Diskuze výhod a nevýhod LCOE se soustředí na metodu používanou ve Velké Británii a uvedenou v [8].

Výhody LCOE

Měrné výrobní náklady zdroje elektřiny umožňují srovnání různých výrobních zdrojů porovnáváním jediného čísla. Vytrácí se zde jiné nevyčíslitelné dopady užívání zdrojů a další externality, ovšem pro snadné pochopení a představení problematiky nákladnosti výroby různých zdrojů je LCOE užitečné. LCOE zohledňuje investiční a provozní náklady, finanční náklady a kolik daný zdroj za sledované období vyrobí. Výpočet je tedy sofistikovaný a přináší vzhled do měrných nákladů výroby sledovaného zdroje. Metoda používána ve Velké Británii navíc diskontuje náklady a vyrobenou energii pro každý rok, takže dobře zachytí změny nákladů v průběhu let (například různou spotřebu paliva). LCOE se používá pro porovnání různých technologií výroby energie a na základě těchto analýz se dále tvoří investiční a politická rozhodnutí. [11]

Nevýhody LCOE

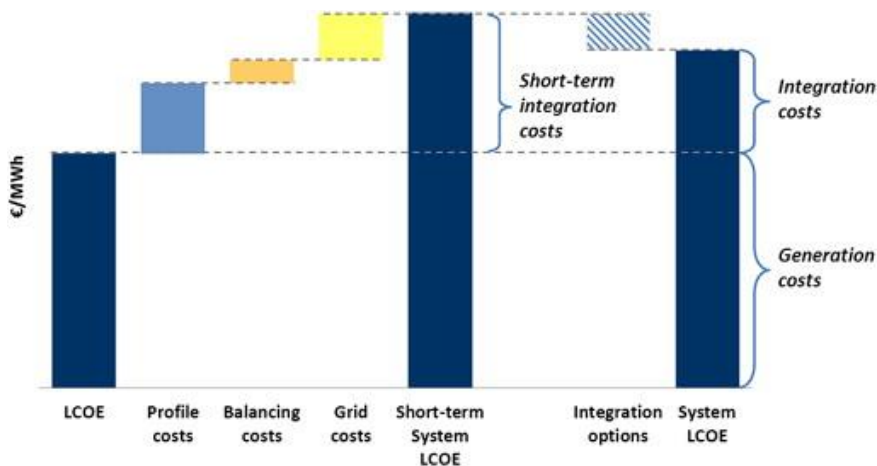
LCOE skýtá mnohé nevýhody. Například nezohledňuje náklady, které zdroj vyvolává v elektrické síti a nijak se nezaobírá variabilitou a intermitencí zdroje. Text se zde soustředí na nedostatky metriky LCOE, které způsobuje diskontní sazba, inflace a nejistota budoucích nákladů. Volba diskontní sazby je sporná a je několik způsobů, jak k ní přistoupit. Je možné použít bezrizikovou diskontní sazbu pro snadné porovnání technologií, ta ovšem nezobrazuje rizikovost technologie a zkresluje LCOE ve prospěch méně rizikových technologií. Bezrizikový diskont také opomíjí minimální návratnost projektu, kterou by investor požadoval po dobu životnosti. Diskontní sazba by se měla po dobu projektu stejně jako riziko měnit. [12] Druhým problémem LCOE je nezahrnutí inflace nákladů. Různá rostoucí inflace nákladů u zdrojů výroby elektřiny může ovlivnit konečnou hodnotu LCOE. Větrné a solární elektrárny jsou zatíženy převážně investičními náklady a na rozdíl od tepelných elektráren se u těchto obnovitelných zdrojů neuvažují palivové náklady. Palivové náklady, jako jsou například uhlí nebo plyn, mohou být inflací velkou mírou ovlivněny a projevit se v odlišném výsledku LCOE. Vývoj cen paliva se zohledňuje v citlivostních analýzách. [13]

1.3 Stávající výzkum LCOE obnovitelných zdrojů

1.3.1 Náklady vyvolané v síti

Metrika LCOE se hojně používá ve výzkumu rozvoje OZE. Měrné výrobní náklady jsou vhodné pro zhodnocení nákladů různých obnovitelných i neobnovitelných zdrojů a jejich porovnání, určení vhodné oblasti pro stavbu nových zdrojů a zhodnocení dopadu rozšiřování OZE na elektrickou síť.

Články, které se věnují měrným výrobním nákladům obnovitelných zdrojů, se v posledních letech stále více soustředí na náklady, které zdroje s přerušovanou výrobou vyvolávají v síti. Neřiditelnost větrných a solárních elektráren musí být vyvážena robustnější sítí, přesnějším řízením sítě a úložišti elektrické energie. Z důvodu nastavení optimálního podílu intermitentních zdrojů v síti a pro politická rozhodnutí týkající se například výše a způsobu rozdělování dotací na OZE je nutné započítat do nákladů větrných a solárních elektráren také takzvané integrační náklady. Tyto náklady jsou vyvolány zapojením zdrojů, které vyrábí elektřinu v případě příznivého počasí a tedy přerušovaně. Mezi integrační náklady patří profile costs, balancing costs a grid costs. [14]



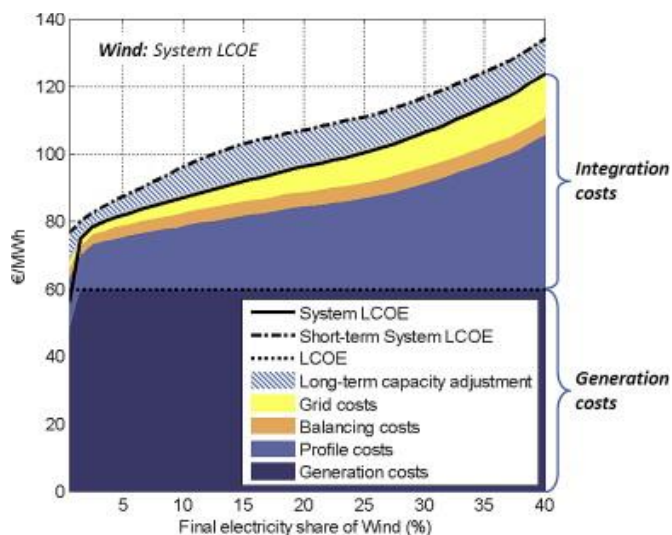
Graf 4: Popis LCOE s integračními náklady v krátkodobém a dlouhodobém horizontu [14]

Profile costs zahrnují náklady, které vzniknou proměnnou a nepředvídatelnou výrobou OZE a na rozdíl od nákladů na podpůrné služby a na síť se projeví nepřímo. Diagram výroby OZE (profil tohoto diagramu) se mění v čase. Řiditelné zdroje energie je nutno regulovat dle výroby OZE. To vede k jejich neekonomickému využívání a snížení doby maxima. Častým najížděním a sjížděním výkonu se snižuje životnost říditelných elektráren. Pro zajištění zálohy v případě, kdy solární a větrné elektrárny nevyrábí, je nutno udržovat záložní zdroje. Tyto faktory vedou ke zvýšení průměrných výrobních nákladů říditelných zdrojů. Při výrobě větší než je aktuální spotřeba je nutné solární nebo větrné elektrárny vypnout. Nabízí se možnost ukládání energie do úložiště. Obě řešení ovšem zvyšují průměrné výrobní náklady na výrobu energie v síti.

Balancing costs jsou náklady na udržení rovnováhy soustavy neboli náklady na podpůrné služby. Vzhledem k nejistotě dodávek intermitentních OZE z důvodu proměnného počasí musí být vždy připraveny zdroje elektřiny, které jsou schopny zareagovat rychle na změny dodávaného výkonu do soustavy.

Grid costs obsahují náklady na stavbu přenosové a distribuční sítě z důvodu velkého množství energie z OZE a potřeby přenosu této energie na velké vzdálenosti. Vznikají také náklady na řízení zatížení sítě jako je například redispečink elektráren v případě nerovnoměrného zatížení sítě.

Short-term System LCOE značí stav ihned po implementaci nových intermitentních zdrojů. Sít' ještě není připravena na větší penetraci solárními a větrnými elektrárnami a schází jí prvky, které by se s novým stavem vyrovnaly, jako jsou například úložiště energie či nové přenosové linky. Poté, co se systém přizpůsobí většímu zapojení obnovitelných zdrojů do soustavy, se očekává pokles integračních nákladů. [14]



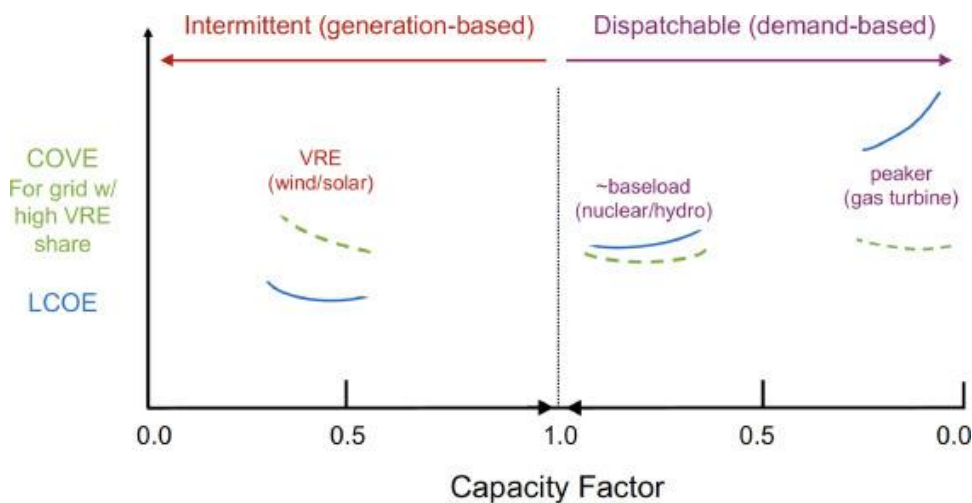
Graf 5: Vzrůst integračních nákladů při vyšším podílu větrných elektráren v síti [14]

Z obrázku výše vyplývá velikost integračních nákladů v závislosti na procentuálním podílu výroby větrné elektrárny v elektrické síti. Se zvýšeným podílem větrných elektráren se zvyšují integrační náklady. Nabízí se otázka, kolik procent větrných elektráren je síť schopna pojmout a jak nákladné by toto řešení bylo.

1.3.2 Cost of Valued Energy

Nastupující výzkum se zabývá výpovědní hodnotou LCOE a zda není nutno z důvodu přerušované výroby některých OZE užívat jinou metriku. Článek [15] se zabývá vlivem intermitentnosti výroby slunečných a větrných elektráren na ceny elektřiny na trhu. Z důvodu stále se měnící výroby těchto zdrojů cena silové elektřiny značně kolísá, často také do záporných hodnot (tzn. výrobci platí odběratelům za odebranou elektřinu). K zajištění hospodárného systému dodávky elektrické energie je třeba s tento jev zahrnout do výpočtu a navrhnout optimální podíl intermitentních zdrojů tak, aby byl ekonomicky výhodný. Tato studie navrhuje nový přístup hodnocení zdrojů Cost of Valued Energy (COVE), kdy se vyrobená energie oceňuje aktuální spotovou cenou a tedy zahrnuje krátkodobé výkyvy ceny elektřiny a případné znehodnocení výroby. Metoda COVE vychází z ročních systémových nákladů ve vztahu k ročním výnosům na spotovém trhu a zohledňuje takto ekonomické dopady nákladů ve vztahu k výnosům a dopady nabídky ve vztahu k poptávce.

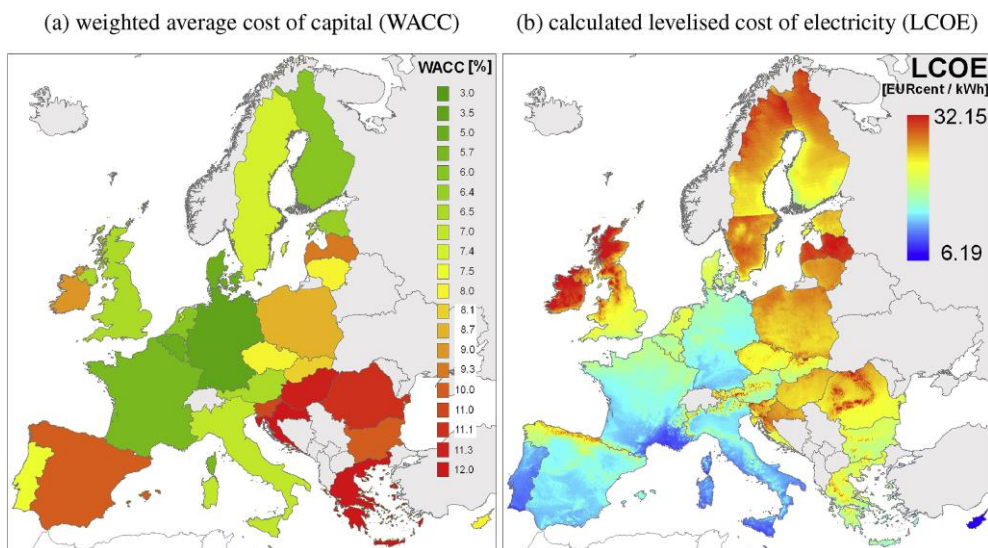
Graf na další straně ukazuje porovnání metodiky LCOE a COVE. Graf znázorňuje LCOE a COVE v závislosti na kapacitní faktoru – koeficientu využití zdroje. V modelu je uvažována síť s významným podílem intermitentních obnovitelných zdrojů. Obecně platí, že větrné a solární elektrárny mají nejnižší LCOE. V případě velké penetrace energetické sítě těmito zdroji ovšem znehodnocují energii a jejich COVE náklady na energii budou vyšší. Naopak zdroje stabilizující síť jako jsou zdroje základního zatížení – průběžné vodní elektrárny, jaderné elektrárny – a zdroje, které vykrývají nevyrobu obnovitelných zdrojů – plynové elektrárny špičkového zatížení – mohou metodikou COVE dosáhnout nižších nákladů na vyrobenou jednotku energie ve srovnání s LCOE.



Graf 6: Závislost LCOE a COVE na koeficientu využití, porovnání LCOE a COVE pro intermitentní a říditelné zdroje [15]

1.3.3 Výzkum LCOE solárních elektráren

Stávající výzkum LCOE solárních elektráren se soustředí na porovnání elektráren různých technologií a různého umístěním (na budovách, vodních plochách atd.). Zkoumá se kombinace fotovoltaických elektráren s různými technologiemi úložišť. Důležitými parametry pro výrobu FVE je osvit, teplota a rychlost větru v dané lokalitě. Dále možnosti umístění (velikost FV pole, natočení a naklonění panelů) vzhledem k prostorovým a legislativním omezením. Studie [16] se věnuje potenciálu FVE na střechách budov EU. Pomocí dostupných dat se odhaduje maximální výkon FVE instalovaných na střechách, doba osvitu v daných lokalitách a dle ekonomických podmínek dané země se vyhodnocuje LCOE.



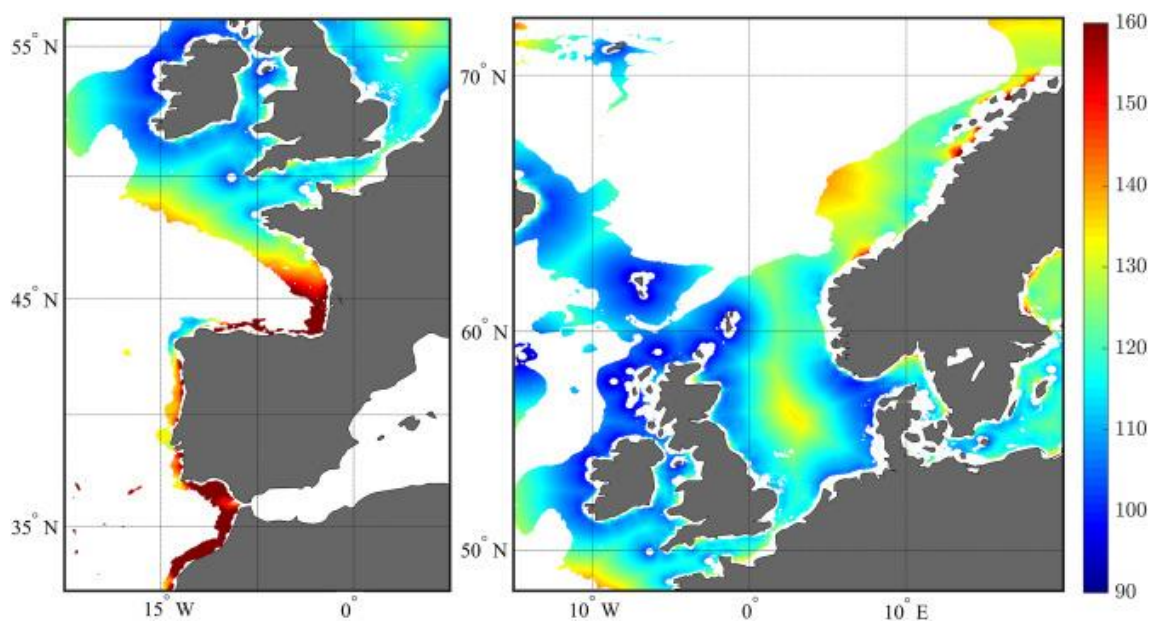
Obrázek 1: Mapa hodnot WACC (a) a prostorové rozložení LCOE (b) střešních fotovoltaických systémů v EU [16]

Studie [17], která mapuje LCOE solárních elektráren 20 hlavních měst EU, ukazuje podobné výsledky. Severní státy Evropy a Velká Británie vykazují vysoké měrné výrobní náklady na energii. Studie [18] zkoumá LCOE solární elektráren v kombinaci s dvěma druhy bateriových úložišť a ve verzi připojení do sítě a verzi off-gridu. LCOE výpočet pro vyrobenou energii porovnává s navrženou metodikou levelized cost of delivery (LCOD), která počítá LCOE pro bateriové

úložiště, jelikož úložiště nelze chápat jako rovnocenný výrobce energie. Kombinací větrných a solárních elektráren se zabývá studie [19]. Zkoumá 0 – 100 % penetraci sítě variabilními obnovitelnými zdroji a určuje LCOE v závislosti na rozšíření větrných a solárních elektráren. Uvažuje také potřebu přenosu a ukládání energie a v závislosti na ceně technologií (FVE a VTE) a různých scénářů vývoje energetiky určuje LCOE intermitentních obnovitelných zdrojů. Studie se obecně zabývají citlivostí na vstupy modelu LCOE, legislativou FVE jednotlivých států a možnostmi rozvoje obnovitelných zdrojů, zapojení OZE společně s úložišti a dalšími zdroji, vlivy zdrojů na síť a jaké další náklady v síti vyvolávají.

1.3.4 Výzkum LCOE větrných elektráren

Pro dosažení klimatických cílů je energie z větru klíčová. Výzkumy se nyní zabývají možnostmi rozvoje onshore i offshore větrných elektráren. Z důvodu NIMBY („not in my backyard“, neochota povolení stavby větrných elektráren v blízkosti zastavěné oblasti) efektu je stavba větrných elektráren na pevnině těžko realizovatelná a přesunula se z velké části na moře. Zde vznikly takzvané offshore neboli plouvoucí větrné elektrárny. Výzkum se nyní soustředí na nalezení nejlepších lokalit pro umístění offshore větrných elektráren. Například studie [20] díky datům o síle větru v průběhu uplynulých let a odhadům nákladů stavby offshore elektrárny dle typu technologie a vzdálenosti od pevniny určuje LCOE offshore větrných elektráren. Výstupem je mapa LCOE, kdy modré lokality představují nejlevnější výrobu větrných elektráren. LCOE je zde nejvíce závislé na vzdálenosti od pevniny (náklady na přenos elektriny na břeh a ukotvení) a na síle větru v dané oblasti.



Obrázek 2: Mapa LCOE [€/MWh] referenční větrné farmy [20]

Další výzkumy s podobnou metodikou a výslednou mapou LCOE jsou zpracovány pro Středozemní moře. [21] Podobné studie potenciálu větrných elektráren vznikají také pro větrné parky s umístěním na pevnině. Například studie [22] modeluje možnosti umístění větrných elektráren v Polsku. Umístění těchto elektráren na pevnině zahrnuje jiná úskalí oproti elektrárnám na moři. Tyto překážky spočívají převážně v nalezení vhodného území pro umístění elektráren a získání souhlasu k umístění těchto staveb. Model byl vytvořen na základě vhodných lokalit (bez zástavby), síle větru a počtu větrných dnů v těchto lokalitách a aplikovaných technologiích.

1.3.5 Výzkum LCOE úložišť

Z důvodu zachování stability sítě při větším zapojení intermitentních obnovitelných zdrojů do výroby elektrické energie je nutné zajistit vyrovnávací mechanismy, které budou energii v případě nadbytku ze sítě odebírat a do sítě ji v případě potřeby vracet. Způsoby ukládání energie se liší cenou, kapacitou, možnou dobou uložení energie a dalšími parametry. Úložiště je vhodné volit na základě účelu, ke kterému bude úložiště používáno, například k vyrovnávání frekvence sítě či přímo k dodávkám velkých objemů energie. Studie [23] navrhuje možnost výpočtu LCOE pro různé typy úložišť a zjišťuje, které vstupy a vlastnosti úložišť nejvíce ovlivňují jejich náklady. Uvedené výpočty LCOE jsou pro přečerpávací vodní elektrárny, skladování energie pomocí stlačeného vzduchu a baterie.

1.4 Zprávy energetických agentur

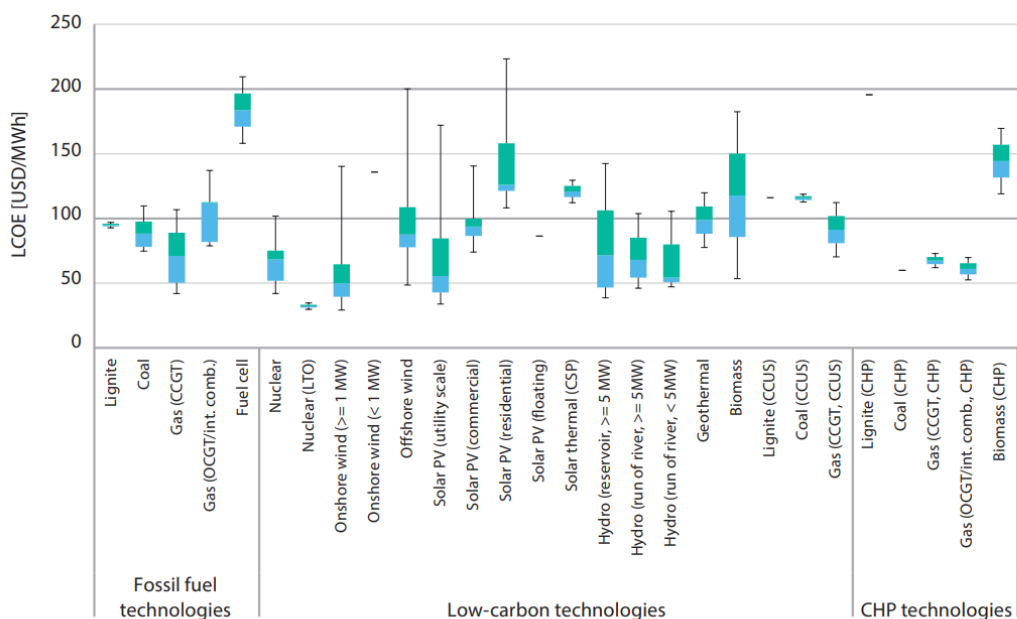
Analýzou nákladů energetických zdrojů se zabývá mnoho organizací a agentur. Mezi nejznámější agentury, které pravidelně zpracovávají studie aktuálního stavu světové energetiky, patří: IEA, NREL, Lazard, Bloomberg, IRENA, Ernst and Young, případně Deloitte či Accenture a další. Zprávy zpracované těmito organizacemi obsahují celosvětová data nejen energetiky, sledují její vývoj, porovnávají provoz a rozvoj energetických zdrojů. Modelují budoucí scénáře vývoje energetiky za účelem odhadu úskalí tohoto vývoje a upozorňují na slabá místa, která při zanedbání mohou potenciálně způsobit selhání a nedosažení mezinárodních klimatických cílů. Analýzou historických dat a stávajícího stavu energetiky predikují její další vývoj a doporučují další kroky ke splnění cílů celosvětové bezemisní ekonomiky.

Ukazatel LCOE je v těchto studiích uváděn pro srovnání různých výrobních zdrojů a pro zobrazení vývoje ceny zdrojů. Obnovitelné zdroje se rozvíjejí rychlým tempem, jejich investiční náročnosti poslední roky rapidně klesá a tím umožňuje jejich další rozvoj. Studie organizací IEA a IRENA z roku 2020 ukazují aktuální úroveň LCOE výrobních zdrojů a problémy stávající energetiky.

1.4.1 IEA: Projected Costs of Generating Electricity 2020

IEA (International Energy Agency, Mezinárodní energetická agentura) vydává studii „Projected Costs of Generating Electricity“ každých 5 let. Tato zpráva porovnává LCOE energetických zdrojů a pracuje s celosvětovými daty energetických zdrojů světa. Věnuje se měrným nákladům energie úložiště a soustředí se na další problematiku nastupující energetiky, jako jsou dopady emisních povolenek, perspektivy nukleární energie, propojování různých energetických sektorů (například tepla a elektřiny, P2H, elektromobilů) a na rozvoj užití vodíku v energetice.

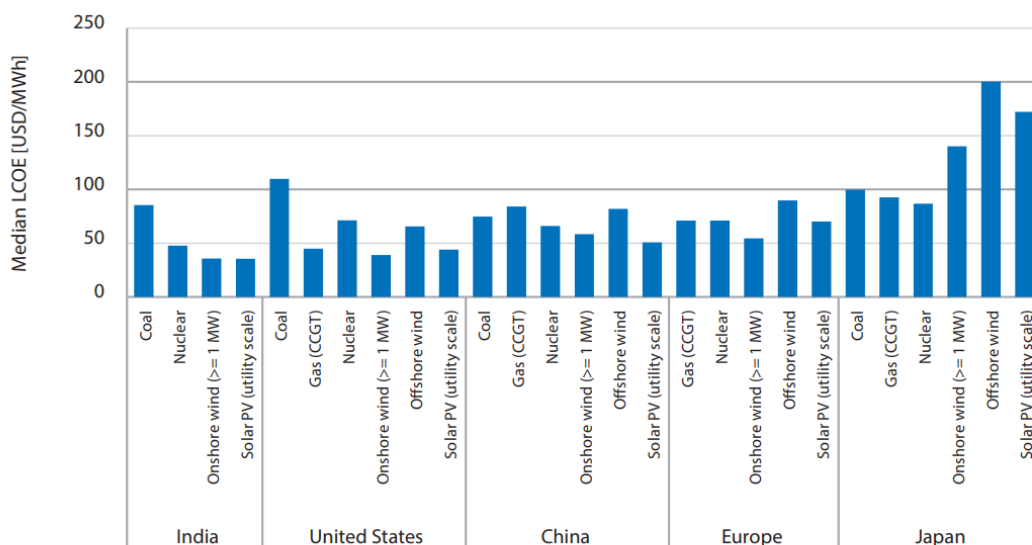
Zpráva IEA porovnává LCOE různých technologií a světových regionů. LCOE technologií je závislé na velikosti instalovaného výkonu a na lokalitě. Není možné označit jeden energetický zdroj jako nejlepší a nejlevnější. LCOE se liší v závislosti na použité technologii, na státu, kde je zdroj instalován, a na vlastnostech konkrétní elektrárny. U obnovitelných zdrojů je rozptyl LCOE velký. LCOE vodní elektrárny se bude lišit pro malé vodní dílo a pro přečerpávací vodní elektrárnu. Solární elektrárny se liší svou velikostí a místem instalace. Střešní instalace FVE bude mít odlišné LCOE od velké solární elektrárny na brown field pozemcích. VTE elektrárny se budou také lišit od lokace s instalací několika turbín po rozsáhlé větrné farmy. Hodnoty LCOE jsou v následujícím grafu uvedeny statisticky pomocí krabicového grafu. [24]



Note: Values at 7% discount rate. Box plots indicate maximum, median and minimum values. The boxes indicate the central 50% of values, i.e. the second and the third quartile.

Graf 7: Přehled hodnot LCOE různých technologií a zdrojů [24]

Zatímco obnovitelné zdroje jsou ve většině zemí konkurenceschopné, v případě údajů poskytnutých pro zprávu IEA vyplývá, že v některých zemích (zde v Japonsku, Koreji a Rusku) jsou náklady OZE stále vyšší než náklady na výrobu elektřiny z fosilních paliv nebo z jaderných elektráren. Také v rámci jednotlivých zemí mohou různé místní podmínky vést k rozdílům v nákladech na výrobu elektřiny na nižší než národní úrovni. V Evropě jsou větrné a solární elektrárny konkurenceschopné s plynem a jadernou energií. Ve Spojených státech těží plynové elektrárny z očekávaných nízkých cen paliva v regionu. Za paroplynovými elektrárnami na zemní plyn následují větrné elektrárny na moři, dále jaderné a uhelné elektrárny. V Číně a Indii mají variabilní obnovitelné zdroje nejnižší očekávané měrné výrobní náklady. V obou zemích jsou nejlevnějšími možnostmi fotovoltaika a větrná energie na pevnině. Jaderná energie je rovněž konkurenceschopná, což svědčí o výhodné možnosti přechodu z fosilně náročné energetiky na čisté alternativy energetických zdrojů. [24]



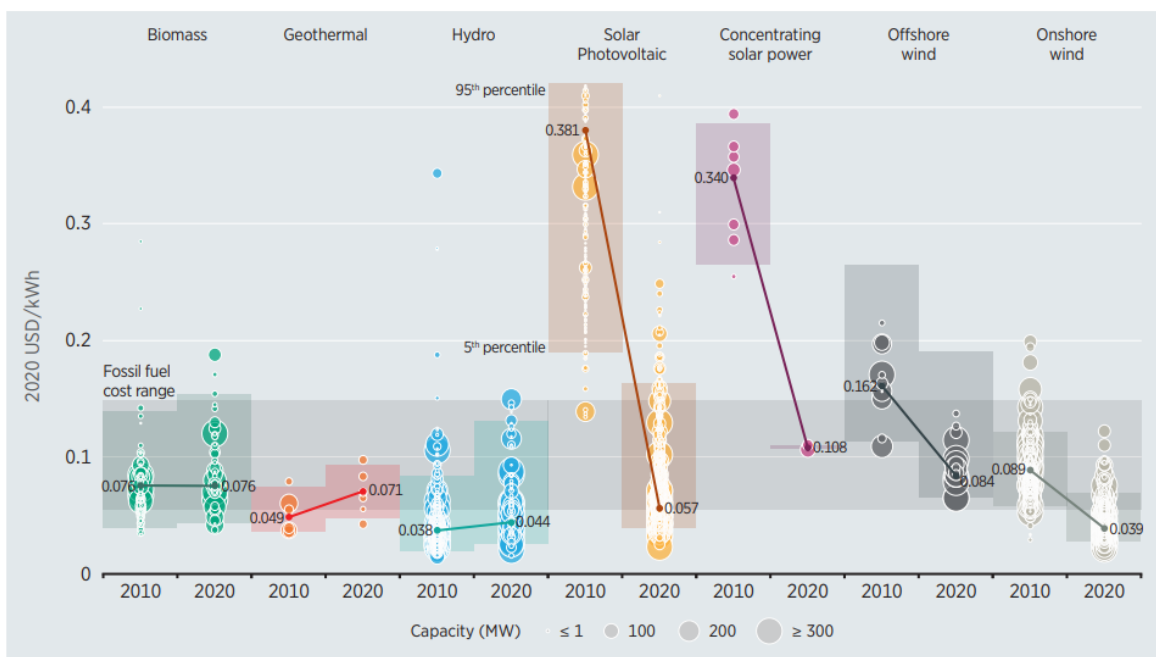
Note: Values at 7% cost of capital.

Graf 8: Medián nákladů na technologie dle světových regionů [24]

1.4.2 IRENA: Renewable Power Generation Costs in 2020

Zpráva agentury IRENA (International Renewable Energy Agency, Mezinárodní energetická agentura obnovitelných zdrojů) je vydávána každý rok a obsahuje data investic a provozních nákladů obnovitelných zdrojů a jejich vývoj v čase. Soustředí se výhradě na analýzu dat obnovitelných zdrojů a to na onshore a offshore větrné elektrárny, solární elektrárny, koncentrované solární elektrárny, vodní elektrárny, geotermální elektrárny, bioenergií a biomasu a obnovitelné zdroje tepla. Vývoj nákladů zkoumá zvláště pro každou technologii a pro různé světové regiony.

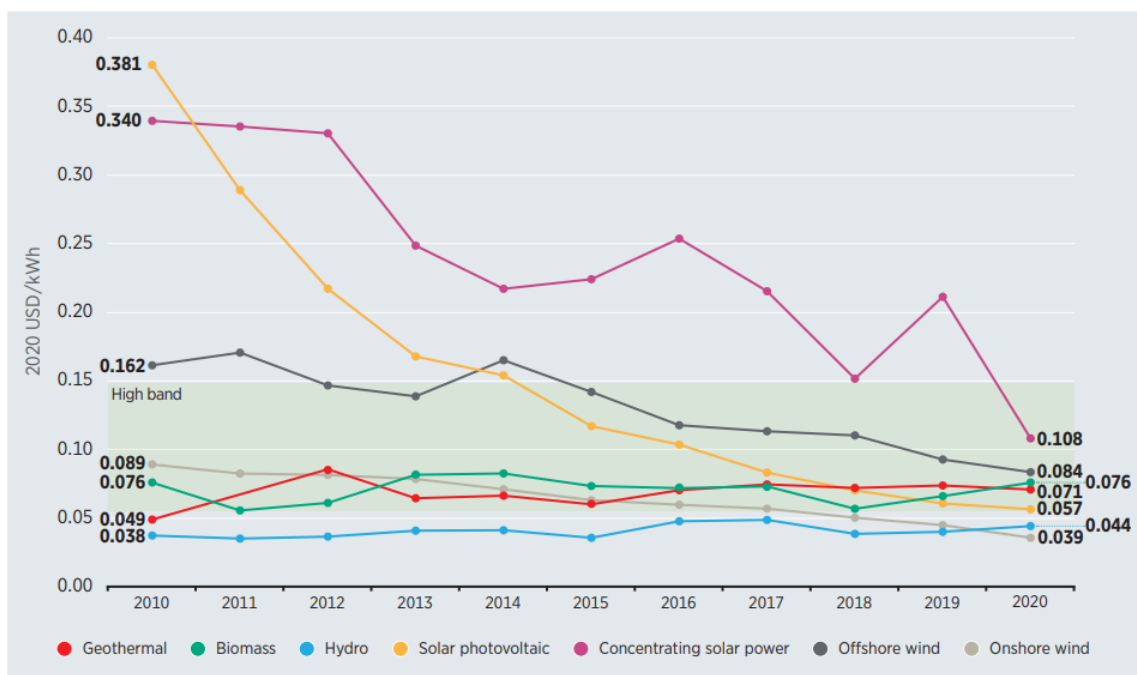
V rámci srovnání vývoje náročnosti investic a provozu různých technologií je část zprávy věnována obecnému přehledu a porovnání všech technologií. Následující graf ukazuje snížení LCOE solárních, větrných a dalších elektráren na obnovitelné zdroje mezi roky 2010 a 2020 a postupné zajištění konkurenceschopnosti těchto obnovitelných zdrojů s konvenčními elektrárnami na fosilní paliva. Globální vážený průměr LCOE solárních elektráren klesl mezi lety 2010 a 2020 o 85%. Toto snížení bylo způsobeno především poklesem cen modulů, zlepšení účinnosti modulů a jejich optimalizací. LCOE projektů větrných elektráren na pevnině kleslo mezi lety 2010 a 2020 o 56%. Snížení LCOE větru je způsobeno snížením ceny větrných turbín, snížením provozních nákladů a vyšší účinností nejnovějších turbín. Zdokonalováním technologií se obecně zlepšuje jejich účinnost, koeficient využití a snižuje se jejich poruchovost. Nové obnovitelné zdroje jsou tedy dokonalejší, cenově dostupnější a dokáží vyrobit více energie, což snižuje jejich LCOE. [25]



Source: IRENA Renewable Cost Database

Note: This data is for the year of commissioning. The diameter of the circle represents the size of the project, with its centre the value for the cost of each project on the Y-axis. The thick lines are the global weighted-average LCOE values for plants commissioned in each year. Real WACC was 7.5% in 2010 and 5% in 2020 for OECD countries and China, and 10% in 2010 and 7.5% in 2020 for the rest of the world. The single band represents the fossil-fuel fired power generation cost range, while the bands for each technology and year represent the 5th and 95th percentile bands for renewable projects.

Graf 9: Globální LCOE z nově uváděných technologií výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, 2010-2020 [25]



Source: IRENA Renewable Cost Database

Graf 10: Vývoj celosvětového váženého průměru LCOE OZE mezi lety 2010-2020 [25]

Na grafu výše jsou uvedeny trendy LCOE pro technologie výroby energie z obnovitelných zdrojů v období od 2010 až 2020. V letech 2010 až 2014 došlo k dramatického poklesu LCOE fotovoltaických a koncentrovaných fotovoltaických elektráren. LCOE solárních elektráren klesalo celé sledované období, stejně tak LCOE onshore větrných elektráren. LCOE onshore větrných elektráren se zde dostává pod úroveň LCOE vodních elektráren. Ty byly doposud nejlevnějším zdrojem obnovitelné energie. Celosvětový vážený průměr LCOE onshore větrných elektráren klesl v roce 2018 pod úroveň nejlevnějších nově postavených elektráren na fosilní paliva. OZE se stávají konkurenceschopnými s konvenčními elektrárnami a nahrazení například uhelných elektráren začíná být ekonomicky motivováno. [25]

2 UŽITÁ METODIKA VÝPOČTU LCOE

Způsoby výpočtu měrných výrobních nákladů neboli LCOE jsou uvedeny v kapitole 1.2.1. V této práci je použita metodika popsána níže. Předpoklady při výpočtu LCOE náhrady UE jsou uvedeny na konci této kapitoly.

2.1 Metodika výpočtu LCOE

Použitá metoda výpočtu se podobá popsané britské metodě. Celkové výdaje elektrárny se diskontují zpravidla k počátku jejího provozu a dělí se diskontovanou vyrobenou elektřinou v jednotlivých letech životnosti zdroje za jeho životnost:

$$LCOE = \frac{N_{ip} + \sum_{T=1}^{T=LT} N_{pT} (1+r)^{-T}}{\sum_{T=1}^{T=LT} W_{pT} (1+r)^{-T}} \quad (7)$$

kde

$LCOE$	měrné výrobní náklady zdroje elektřiny	[Kč/MWh]
T	pořadový rok provozu	[r]
LT	doba životnosti zdroje	[r]
N_{ip}	investiční porovnávací výdaje na zdroj	[Kč]
N_{pT}	provozní výdaje na zdroj v roce T	[Kč]
r	diskontní míra	[%]
W_T	zdrojem vyrobená elektřina v roce T	[MWh]

Investiční porovnávací výdaje jsou rovny investičním výdajům v případě jednorocní výstavby. V případě víceleté stavby se vypočítají:

$$N_{ip} = \sum_{t=1-Tv+T\Delta}^{T\Delta} N_{it} (1+r)^{-t} \quad (8)$$

kde

t	pořadové číslo roku výstavby	
Tv	doba výstavby	[r]
$T\Delta$	přesah doby výstavby do doby provozu	[r]
N_{it}	investiční výdaj v roce t	[Kč]

Zjednodušení výpočtu:

Výroba zdrojů je různě nákladná a závisí na řadě vstupních faktorů. Následujících 6 vstupních údajů vždy určuje nákladnost zdroje a tedy jak nákladnou elektřinu dokáže vyrobit.

- **měrné investiční výdaje** n_i [Kč/kW]

Měrné investiční výdaje na instalovaný výkon značí cenu jedné instalované kW v korunách na kilowatt.

- **roční doba využití** T_m [h/r]

Roční doba využití instalovaného výkonu elektrárny T_m v hodinách za rok neboli poměrné roční využití instalovaného výkonu k_u v procentech či poměrné hodnotě

- **diskontní míra r [%]**

Požadovaný roční výnos vloženého kapitálu v procentech.

- **doba životnosti zdroje LT [roky]**

Doba životnosti zdroje v počtu let, který je zdroj schopen vyrábět elektřinu bez nutnosti vynaložení investice na jeho obnovu.

- **měrné roční náklady na opravu a údržbu zdroje n_{ps} [Kč/kW]**

Měrné roční náklady na opravu a údržbu zdroje korunách na kilowattu instalovaného výkonu (resp. poměrné roční provozní náklady na opravy a údržbu - pps vyjádřené v procentech investičních výdajů), které je potřeba vynaložit každoročně, aby elektrárna byla udržena ve funkci v požadovaných parametrech po celou dobu životnosti LT .

- **měrné provozní proměnné náklady n_w [Kč/kWh]**

Měrné provozní proměnné náklady v korunách na kilowatthodinu obsahují především náklady na palivo a další náklady přímo závislé na množství vyrobené elektřiny. U intermitentních obnovitelných zdrojů jako jsou VTE a FVE považují tyto náklady za nulové.

V této práci aplikuji zjednodušující předpoklad a budu modelovat zdroje elektřiny, které budou vyrábět dle průměrné roční doby využití instalovaného výkonu v každém roce během své doby životnosti stejné množství elektrické energie. Vzorec (1) se tímto zjednoduší následujícím způsobem:

$$LCOE' = \frac{n_p}{T_m} + n_w \quad (9)$$

kde

n_p	měrné stálé (fixní) roční náklady zdroje elektřiny	[Kč/MW/r]
T_m	roční doba využití maximálního výkonu zdroje	[h/r]
n_w	měrné proměnné (variabilní) náklady zdroje	[Kč/MWh]

Jednotlivé vstupy rovnice (9) lze vyjádřit následujícími vzorci:

- Měrné stálé roční náklady zdroje elektřiny se skládají z rozpočítání celkové investice do jednotlivých let provozu poměrnou anuitou, provozní stálé náklady se počítají jako procento z celkové investice zdroje.

$$n_p = n_i [a(r; LT) + p_{ps}] \quad (10)$$

kde

n_i	měrné investiční (pořizovací) náklady zdroje	[€/MW]
$a(r; LT)$	poměrná anuita za dobu životnosti zdroje LT , při diskontní míře r	
p_{ps}	poměrné provozní stálé náklady zdroje	[%]

- Měrné investiční náklady zdroje lze vypočítat jako podíl investičních porovnávacích výdajů a instalovaného (maximálního) výkonu zdroje:

$$n_i = \frac{N_{ip}}{P_m} \quad (11)$$

kde

P_m	instalovaný (maximální, nominální) výkon zdroje	[MW]
-------	---	------

- Poměrnou anuitu za dobu životnosti LT při diskontní sazbě r lze vyjádřit vzorcem:

$$a(r, LT) = \frac{r(1+r)^{LT}}{(1+r)^{LT} - 1} \quad (12)$$

- Poměrné provozní stálé (fixní) náklady p_{ps} jsou podílem ročních provozních stálých nákladů a investičních porovnávacích výdajů:

$$P_{ps} = \frac{N_{psr}}{N_{ip}} \quad (13)$$

kde

N_{psr} roční provozní stálé (fixní) náklady zdroje [€/r]

- Roční doba využití maximálního výkonu elektrárny T_m , je podíl ročně vyrobené elektřiny a maximálního (instalovaného) výkonu:

$$T_m = \frac{W_r}{P_m} \quad (14)$$

kde

T_m roční doba využití maxima [h]
 W_r vyrobená energie zdrojem za rok [MWh]

Koeficient využití instalovaného výkonu k_u vyjadřuje totéž jiným způsobem (bezrozměrně):

$$k_u = \frac{W_r}{8\,760 P_m} = \frac{T_m}{8\,760} = \frac{P_s}{P_m} \quad (15)$$

kde

P_s střední (průměrný) výkon zdroje v roce [MW]

(365 dní x 24 hodin = 8 760 je počet hodin v nepřestupném roce.)

- Pro porovnání měrných výrobních nákladů jednotlivých zdrojů je mezi jinými ukazateli také důležitá vlastní spotřeba elektřiny daného zdroje. Vlastní spotřeba se může poměrově vyjádřit pomocí koeficientu vlastní spotřeby k_{vs} . Koeficient vlastní spotřeby představuje poměr instalovaného výkonu na svorkách generátoru P_m dělený výstupním výkonem na pomezí elektrárny a elektrizační soustavy P_m' , který je snížený o vlastní spotřebu P_{vs} elektřiny daného zdroje: $P_m' = P_m - P_{vs}$.

kde

$$k_{vs} = \frac{P_m}{P_m'} \quad (16)$$

2.2 Přijaté předpoklady

Pro výpočet LCOE náhrady UE obnovitelnými zdroji v kombinaci s úložišti byly přijaty zjednodušující předpoklady, které se týkají provozních nákladů zkoumaných zdrojů, nákladů způsobených v distribuční a přenosové síti, nákladů na flexibilitu sítě a koeficientů využití elektráren. Tabulka parametrů uvádí technicko-ekonomická data elektráren a úložišť, popis tabulky se soustředí na srovnání stávající uhelné elektrárny a nového moderního uhelného bloku.

Provozní náklady UE a tabulka technicko-ekonomických parametrů

Stávající uhelné elektrárny jsou povětšinou dlouhé roky v provozu a jejich počáteční investice se do nákladů ve formě odpisů již nezapočítají, elektrárny jsou ze 100% odepsané. Nové investice se týkají zvýšení efektivity a zaměřují se například na splnění přísnějších emisních limitů. Tyto náklady lze zahrnout do stálých nákladů na opravu a údržbu. Náklady na opravu a údržbu obecně závisí na roční výrobě (při vyšší výrobě je potřeba více údržby atd.). Závislost nákladů n_{ou} na roční výrobě je v mé práci zanedbaná a ve výpočtu jsou náklady n_{ou} uvažovány jako provozní stálé náklady. Hlavní náklady stávajících uhelných elektráren tvoří proměnné náklady – palivové náklady a náklady na emisní povolenky CO_2 .

Tabulka níže porovnává vstupní parametry elektráren a úložišť. Měrné investiční výdaje UE vysvětlují výdaje na zvýšení efektivity výroby, úspor, náklady na ekologická a protiemisní opatření. MUB jako nový moderní uhelný blok má investiční výdaje vysoké, elektrárna se po spuštění několik let odepisuje a odpisy se započítávají do nákladů na výrobu energie. Životnost MUB je delší než dosavadní UE. Vlastní spotřeba MUB je díky nové technologii nižší v porovnání s UE. Palivové náklady jsou taky u novější elektrárny na uhlí nižší z důvodu pokročilejších technologií a dokonalejšího spalování. MUB je oproti UE výkonnější i v dalších aspektech: nižší stálé náklady na provoz a vyšší koeficient využití.

Ukazatel	Značení	Jednotka	UE	VTE	FVE	PVE	P2G	MUB
měrné investiční výdaje	ni	[CZK/W]	8	30	28	25	38	76
životnost	Tž	[r]	25	20	30	40	25	40
koeficient vlastní spotřeby	kvs	[-]	1,085	1,005	1,01	1,015	1,010	1,076
měrné palivové náklady	npal	[CZK/MWh]	600	0	0	0	0	200
poměrné provozní stálé náklady	pps	[-]	0,200	0,020	0,010	0,010	0,020	0,035
koeficient využití	ku	[-]	0,57	0,29	0,16	-	-	0,75
roční doba využití maxima	Tm	[h/r]	5 000	2 500	1 400	-	-	6 600
účinnost přečerpání	η	[%]	-	-	-	0,8	0,3	-

Tabulka 2: Porovnání technicko-ekonomických ukazatelů elektráren ČR

Provozní náklady VTE a FVE

Provozní náklady obnovitelných zdrojů uvedených v práci se uvažují jako stálé náklady na údržbu a provoz. Roční variabilní náklady nejsou uvažovány a náklady na palivo jsou nulové.

Náklady v síti způsobené OZE

Ani jedna z variant neuvažuje náklady způsobené v síti. Mezi tyto náklady se řadí stavby nových linek elektrických vedení, řízení sítě, aktivace podpůrných služeb, náklady na ztráty v síti a další. Tyto náklady se do klasických výpočtů LCOE nezapočítávají, ovšem stávají se součástí nových forem výpočtů a přístupů k LCOE. Navrhované úložiště se nachází v blízkosti dosavadní uhelné elektrárny, kterou společně s OZE nahrazuje a náklady na stavbu nových sítí lze v rámci této úvahy zanedbat.

Flexibilita sítě

Flexibilita sítě zapojuje do sítě další subjekty ve formě domácností a průmyslu a využívá je k vyrovnávání sítě. Tyto manipulace v síti způsobují další náklady, které tato práce zanedbává. V případě uvažování flexibility sítě při sníženém instalovaném výkonu do vybraného úložiště nejsou náklady na flexibilitu uvažovány a počítá se s využitím stávající flexibility sítě, která je součástí nové moderní sítě.

Koeficient využití

Ve skutečnosti vyrábí elektrárny každý rok jiné množství energie a jejich koeficient využití se mění dle spotřeby energie v síti či povětrnostních podmínek. Pro zjednodušení uvažují, že elektrárny vyrábí každý rok stejně jako v roce pořízení dat, během životnosti mají každý rok stejný koeficient využití.

3 POPIS VARIANT

3.1 Výběr úložiště elektřiny pro její akumulaci

Následující kapitola popisuje tři vybrané varianty náhrady uhlí větrem a sluncem. Vybranými úložišti elektrické energie jsou přečerpávající vodní elektrárna a technologie Power to Gas (P2G) s ukládáním energie elektrolýzou do vodíku a poté do metanu a zpětnou extrakcí této energie. Technologií úložišť energie existuje více. Liší se rychlostí, kterou dokáží energii vrátit zpět do soustavy, instalovaným výkonem, kapacitou a schopností ukládat energii na delší časové období. Důležité jsou také faktory vyspělosti technologie, investiční náročnosti a dopadu technologie na životní prostředí. PVE a P2G byly vybrány z důvodu své schopnosti ukládat velké množství energie na další časová období a případně i sezoně. Například energii fotovoltaických elektráren vyrobenou převážně od jara do podzimu je nutno uskladnit na zimní měsíce. Tabulka možných úložišť energie je uvedena níže. Výčet úložišť popisuje výhody a nevýhody různých technologií ukládání energie.

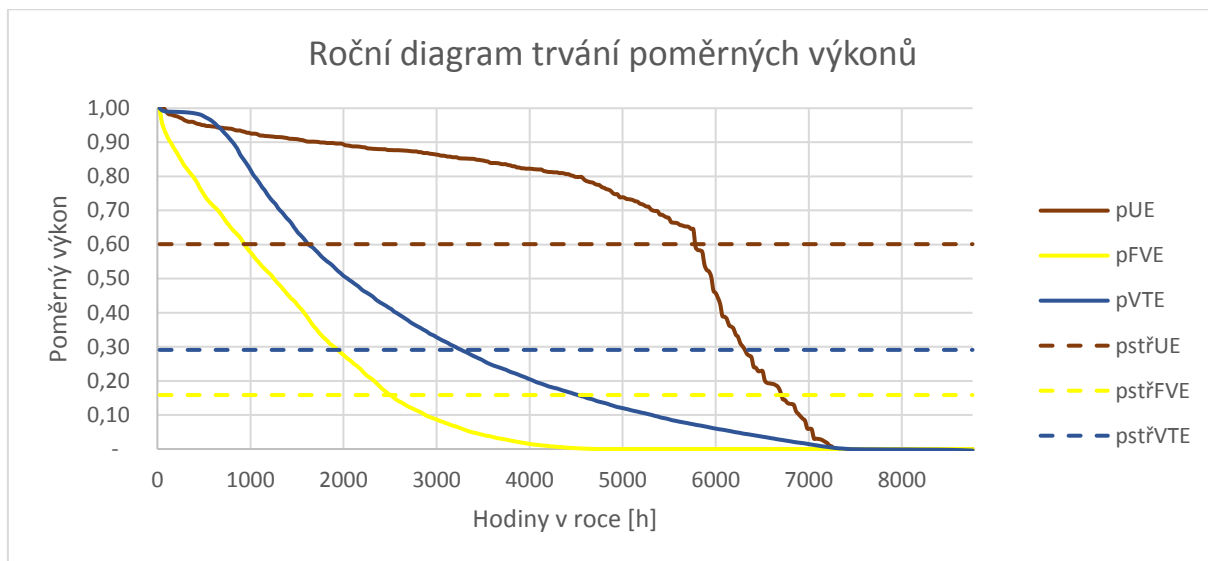
Technologie úložiště	Výhody	Nevýhody
Setrvačnick	Malý dopad na životní prostředí, dlouhá životnost, necitlivost na hloubku vybití, vysoký špičkový výkon, vysoká účinnost, rychlá záloha.	Nízká hustota energie, vysoká rychlost vybíjení, vysoké náklady
PVE	Střední účinnost, dlouhá doba skladování, velká kapacita, dlouhá životnost, nízké náklady na cyklus	Specifická topologická poloha, rozsáhlá zástavba, vysoké investiční náklady a nepříznivý vliv na životní prostředí během výstavby.
Skladování energie pomocí stlačeného vzduchu	Velký objem skladované energie, velké výkony, střední investiční náklady, středně dlouhá doba skladování, rychlé uvedení do provozu, dlouhá životnost.	Nepříznivý dopad na životní prostředí, vyžaduje spalování fosilních paliv, obtížné umístění, jen střední účinnost cyklu
NaS baterie	Relativně velký objem skladované energie a velké výkony, rychlá záloha, žádné samovybíjení, vysoká účinnost, dlouhá životnost, minimální údržba.	Vysoké výrobní náklady, bezpečnostní rizika, provoz při vysoké teplotě, nutnost kvalitní a teplotně odolné termoizolace
Ni–Cd baterie	Vysoká hustota energie, dlouhá životnost, odolnost vůči teplotě a hlubokému vybití	Riziko pro životní prostředí, vysoké investiční náklady, paměťový efekt, nutnost předem monitorovat nabíjení a vybíjení.
Li-ion baterie	Rychlá záloha, vysoká hustota energie, vysoká účinnost, dlouhá životnost, možnost použití v malých zařízeních.	Vysoké náklady a technické problémy, vyžaduje ideální podmínky pro nabíjení, nebezpečí požáru

Technologie úložiště	Výhody	Nevýhody
Zn–Br baterie	Velký objem skladované energie, velké výkony, dlouhá životnost	Nízká hustota energie, nízká účinnost, omezená na účinnost v malém měřítku
Supravodivý magnetický akumulací systém	Velký objem skladované energie, velké výkony, rychlá záloha, dlouhá životnost a velmi vysoká účinnost.	Vyžaduje udržování nízké teploty, nízká hustota energie, vysoké investiční náklady, potenciální zdravotní rizika, rychle se vybíjí.
Superkapacitor	Středně vysoká účinnost, dlouhá životnost	Nízká hustota energie, omezené použití v energetických systémech, vysoká rychlost vybíjení
Připojení elektroaut do sítě	Možnost distribuované výroby, uživatelsky přívětivá, technologie plug and play	Stále nevyzrálá technologie, vysoké náklady a složitý řídicí systém.
Vodík	Skladovatelné, malý dopad na životní prostředí, přepravitelné, střední účinnost	Nedostatečně vyvinutá technologie skladování, riziko výbuchu

Tabulka 3: Technologie úložišť, jejich výhody a nevýhody [26]

3.2 Výrobní diagram elektráren

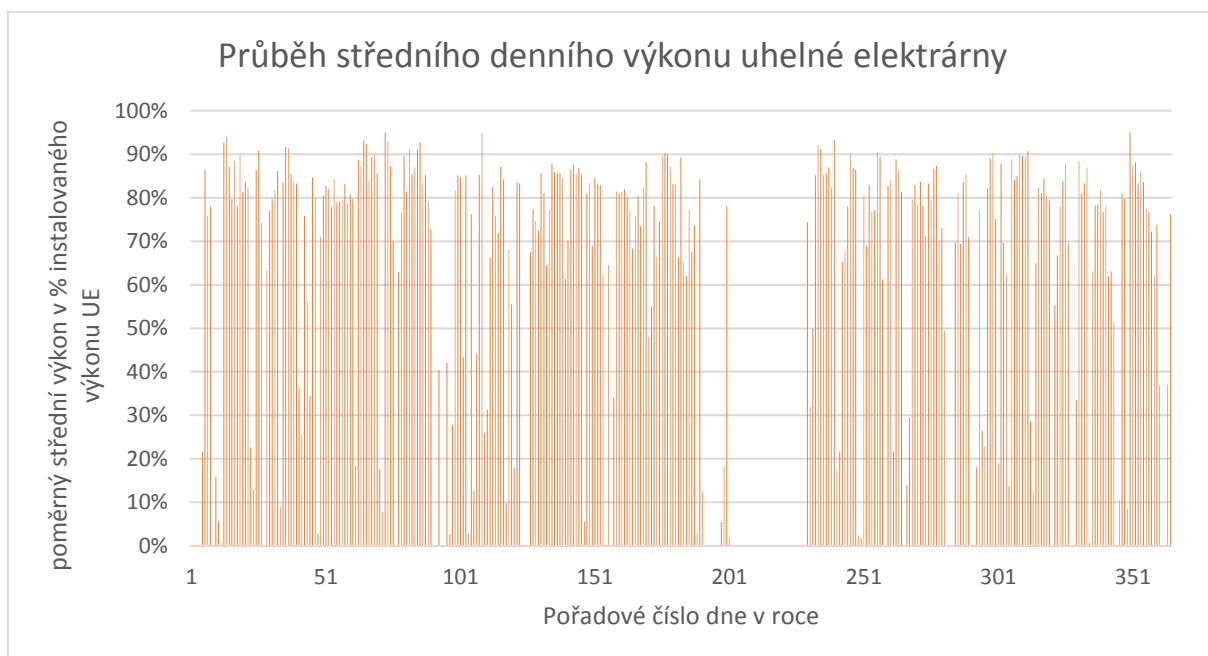
Větrné a solární elektrárny jsou oproti klasickým zdrojům, jako jsou uhelné nebo jaderné elektrárny investičně méně náročné a jejich výstavba je snazší. Tyto obnovitelné zdroje jsou sice levnější, ovšem jejich výroba je neřiditelná a roční využití instalovaného výkonu je nízké. Pro nahrazení výkonu a výroby uhelné elektrárny je tedy potřeba postavit větrné a fotovoltaické elektrárny o větším instalovaném výkonu a navíc úložiště energie, kam by se ukládaly přebytky výroby OZE pro pozdější využití, aby tato energie byla k dispozici v momentě požadavku spotřebitelů. Instalovaný výkon, celkově vyrobená energie a diagram výroby určují základní vlastnosti a využitelnost zdroje. Roční diagram trvání poměrných výkonů znázorňuje využití instalovaného výkonu daných zdrojů a jejich výrobu během roku. Křivka uhelné elektrárny většinou koreluje s křivkou spotřeby dané soustavy. Diagram znázorňuje využití zdrojů. Uhlé elektrárna je využita skoro na 60% (vyrobí 60% maxima energie, co by mohla teoreticky za rok vyrobit svým jmenovitým výkonem), větrná elektrárna na 29% a fotovoltaická elektrárna na 16% viz střední výkonu v grafu. Použitá data výroby elektráren v této práci pochází od elektráren nacházejících se v severních Čechách. Poskytnuta byla panem Ing. Miroslavem Vítkem, CSc. a Ing. Peterem Píknou, Ph.D.



Graf 11: Roční diagram trvání poměrných výkonů jednotlivých typů elektráren

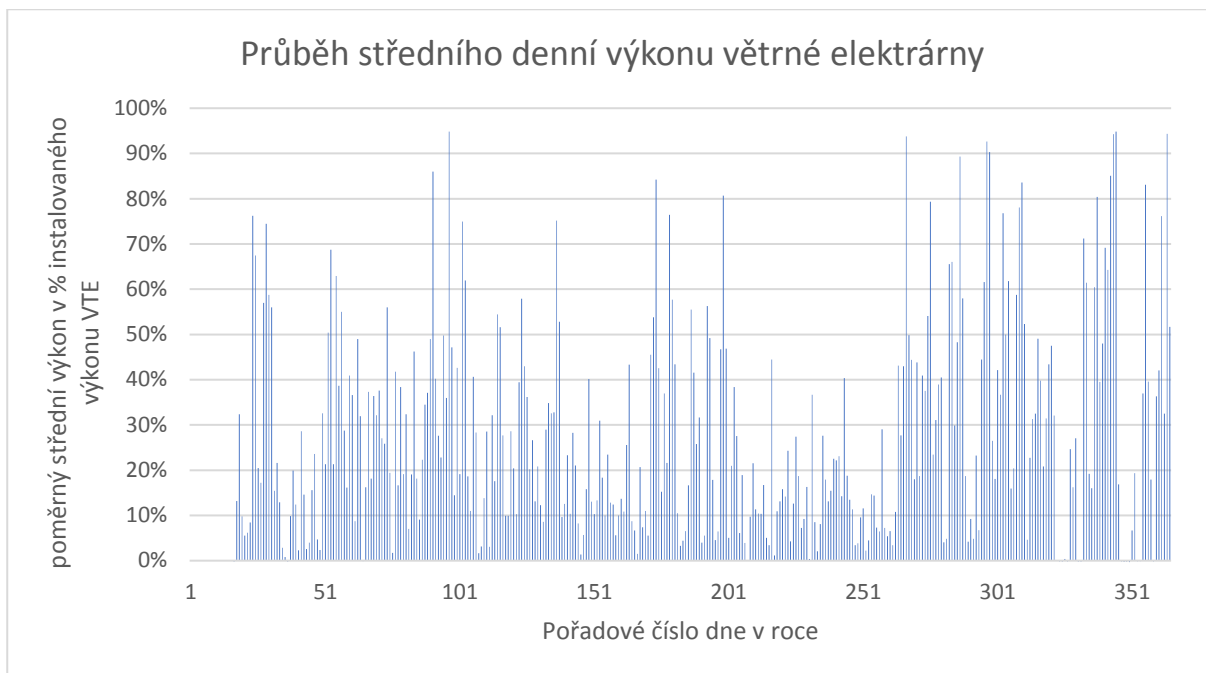
3.3 Průběh středního denního výkonu elektráren

Průběh středního denního výkonu zvolené elektrárny ukazuje průměrnou denní výrobu elektrárny v procentech instalovaného výkonu během roku 2018. Výroba větrné a solární elektrárny se neřídí spotřebou a je nutné ji regulovat případným vypínáním zdroje či ukládáním elektřiny do úložiště. Na průběhu středního denního výkonu větrné, solární a uhelné elektrárny lze ilustrovat, jak se tyto zdroje liší ve výrobě během roku a jaké mají procentuální využití.



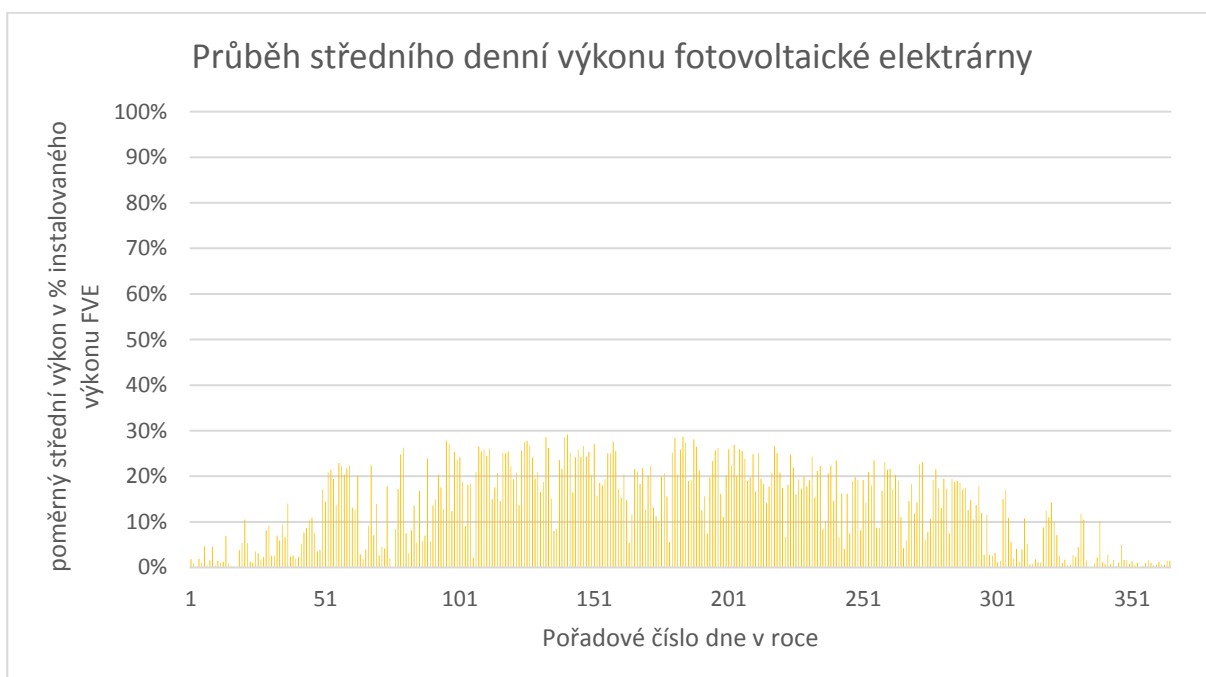
Graf 12: Průběh středního denního výkonu uhelné elektrárny

Uhelná elektrárna je řízena spotřebou a vyrábí energii do sítě v případě potřeby. V létě je obecně spotřeba energie v síti nižší a je příznačné, že elektrárna byla v tomto roce v létě odstavena kvůli údržbě či z důvodu oprav.



Graf 13: Průběh středního denního výkonu větrné elektrárny

Větrná elektrárna vyrábí v době vhodných povětrnostních podmínek. Graf průběhu středního denního výkonu větrné elektrárny nemá žádný pozorovatelný trend, pouze můžeme sledovat měsíce v tomto roce vhodnější pro výrobu energie z větru a měsíce méně vhodné.



Graf 14: Průběh středního denního výkonu solární elektrárny

Solární elektrárny stejně jako větrné elektrárny vyrábí v době vhodných povětrnostních podmínek – v době slunečných dnů. Největší výroba slunečných elektráren je tedy přes rok, v zimě vzhledem ke krátkým dnům a nedostatečnému osvětlení vyrábí solární elektrárny výrazně méně. Kromě toho denní střední výkon (24 hodin) u sluneční elektrárny nemůže nikdy přesáhnout 50 % svého instalovaného výkonu, pokud nemá zařízení k natáčení panelů směrem ke Slunci.

3.4 Varianta 1 – nahrazení UE elektrárnou VTE společně s úložištěm PVE

3.4.1 Popis varianty

Varianta 1 nahrazuje stávající uhelnou elektrárnu novou větrnou elektrárnou za pomoci úložiště – přečerpávací vodní elektrárny. Stávající uhelné elektrárny se nahrazují a budou nahrazovat (kromě jaderných elektráren) obnovitelnými zdroji. Společně s vodní, solární energií a energií z biomasy budou větrné elektrárny napomáhat k zajištění udržitelnějšího energetického mixu. Tato varianta modeluje úplné nahrazení stávající uhelné elektrárny elektrárnou větrnou za pomoci akumulace do přečerpávací vodní elektrárny. Větrné elektrárny se řadí mezi intermitentní zdroje elektrické energie, jejich výroba je závislá na povětrnostních podmínkách. Nevýhodou intermitentních zdrojů je jejich neřiditelnost. Výrobu větrných elektráren je možné pouze snižovat, a to postupným vypínáním jednotlivých větrných turbín. Větrné elektrárny také vyrábí pouze za vhodných povětrnostních podmínek. Při rychlosti větru nad 25 m/s se větrné turbíny vypínají a zabrzdí, aby nedošlo k jejich poškození [27]. V tomto případě, stejně jako pokud nefouká vítr, elektrárna nevyrábí. Při zastavení elektrárny se snižuje využití jmenovitého výkonu elektrárny a elektřina vyráběná touto elektrárnou se tím prodražuje.

Konvekční zdroje, které doposud tvořily většinový podíl v soustavě, se bez větších problémů přizpůsobovaly okamžité spotřebě, což zajišťovalo stabilitu a bezporuchový chod elektrické sítě. Neřiditelnost výroby představuje problém. Intermitentní výrobu větrných elektráren je nutné ukládat a uloženou elektřinu dodávat zpět do sítě v době, kdy je po ní poptávka. K tomuto slouží úložiště energie, jako je například přečerpávací vodní elektrárna. Tento typ úložiště umožňuje akumulaci především na denní, ale i týdenní bázi. Pokud má PVE dostatečný objem horní a dolní nádrže v poměru ke svému instalovanému výkonu, je možné uložit energii vyrobenou větrnými elektrárnami na delší dobu a využít týdenního cyklu ukládání energie. S akumulací energie vyrobené větrnými elektrárnami je možno zdroj lépe využívat a efektivně nahradit stávající uhelnou elektrárnu [26].

Přečerpávací vodní elektrárna má své výhody i nevýhody. Oproti bateriovým úložištím je PVE levnější na jednotku uložené energie. Kapacita PVE je vyšší oproti bateriovým úložištím a snadněji uskladní velké množství energie. Jako vodní elektrárna je bezemisní. Na území dnešní ČR vznikla první PVE v roce 1930 na Šumavě na počátku elektrizace ČSR. Od té doby se technologie těchto elektráren rozvinula a další PVE se postupně vystavěly v příhodných lokalitách. Největší PVE s instalovaným výkonem 650 MW se nachází na severu Čech, jedná se o elektrárnu Dlouhé Stráně. PVE je tedy technologie spolehlivá a dlouho užívaná k ukládání energie a regulování soustavy. [28]

Velikost PVE určuje velikost VTE. Stejný instalovaný výkon větrné elektrárny musí být také v úložišti pro případ, že by bylo potřeba odebrat ze sítě celý špičkový výkon. Pro zlevnění flexibility sítě se pracuje na strategiích ukládání energie do akumulátorů v průmyslových podnicích a domácnostech. Jednou z možností je například využití baterií elektromobilů připojených do sítě aneb Vehicle to Grid (V2G). Do roku 2050 by tímto způsobem bylo možno poskytovat až 20 % celkové denní požadované flexibility. [29] Subvarianta této varianty počítá s možností až 50% ukládání energie do sítě v případě potřeby – částečně by bylo možné energii uložit například do baterií elektromobilů, částečně by mohlo pomoci chytré řízení spotřeby či jiné způsoby ukládání energie. Obecně lze flexibilitu sítě popsat jako přesouvání spotřeby v čase. Flexibilita sítě má zajistit vyrovnaní sítě a předcházet jejímu přetěžování. Domácnosti mohou přispět k flexibilitě sítě chytrými spotřebiči, které lze na dálku vypnout a zapnout. Domácí bateriová úložiště a elektromobily připojené do sítě lze využít jako vyrovnávací prvky a stejné principy lze uplatnit také v průmyslu. [30]

3.4.2 LCOE varianty

Varianta vytěsnění výroby uhelné elektrárny větrnou elektrárnou

Pro ilustraci uvedu příklad nahrazení uhelné elektrárny větrnou elektrárnou bez použití úložiště. Větrná elektrárna by zde nahrazovala uhelnou elektrárnu maximálně do instalovaného výkonu, který má uhelná elektrárna. Bylo by tak zajištěno vytěsňování výroby uhelné elektrárny a i v případě maximální výroby větrné elektrárny by žádná energie nepřebývala. Ve výpočtech pro zjednodušení uvažuji, že elektrárny vyrábí každý rok stejně, jako tomu bylo v roce pořízení dat - 2018, tedy každý rok během životnosti má stejný koeficient využití. Měrné výrobní náklady vytěsnění výroby uhelné elektrárny větrnou elektrárnou budou dány rozdílem měrných výrobních nákladů větrné elektrárny mínus měrné variabilní (palivové) náklady zvýšené poměrem koeficientů vlastní spotřeby uhelné a větrné elektrárny a snížené poměrem ročních dob využití větrné a uhelné elektrárny, ke kterému je nutno přičíst člen charakterizující zvýšení měrných provozních stálých nákladů uhelné elektrárny dané jejím sníženým využitím:

$$LCOE_{1.0} = \frac{n_{pVTE}}{T_{mVTE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE}} \cdot \frac{T_{mVTE}}{T_{mUE}} + \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE} - T_{mVTE}} \quad (17)$$

kde

$LCOE_{1.0}$	měrné výrobní náklady vytěsnění výroby dosavadní UE novou VTE	[Kč/MWh]
n_{pVTE}	měrné stálé náklady VTE	[Kč /MW/r]
T_{mVTE}	roční doba využití maximálního výkonu VTE	[h/r]
T_{mUE}	roční doba využití maximálního výkonu UE	[h/r]
n_{varUE}	měrné variabilní náklady UE	[Kč /MWh]
k_{vsUE}	koeficient vlastní spotřeby UE	[-]
k_{vsVTE}	koeficient vlastní spotřeby VTE	[-]
n_{uoUE}	měrné náklady na opravu a údržbu UE	[Kč /MW/r]

Z důvodu snížení ročního využití uhelné elektrárny se zvýší její měrné náklady na opravu a údržbu. V tomto případě uvažuji s ročním využitím UE 5000 h/r a ročním využitím VTE 2500 h/r. Roční využití maximálního výkonu UE se sníží $T_{mc} - T_{mw}$, tedy o $5\,000 - 2\,500 = 2\,500$ h. Měrné náklady na opravu a údržbu UE se tedy dvojnásobně navýší (při předpokladu, že náklady na opravu a údržbu jsou stálé a nezávisí na roční výrobě). Palivové náklady UE a náklady na emisní povolenky UE se naopak s kratší dobou využití sníží.

Varianta nahrazení uhelné elektrárny větrnou elektrárnou s úložištěm: VTE + PVE

V případě varianty celkového nahrazení stávající uhelné elektrárny větrnou elektrárnou je potřeba vyrobit stejné množství energie, jakou by vyrobila uhelná elektrárna a dodat ho spotřebitelům v době poptávky. Úložiště musí mít stejný instalovaný výkon, aby v případě špičkové výroby a nulové spotřeby dokázalo uložit veškerou vyrobenou energii. Pro nahrazení UE je potřeba zjistit, jak velký instalovaný výkon ve VTE je zapotřebí. Důležitým aspektem je roční doba využití maxima elektrárny. Pro názornost uvažuji 1 MW instalovaného výkonu uhelné elektrárny. Při uvažovaném ročním využití $T_{mUE} = 5000$ h/r se za rok vyrobí 5GWh elektrické energie. Pro roční využití VTE $T_{mVTE} = 2500$ h/r musí být do větrných elektráren instalován dvojnásobek výkonu. Výkon v PVE pro výrobu stejného množství energie lze spočítat pomocí ročního využití maxima elektráren T_m anebo koeficientu využití k_u .

$$P_{mVTE} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}} \cdot P_{mUE} = \frac{5000}{2500} \cdot 1 = \frac{k_{uUE}}{k_{uVTE}} = \frac{0,571}{0,285} = 2 \text{ MW} \quad (18)$$

Dále se do odhadu instalovaného výkonu nahrazující VTE musí zahrnout vlastní spotřeba elektráren. U stávající uhelné elektrárny se koeficient vlastní spotřeby pohybuje kolem 1,085. U větrné elektrárny uvažují koeficient vlastní spotřeby 1,005.

$$P_{mVTE} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}} \cdot P_{mUE} \cdot \frac{k_{vsVTE}}{k_{vsUE}} = \frac{5000}{2500} \cdot 1 \cdot \frac{1,005}{1,085} = 1,85 \text{ MW} \quad (19)$$

Instalovaný výkon do PVE musí být stejný jako do VTE. Přecherčovací vodní elektrárna musí být schopna ze soustavy odčerpat špičky v případě, že VTE vyrábí a není žádný odběr. Teoreticky by na úrovni instalovaného výkonu VTE stačil pouze čerpadlový režim, jelikož stačí, když turbínový režim vyrábí ve stejném maximu jako UE. Zde se ovšem tato úprava čerpacího/turbínového režimu neuvažuje.

U PVE je nutno počítat se ztrátami během přecherčovacího cyklu. U nově budovaných PVE se uvažuje s účinností 0,8. Což značí, že pouze 80% elektrické energie vstupující do PVE se vrátí zpět do soustavy. Do větrných elektráren musí být nainstalován navíc výkon hradící tyto ztráty. Do rovnice se tedy přidá koeficient přecherčování – převrácená hodnota účinnosti PVE – o hodnotě 1,25.

$$P_{mVTE} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}} \cdot P_{mUE} \cdot \frac{k_{vsVTE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} = \frac{5000}{2500} \cdot 1 \cdot \frac{1,005}{1,085} \cdot 1,25 = 2,31 \text{ MW} \quad (20)$$

Měrné výrobní náklady nahrazení výroby uhelné elektrárny větrnou elektrárnou společně s přecherčavající vodní elektrárnou budou dány rozdílem měrných výrobních nákladů větrné a přecherčavající vodní elektrárny mínus měrné variabilní (palivové) náklady zvýšené poměrem koeficientů vlastní spotřeby uhelné, větrné a přecherčavající vodní elektrárny, kde se následně odečte člen charakterizující snížení měrných provozních stálých nákladů uhelné elektrárny:

$$LCOE_{1.1} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}} \cdot \frac{k_{vsVTE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pVTE} + n_{pPVE})}{T_{mVTE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \quad (21)$$

kde

$LCOE_{1.1}$	měrné výrobní náklady nahrazení výroby dosavadní UE novou VTE s uložištěm PVE	[Kč /MWh]
T_{mUE}	roční doba využití maximálního výkonu UE	[h/r]
T_{mVTE}	roční doba využití maximálního výkonu VTE	[h/r]
k_{vsVTE}	koeficient vlastní spotřeby VTE	[-]
k_{vsUE}	koeficient vlastní spotřeby UE	[-]
k_{vsPVE}	koeficient vlastní spotřeby PVE	[-]
$k_{\check{c}erp}$	koeficient čerpání PVE	[-]
n_{pVTE}	měrné stálé VTE	[Kč /MW/r]
n_{pPVE}	měrné stálé náklady PVE	[Kč /MW/r]
n_{varUE}	měrné variabilní náklady UE	[Kč /MWh]
n_{uoUE}	měrné náklady na opravu a údržbu UE	[Kč /MW/r]

Měrné variabilní náklady UE snižují koeficienty vlastní spotřeby VTE a PVE, jelikož tyto zdroje mají menší vlastní spotřebu a část měrných variabilních nákladů (paliva) UE se tímto ušetří. Poslední část vzorce znázorňuje ušetřené provozní stálé náklady UE, které se počítají jako procentuální část z počáteční investice.

Varianta VTE + PVE + CO₂

Emisní povolenky poslední roky zatěžují cenu elektřiny vyráběnou konvenčními zdroji. Emisní povolenky stanovují cenu vypuštěné tuny CO₂ do ovzduší. Elektřina vyrobená uhelnými elektrárnami se tímto značně prodražuje a její variabilní náklady rostou. Pro další subvariantu byla cena povolenek Kč/t CO₂ zahrnuta do výpočtu LCOE.

Měrné výrobní náklady této varianty udává rozdíl měrných výrobních nákladů větrné a přečerpávající vodní elektrárny mínus měrné palivové a emisní náklady zvýšené poměrem koeficientů vlastní spotřeby uhelné, větrné a přečerpávající vodní elektrárny, kde se následně odečte člen charakterizující snížení měrných provozních stálých nákladů uhelné elektrárny:

$$LCOE_{1.2} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}} \cdot \frac{k_{vsVTE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pVTE} + n_{pPVE})}{T_{mVTE}} - \left(n_{pal} + p_{CO_2} \cdot c_{CO_2} \cdot k_{\text{€}/\text{CZK}} \right) \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \quad (22)$$

kde

n_{pal}	měrné palivové náklady UE	[Kč/MWh]
p_{CO_2}	produkce CO ₂	[t/MWh]
c_{CO_2}	cena emisní povolenky CO ₂	[€/t]
$k_{\text{€}/\text{CZK}}$	směnný kurz	[€/CZK]

Varianta VTE + 1/2 PVE

V případě této varianty, kdy by se snížil instalovaný výkon v úložišti, je třeba využít flexibility sítě a technologií smart grid. Za pomoci chytrého řízení sítě by technologie smart grid řídily spotřebu a energii ukládaly do jiných dostupných úložišť, například elektromobilů. V subvariantě uvedené v této práci byl pro názornost snížen instalovaný výkon PVE na polovinu, v reálných podmínkách by se dalo uvažovat snížení instalovaného výkonu v PVE o cca 20%. Uvažovaná flexibilita sítě je součástí nové moderní sítě a náklady na flexibilitu se zde ani v dalších variantách neuvažují, LCOE uváděných variant značí pouze měrné výrobní náklady náhrady UE. Měrné výrobní náklady této varianty udává:

$$LCOE_{1.3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}} \cdot \frac{k_{vsVTE}}{k_{vsUE}} \cdot \frac{n_{pVTE}}{T_{mVTE}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}} \cdot \frac{k_{vsVTE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pVTE} + n_{pPVE})}{T_{mVTE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{ouUE}}{T_{mUE}} \quad (23)$$

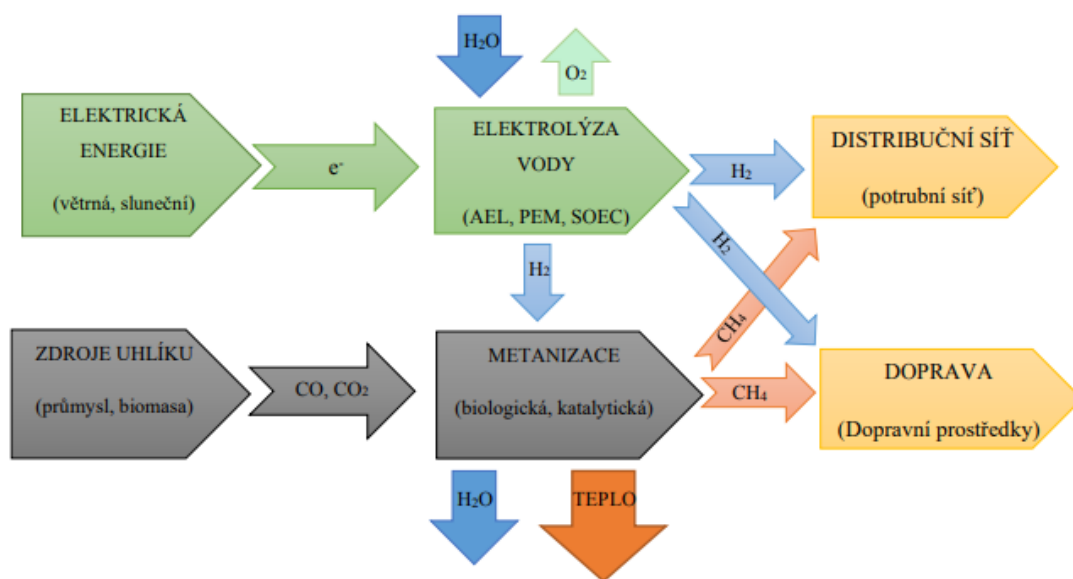
kde je rovnice stejná jako pro variantu VTE + PVE, ovšem člen nákladů na VTE a PVE je zde rozdělen na dva díly. První část určuje náklady na VTE, která nebude mít úložiště (tato část energie se buď ihned spotřebuje, nebo uloží například do elektromobilů, pro zjednodušení zde neuvažují ztráty – například účinnost ukládání energie do akumulátorů elektromobilů). Druhá část značí náklady na energii, která počítá s úložištěm PVE. V této části rovnice jsou zahrnuty ztráty z přečerpávání a měrné stálé náklady PVE. Další členy rovnice odečítají ušetřené měrné variabilní (palivové) náklady a měrné náklady na opravu a údržbu UE.

3.5 Varianta 2 – nahrazení UE elektrárnou FVE společně s úložištěm PVE a P2G

3.5.1 Popis varianty

Nahrazení uhelné elektrárny solární elektrárnou má řadu úskalí. Mezi největší z nich bych zařadila malou účinnost solárních neboli fotovoltaických elektráren a malý koeficient využití. Účinnost solárních elektráren se pohybuje mezi 20 - 30 % a jejich koeficient využití je cca 0,16 (okolo 1400 hodin max výroby za rok). Většinu roku elektrárna vyrábí jen zlomek energie, co by při ideálních podmínkách mohla vyrábět. Pro maximalizaci výroby solární elektrárny je důležitý správný sklon a natočení panelů a zvolení efektivních střídačů. Nyní se v případě nadbytečné výroby část nebo celá fotovoltaická elektrárna vypíná, aby nedošlo k narušení stability sítě. Výhodnou solární výroby energie je její předvídatelnost oproti větrným elektrárnám – slunečné elektrárny vyrábějí pouze přes den a jejich peak/maximum výroby je kolem poledne. [31]

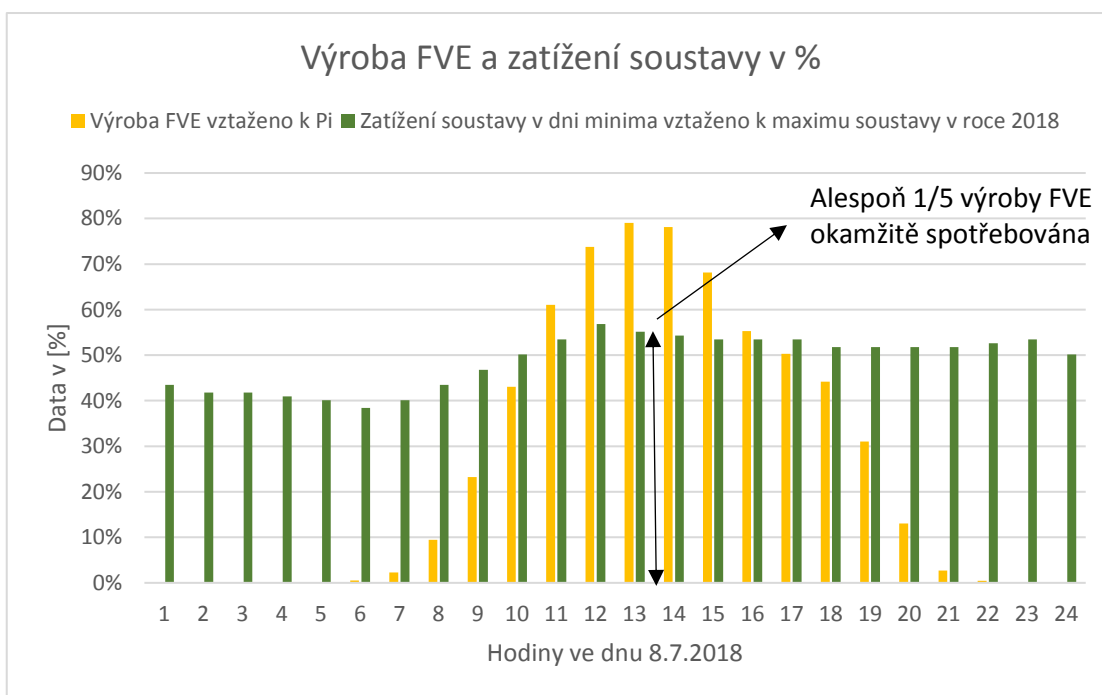
Solární elektrárny mají společně s větrnými elektrárnami a dalšími obnovitelnými zdroji zajistit bezemisní a udržitelnou výrobu elektrické energie. Stejně jako VTE je fotovoltaická elektrárna (FVE) intermitentní zdroj a k zajištění celoroční dodávky elektřiny z toho zdroje je potřeba úložiště. Na rozdíl od VTE, FVE elektrárny nejvíce vyrábí v ročních obdobích jaro, léto a podzim a v zimním období prakticky nevyrábí či vyrábí velmi málo. Z tohoto vyplývá, že pro zajištění energie na zimní měsíce je nutné sezónní ukládání energie. V této práci se k sezónnímu skladování energie užívá technologie P2G. Technologie P2G nejdříve přemění elektrolýzou elektrickou energii na vodík a poté metanizací na metan. Metan lze lépe uskladnit oproti vodíku (molekuly metanu jsou větší a nedochází k úniku přes stěny tlakových lahví či plynovodů) v plynových lahvích či podzemních úložištích společně se zemním plynem. Lze také využívat stávající plynovody pro jeho přepravu. Při procesu elektrolýzy a metanizace vzniká teplo, které lze dále využít v teplárenských soustavách. Technologie P2G má při přeměně metanu zpět na elektřinu účinnost pouze 17-42%. Tato účinnost narůstá, pokud použijeme kogenerační jednotky a využijeme odpadní teplo, které vzniká při spalování metanu. Další výhodou procesu metanizace je jeho spotřeba CO₂. CO₂ není vypouštěn do ovzduší a ani není nutné ho skladovat, naopak se při procesu spotřebuje. Jsou šetřeny náklady na emisní povolenky a snižuje se uhlíková stopa celého procesu. [32]



Obrázek 3: Princip technologie P2G [32]

Některé varianty zde stejně jako u přechodí varianty 1 počítají s kombinací úložiště a flexibility sítě, v případě varianty 2 kombinací úložišť PVE, P2G a dopomoci sítě. Denní diagram

výroby FVE ukazuje, že elektrárna vyrábí nejvíce přes polední hodiny. V těchto hodinách bývá vždy nějaký neminimální odběr. Část variant tedy počítá s částečným spotřebováním vyrobené energie FVE v době její výroby – 1/5 vyrobené energie je spotřebována ihned/využije se flexibility sítě a tuto energii není třeba ukládat, je možno snížit instalovaný výkon úložišť. Tuto úvahu lze demonstrovat na denním diagramu výroby FVE a denním diagramu zatížení. Pro ilustraci byl vybrán den 8.7.2018 jako den s minimem zatížení soustavy. Zatížení tohoto dne bylo vztaženo k maximálnímu zatížení roku 2018 (11 969 MW). Výroba FVE dosáhla maximálně 79% instalovaného výkonu (špičková výroba mohla být ještě o 21% vyšší). Zatížení soustavy má zde simulovat spotřebu, ať celé soustavy nebo lokální, kterou dosud zajišťovala uhelná elektrárna. FVE má zde za úkol UE nahradit. Na diagramu zatížení (výroby UE) a výroby FVE je největší výroba FVE kolem 12. až 13. hodiny, spotřeba je nejvyšší v hodinách 11 – 13 a poté v hodinách večerních. Úvaha tedy říká, že maximální výroba FVE bude alespoň z 1/5 spotřebována v soustavě (odpovídá výrobě UE v době maxima FVE) a pro tuto část výroby FVE není třeba úložiště (není třeba Pi úložiště). Data o zatížení soustavy ze zdrojů [33] a [34].



Graf 15: Výroba FVE a zatížení soustavy v %

Zvolené snížení výkonu do akumulace o 1/5 vychází také ze studie o možném zapojení flexibility sítě jako způsobu akumulace – využití baterií elektromobilů, kde by bylo možné poskytovat až 20 % celkové denní požadované flexibility skrze V2G do roku 2050.

3.5.2 LCOE varianty

Varianta FVE + PVE

Stejně jako u varianty VTE + PVE, v této variantě fotovoltaická elektrárna nahrazuje celou výrobu stávající uhelné elektrárny. Výkon instalovaný do VTE a PVE musí odpovídat poměrům ročního využití maxima elektráren a koeficientům vlastním spotřeby.

$$P_{mFVE} = \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot P_{mUE} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} = \frac{5000}{1400} \cdot 1 \cdot \frac{1,010}{1,085} = 3,325 \text{ MWp} \quad (24)$$

Roční využití maxima fotovoltaické elektrárny je pouhých 1400 hodiny ročně. Z tohoto důvodu musí být instalovaný výkon do fotovoltaických elektráren více jak 3x vyšší než do uhelné elektrárny, aby FVE dokázala vyrobit stejné množství energie. FVE elektrárna má také vyšší koeficient vlastní spotřeby oproti VTE, který dále zvedá instalovaný výkon do FVE. Na 1 MW UE musí být tedy instalován 3, 325 MWp FVE. U VTE je dostatečné 1,85 MW.

Pro tuto variantu je zvoleným úložištěm PVE. Účinnost přečerpávacího cyklu je 80%, koeficient přečerpání je 1,25. Po zahrnutí těchto ztrát do rovnice je nutný instalovaný výkon do FVE následující:

$$P_{mFVE} = \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot P_{mUE} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{čerp} = \frac{5000}{1400} \cdot 1 \cdot \frac{1,010}{1,085} \cdot 1,25 = 4,16 \text{ MWp} \quad (25)$$

Měrné výrobní náklady nahrazení výroby uhelné elektrárny fotovoltaickou elektrárnou společně s přečerpávací vodní elektrárnou budou dány rozdílem měrných výrobních nákladů fotovoltaické a přečerpávací vodní elektrárny mínus měrné variabilní (palivové) náklady zvýšené poměrem koeficientů vlastní spotřeby uhelné, fotovoltaické a přečerpávací vodní elektrárny, kde se následně odečte člen charakterizující snížení měrných provozních stálých nákladů uhelné elektrárny:

$$LCOE_{2.1} = \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{čerp} \cdot \frac{(n_{pFVE} + n_{pPVE})}{T_{mFVE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsFVE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \quad (26)$$

kde

$LCOE_{2.1}$	měrné výrobní náklady nahrazení výroby dosavadní UE novou FVE s úložištěm PVE	[Kč /MWh]
T_{mUE}	roční doba využití maximálního výkonu UE	[h/r]
T_{mFVE}	roční doba využití maximálního výkonu FVE	[h/r]
k_{vsFVE}	koeficient vlastní spotřeby FVE	[-]
k_{vsUE}	koeficient vlastní spotřeby UE	[-]
k_{vsPVE}	koeficient vlastní spotřeby PVE	[-]
$k_{čerp}$	koeficient čerpání PVE	[-]
n_{pFVE}	měrné stálé FVE	[Kč /MW/r]
n_{pPVE}	měrné stálé náklady PVE	[Kč /MW/r]
n_{varUE}	měrné variabilní náklady UE	[Kč /MWh]
n_{uoUE}	měrné náklady na opravu a údržbu UE	[Kč /MW/r]

Stejně jako u varianty VTE + PVE, měrné variabilní náklady UE snižují koeficienty vlastní spotřeby FVE a PVE, jelikož tyto zdroje mají menší vlastní spotřebu a část měrných variabilních nákladů (paliva) UE se tímto ušetří. Poslední část vzorce znázorňuje ušetřené provozní stálé náklady UE.

Varianta FVE + PVE + CO2

Zdroje spalující fosilní paliva jsou dle vypuštěných tun CO₂ nucené platit emisní povolenky. Stejně jako ve variantě VTE, kde byla UE zatížená emisními povolenkami, i zde obnovitelné zdroje šetří tyto náklady.

Měrné výrobní náklady této varianty udává rozdíl měrných výrobních nákladů fotovoltaické a přečerpávající vodní elektrárny minus měrné palivové a emisní náklady zvýšené poměrem koeficientů vlastní spotřeby uhelné, fotovoltaické a přečerpávající vodní elektrárny, kde se následně odečte člen charakterizující snížení měrných provozních stálých nákladů uhelné elektrárny:

$$LCOE_{2.2} = \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pFVE} + n_{pPVE})}{T_{mFVE}} - (n_{pal} + p_{CO2} \cdot c_{CO342} \cdot k_{\text{€/CZK}}) \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsFVE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \quad (27)$$

kde

n_{pal}	měrné palivové náklady UE	[Kč/MWh]
p_{CO2}	produkce CO ₂	[t/MWh]
c_{CO2}	cena emisní povolenky CO ₂	[€/t]
$k_{\text{€/CZK}}$	směnný kurz	[€/CZK]

Varianta FVE + 4/5 PVE

Tato varianta počítá alespoň se 1/5 spotřebou v momentech, kdy FVE vyrábí maximum energie. Úložiště tedy nemusí být o stejném instalovaném výkonu jako FVE elektrárna a stačí pouze 4/5 instalovaného výkonu. V případě VTE elektrárny jsem pro variantu sníženého instalovaného výkonu do úložiště argumentovala flexibilitou sítě a dostupnými úložišti v síti. Tuto úvahu lze použít také pro FVE elektrárnu. Na rozdíl od VTE, FVE elektrárna vyrábí vždy přes den, kde se nachází i zvýšená spotřeba. Flexibilita sítě a další úložiště, technologie smart grid, tedy teoreticky pro snížení instalovaného výkonu úložiště o 1/5 nejsou potřeba. Měrné výrobní náklady této varianty udává:

$$LCOE_{2.3} = \frac{1}{5} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot \frac{n_{pFVE}}{T_{mFVE}} + \frac{4}{5} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pFVE} + n_{pPVE})}{T_{mFVE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsFVE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{ouUE}}{T_{mUE}} \quad (28)$$

kde je rovnice stejná jako pro variantu FVE + PVE, ovšem člen nákladů na FVE a PVE je zde rozdělen na dvě části. První část určuje náklady na FVE, která nebude mít úložiště (tato část energie se ihned spotřebuje, případně se využije flexibility sítě). Druhá část značí náklady na energii, která počítá s úložištěm PVE. V této části rovnice jsou zahrnuty ztráty z přečerpávání a měrné stálé náklady PVE. Další členy rovnice odečítají ušetřené měrné variabilní (palivové) náklady a měrné náklady na opravu a údržbu UE.

Varianta FVE + 4/5 P2G

Stejně jako předchozí varianta, tato varianta počítá se sníženým instalovaným výkonem v úložišti P2G z důvodu okamžitého odběru alespoň 1/5 vyrobené energie FVE v momentě špičkové výroby FVE. Jelikož je technologie P2G investičně náročná, je dobré hledat způsoby, které zmenší velikost tohoto typu úložiště. P2G má na rozdíl od PVE schopnost uskladnit energii

vyrobenou FVE sezónně a to v metanu. Tento plyn lze uchovávat v úložišti a poté ve spalovací turbíně přeměnit zpět na elektrickou energii anebo použít stávající plynovody a vyrobený metan užít přímo ve spotřebičích odběratelů plynu. Jelikož FVE elektrárny v zimě vyrábějí minimálně, je potřebné zajistit sezónní skladování této energie. Tato varianta je tedy při velké penetraci sítě FVE zdroji nejvíce pravděpodobná. Měrné výrobní náklady této varianty udává:

$$LCOE_{2.4} = \frac{1}{5} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot \frac{n_{pFVE}}{T_{mFVE}} + \frac{4}{5} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{extr} \cdot \frac{(n_{pFVE} + n_{pP2G})}{T_{mFVE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsFVE} \cdot k_{vsP2G}} - \frac{n_{ouUE}}{T_{mUE}} \quad (29)$$

k_{vsP2G}	koeficient vlastní spotřeby P2G	[-]
n_{pP2G}	měrné stálé náklady P2G	[Kč /MW/r]
k_{extr}	koeficient extrakce energie zpět z metanu	[-]

Koeficient vlastní spotřeby popisuje elektrickou energii spotřebovanou při provozu úložiště metanu. Koeficient extrakce elektrické energie zpět z metanu vysvětluje účinnost přeměny elektrické energie na metan a zpět. Rovnice měrných výrobních nákladů této varianty je stejná jako pro variantu FVE + 4/5 PVE, PVE je zde nahrazeno P2G. Člen nákladů je rozdělen na dvě části: první část určuje náklady na FVE, která nebude mít úložiště (tato část energie se ihned spotřebuje, případně se využije flexibility sítě), druhá část značí náklady na energii, která počítá s uložením P2G. V této části rovnice jsou zahrnuty ztráty z extrakce energie zpět a měrné stálé náklady P2G. Další členy rovnice odečítají ušetřené měrné variabilní (palivové) náklady a měrné náklady na opravu a údržbu UE.

Varianta FVE + 2/5 PVE + 2/5 P2G

Přebytečná výroba OZE bude s největší pravděpodobností ukládána do řady úložišť, aby se využily jejich různé vlastnosti a jejich kombinací se dosáhlo nejefektivnějšího uložení elektřiny. Jak již bylo řečeno v úvodu kapitoly 3, některé úložiště umožňují rychlý nástup a zajišťují okamžitou zálohu, jiné druhy úložišť se využívají pro ukládání větších objemů energie a k sezónnímu uskladnění energie. Tato varianta ilustruje kombinaci úložišť PVE a P2G. Kombinace úložišť byla zvolena i z ekonomických důvodů, jelikož P2G je investičně náročnější a také účinnost tohoto úložiště je menší než účinnost PVE. Obě úložiště dokáží akumulovat velké množství energie, P2G má schopnost skladovat energii také sezónně. Měrné výrobní náklady této varianty udává:

$$LCOE_{2.5} = \frac{1}{5} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot \frac{n_{pFVE}}{T_{mFVE}} + \frac{2}{5} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{čerp} \cdot \frac{(n_{pFVE} + n_{pPVE})}{T_{mFVE}} + \frac{2}{5} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{extr} \cdot \frac{(n_{pFVE} + n_{pP352G})}{T_{mFVE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsFVE} \cdot k_{vsP2G} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{ouUE}}{T_{mUE}} \quad (30)$$

Rovnice je zde rozdělena na části nákladů bez úložiště a s úložišti PVE a P2G. První část určuje náklady na FVE, která nebude mít úložiště. Druhá část značí náklady na energii, která počítá s uložením PVE. Třetí část značí náklady na energii, která počítá s uložením P2G. Další členy rovnice odečítají ušetřené měrné variabilní, palivové náklady (pro zjednodušení rovnice se člen nedělí na tři varianty bez a s úložišti) a měrné náklady na opravu a údržbu UE. Technologie P2G je u zdroje FVE potřeba pro sezónní ukládání energie, ukládání energie pouze do PVE není pro samostatný zdroj FVE možné. FVE by takto nebyla schopna nahradit UE v zimních měsících.

Varianta FVE + P2G

Tato varianta je nejnákladnější z uvažovaných. Lepší náhradou stávající UE jsou varianty s kombinací úložišť či varianta se zahrnutím flexibility. Zde je uvažované úložiště P2G o stejném instalovaném výkonu jako FVE, úložiště P2G lze použít k sezónnímu ukládání energie. Přebytky vyrobené energie v letní měsících by bylo možné uskladnit na zimní měsíce za pomoci elektrolýzy a metanizace. Měrné výrobní náklady této varianty udává:

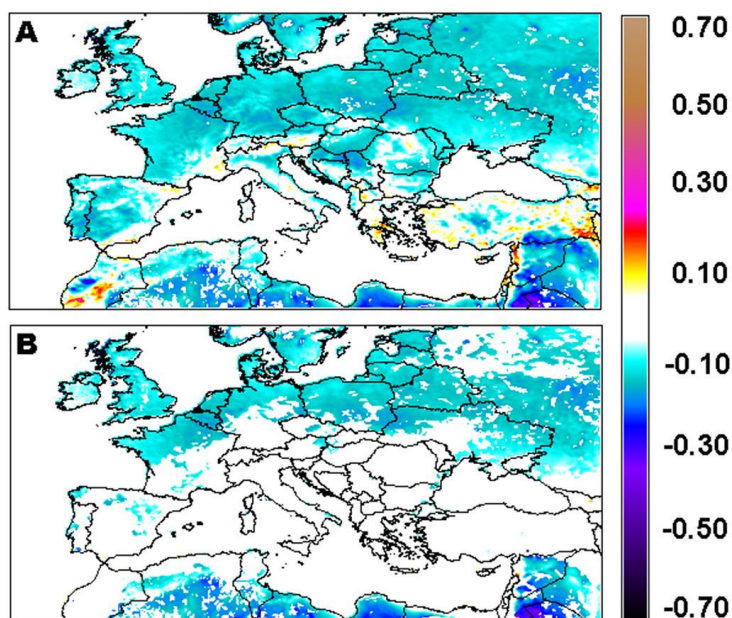
$$LCOE_{2.6} = \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{exkr} \cdot \frac{(n_{pFVE} + n_{pP2G})}{T_{mFVE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsFVE} \cdot k_{vsP2G}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \quad (31)$$

Rovnice měrných výrobních nákladů této varianty zahrnuje ztráty z extrakce energie zpět z metanu a měrné stálé náklady P2G. Další členy rovnice odečítají ušetřené měrné variabilní (palivové) náklady a měrné náklady na opravu a údržbu UE.

3.6 Varianta 3 – nahrazení UE elektrárnami FVE a VTE se zapojením úložišť PVE a P2G

3.6.1 Popis varianty

Stávající fosilní zdroje se nahrazují zpravidla mixem obnovitelných zdrojů. Tato varianta zvažuje nahrazení stávající uhelné elektrárny větrnou a solární elektrárnou zároveň. Pro zjednodušení výpočtu se VTE a FVE elektrárny ideálně doplňují, což i reálné podmínky částečně splňují – v létě více svítí slunce a v zimě více fouká vítr. Existují studie, které se přímo zabývají komplementaritou slunce a větru a zkoumají, zda a jak se tyto zdroje doplňují. V závislosti na zeměpisné šířce a délce a na sledovaném výrobním cyklu obnovitelných zdrojů (porovnávání hodinových údajů, denních cyklů, týdenních a sezónních) se mění korelace výroby OZE a jejich komplementarita se různí. [35]



Obrázek 4: Hodinová korelace VTE a FVE [35]

Hodinová korelace (a) za celé tříleté období a (b) za stejné období, ale s omezením, že potenciál větrné energie musí být vyšší než 2000 kWh na instalované kW na rok. Regiony s velmi vysokou korelací (antikorelací – zdroje se vzájemně doplňují) jsou znázorněny hnědou (černou)

barvou, regiony se střední až vysokou korelací (antikorelací) jsou zbarveny červeně až růžově (od modré po fialovou) a regiony se slabou korelací (antikorelací) jsou zbarveny žlutě (azurově) až bíle. Informace o komplementaritě OZE zdrojů by mohla ušetřit nadbytečné investice do přepravních soustav a úložišť energie a zlevnit transformaci energetiky na bezemisní systém. Tato varianta posuzuje zapojení úložišť PVE a P2G při dokonale se doplňující VTE a FVE.

3.6.2 LCOE varianty

Varianta VTE + FVE + PVE

Zdroje VTE a FVE se ideálně doplňují a přebytečná energie je v této variantě ukládána do PVE. Instalovaný výkon do zdrojů a PVE pro náhradu UE mohou díky ideálnímu doplnění zdrojů snížit oproti variantám VTE + PVE a FVE + PVE:

$$P_{mVTE+FVE} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}+T_{mFVE}} \cdot P_{mUE} \cdot \frac{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} = \frac{5000}{2500+1400} \cdot 1 \cdot \frac{1,005 \cdot 1,010}{1,085} = 1,199 \text{ MW} \quad (32)$$

Oproti variantě pouze VTE $P_{mVTE} = 1,85 \text{ MW}$ a pouze FVE $P_{mFVE} = 3,325 \text{ MW}$ umožňuje varianta ideálního doplnění VTE + FVE nižší instalovaný výkon do těchto náhradních zdrojů, a tedy investiční úspory. Je nutno do výpočtu náhrady instalovaného výkonu zahrnout také účinnost přečerpání PVE - koeficient přečerpání:

$$P_{mVTE+FVE} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}+T_{mFVE}} \cdot P_{mUE} \cdot \frac{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} = \frac{5000}{2500+1400} \cdot 1 \cdot \frac{1,005 \cdot 1,010}{1,085} \cdot 1,25 = 1,499 \text{ MW} \quad (33)$$

Měrné výrobní náklady této varianty udává:

$$LCOE_{3,1} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}+T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pVTE}+n_{pFVE}+n_{pPVE})}{T_{mVTE}+T_{mFVE}} - n_{varUE} \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \quad (34)$$

kde

$LCOE_{3,1}$	měrné výrobní náklady nahrazení výroby dosavadní UE novými VTE+FVE s úložištěm PVE	[Kč /MWh]
T_{mUE}	roční doba využití maximálního výkonu UE	[h/r]
T_{mVTE}	roční doba využití maximálního výkonu VTE	[h/r]
T_{mFVE}	roční doba využití maximálního výkonu FVE	[h/r]
k_{vsVTE}	koeficient vlastní spotřeby VTE	[-]
k_{vsFVE}	koeficient vlastní spotřeby FVE	[-]
k_{vsUE}	koeficient vlastní spotřeby UE	[-]
k_{vsPVE}	koeficient vlastní spotřeby PVE	[-]
$k_{\check{c}erp}$	koeficient čerpání PVE	[-]
n_{pVTE}	měrné stálé VTE	[Kč /MW/r]
n_{pFVE}	měrné stálé FVE	[Kč /MW/r]
n_{pPVE}	měrné stálé náklady PVE	[Kč /MW/r]
n_{varUE}	měrné variabilní náklady UE	[Kč /MWh]
n_{uoUE}	měrné náklady na opravu a údržbu UE	[Kč /MW/r]

První člen vzorce znázorňuje náklady na vybrané obnovitelné zdroje a PVE. Měrné variabilní náklady UE snižují koeficienty vlastní spotřeby VTE, FVE a PVE, jelikož tyto zdroje mají

menší vlastní spotřebu a část měrných variabilních nákladů (paliva) UE se tímto ušetří. Poslední část vzorce znázorňuje ušetřené provozní stálé náklady UE.

Varianta VTE + FVE + PVE + CO2

Zde je předchozí varianta doplněna o náklady na emisní povolenky nahrazované UE. Emisní povolenky zvyšují palivové náklady a zvýhodňují náhradu UE obnovitelnými zdroji, které při provozu nevypouští do ovzduší CO₂.

Měrné výrobní náklady této varianty udává rozdíl měrných výrobních nákladů větrné, fotovoltaické a přečerpávající vodní elektrárny mínus měrné palivové náklady zvýšené poměrem koeficientů vlastní spotřeby uhelné, větrné, fotovoltaické a přečerpávající vodní elektrárny, kde se následně odečte člen charakterizující snížení měrných provozních stálých nákladů uhelné elektrárny:

$$LCOE_{3.2} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE} + T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pVTE} + n_{pFVE} + n_{pPVE})}{T_{mVTE} + T_{mFVE}} - \left(n_{pal} + p_{CO2} \cdot c_{CO382} \cdot k_{\check{e}/CZK} \right) \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \quad (35)$$

kde

n_{pal}	měrné palivové náklady UE	[Kč/MWh]
p_{CO2}	produkce CO ₂	[t/MWh]
c_{CO2}	cena emisní povolenky CO ₂	[€/t]
$k_{\check{e}/CZK}$	směnný kurz	[€/CZK]

Varianta VTE + FVE + 1/2 PVE

V tomto případě se sníží instalovaný výkon úložiště PVE na polovinu, počítá se s využitím flexibility sítě a technologie smart grid. Rovnice se stejně jako u variant 1 a 2 rozdělí na dvě části s úložištěm a bez úložiště. Měrné výrobní náklady této varianty udává:

$$LCOE_{3.3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE} \cdot T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot \frac{(n_{pVTE} + n_{pFVE})}{T_{mVTE}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE} \cdot T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pVTE} + n_{pFVE} + n_{pPVE})}{T_{mVTE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{ouUE}}{T_{mUE}} \quad (36)$$

Varianta VTE + FVE + P2G

Varianta zde nahrazuje úložiště PVE technologií P2G, která je příhodnější pro sezónní ukládání energie z FVE. Tento typ úložiště je ovšem investičně náročnější a účinnost ukládání a zpětné extrakce energie je menší.

$$LCOE_{3.4} = \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE} + T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{extr} \cdot \frac{(n_{pVTE} + n_{pFVE} + n_{pP2G})}{T_{mVTE} + T_{mFVE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE} \cdot k_{vsP2G}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \quad (37)$$

k_{vsP2G}	koeficient vlastní spotřeby P2G	[-]
n_{pP2G}	měrné stálé náklady P2G	[Kč /MW/r]
k_{extr}	koeficient extrakce energie zpět z metanu	[-]

4 VÝPOČET LCOE ZKOUMANÝCH VARIANT

4.1 Užitá data

Data použitá k výpočtu měrných výrobních poskytl pan Ing. Miroslav Vítek, CSc. a byly převzaty z jím tvořeného článku „Měrné výrobní náklady uhelných elektráren.“ Data k P2G technologii byly částečně převzaty z diplomové práce Ing. Jakuba Zimčíka „Power to Gas.“

Ukazatel	Značení	Jednotka	UE	VTE	FVE	PVE	P2G
měrné investiční výdaje	ni	[Kč/W]	8	30	28	25	38
životnost	Tž	[r]	25	20	30	40	25
koeficient vlastní spotřeby	kvs	[-]	1,085	1,005	1,01	1,015	1,010
měrné palivové náklady	npal	[Kč/MWh]	600	0	0	0	0
náklady na opravy a údržbu	nou	[Kč/W/r]	1,60	0,60	0,28	0,25	0,30
poměrné provozní stálé náklady	pps	[-]	0,200	0,020	0,010	0,010	0,020
koeficient využití	ku	[-]	0,57	0,29	0,16	-	-
roční doba využití maxima	Tm	[h/r]	5 000	2 500	1 400	-	-
účinnost	η	[%]	0,36	-	-	0,8	0,3

Tabulka 4: Odhad technicko-ekonomických ukazatelů elektráren v ČR bez povolenek CO2

Tabulka poskytuje všechna potřebná data pro výpočet LCOE zkoumaných variant. Velký rozdíl je zde mezi vstupními daty úložišť, kdy investiční výdaje na P2G jsou o 13 Kč/W vyšší oproti investičním výdajům na PVE. Také účinnost těchto akumulací se liší, s pouhou 30% účinností P2G, zatímco účinnost přečerpávání PVE je 80%

Diskont a měrné roční stálé náklady

Volba diskontu má zásadní vliv na měrné výrobní náklady variant a na jejich porovnání, kdy jinak volený diskont může ukazovat na výhodnost jiných technologií a změnit, která náhrada za UE je nejlepší. Zjednodušeně řečeno je diskont tvořen základní úrokovou sazbou ČNB, dále navyšován inflací, rizikem dané investice a úrokem, pokud se na investici půjčuje. Diskont je ovlivňován daněmi, dotacemi a poměrem vlastního kapitálu/dluhu. Dotační programy poskytované pro OZE se také liší dle technologie. Případně je možné velká energetická díla finančně zastřešit státem, aby se snížily náklady na kapitál (nižší úroky na půjčce).

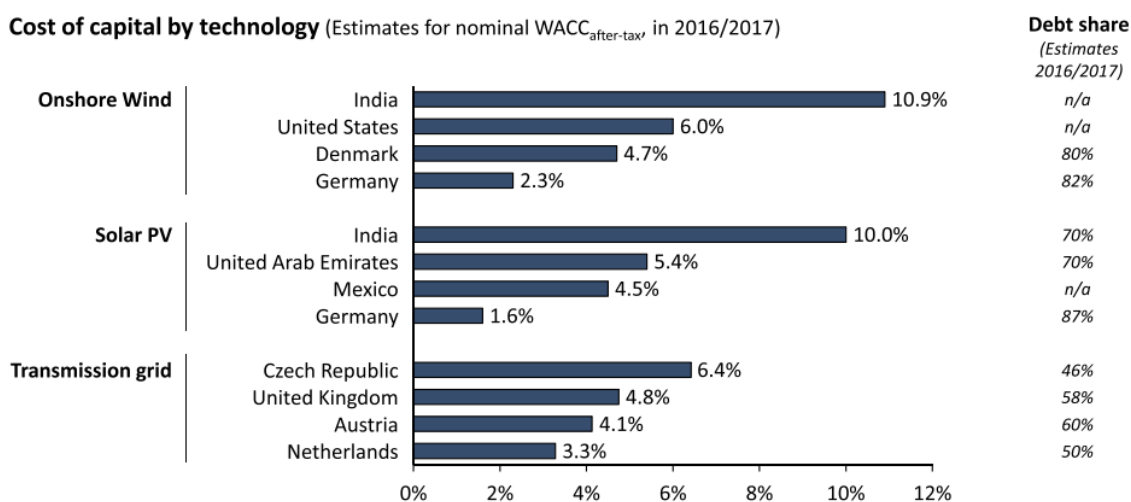
Diskont lze spočítat pomocí váženého průměrného nákladu na kapitál (Weighted Average Cost of Capital - WACC). Pro výpočet je nutné znát cenu vlastního kapitálu, která se spočítá modelem CAMP (zjednodušeně bezrizikový výnos + přírážka za riziko) a velikost úroku půjčky, dále podíl Debt/Equity (půjčky a vlastního kapitálu). Část půjčeného kapitálu zahrnuje také daň. Pro ukázkou se WACC spočítá následovně:

$$WACC = \frac{E}{E+D} \cdot r_e + \frac{D}{D+E} \cdot r_d \cdot (1 - t) \quad (38)$$

WACC	vážený průměrný náklad na kapitál	[%]
E	vlastní kapitál	[Kč]
D	cizí kapitál	[Kč]

r_e	náklady na vlastní kapitál	[%]
r_d	náklady na cizí kapitál (úroky)	[%]
t	daň z příjmu	[%]

UE, VTE a FVE by jako odlišné zdroje měly mít odlišný diskont. Diskont pro podporované obnovitelné zdroje energie lze vyčíst z dokumentu ERU Technicko-ekonomické parametry pro kalkulaci podpory pro rok 2018. Diskont se v případě podporovaných zdrojů určuje stáním regulačním orgánem, v případě volného trhu je určován rizikem investice, úrokem půjčky investice a dalšími faktory. Diskont se liší nejen na základě technologie, v různých částech světa se dle ekonomické situace a investičního prostředí diskont také liší.



Note: For Onshore wind and Solar PV, based on Steffen (2020). For grid, based on CEER (2017) using the regulatory WACC elements (cost of equity, cost of debt, debt share, tax rate) in real terms as proxies for the actual CoC and converting to nominal terms using 2016 HICP inflation rates by Eurostat (Harmonised Indices of Consumer Prices).

Graf 16: Rozdíly v diskontu mezi zeměmi a technologiemi [36]

Pro zjednodušení použiji odborný odhad a po diskuzi s vedoucím diplomové práce jsem určila diskontní sazbu na 8%. Pro vytvoření přesnější studie by bylo vhodné diskont více zkoumat a přesněji spočítat. Při uvažování diskontní sazby na úrovni 8% bude poměrná anuita jednotlivých technologií následující, uvedeno v tabulce níže.

Ukazatel	Značení	Jednotka	UE	VTE	FVE	PVE	P2G
poměrná anuita	$a (r, T\ddot{z})$	[-]	0,0937	0,1019	0,0888	0,0839	0,0937
měrné roční stálé náklady na výkon	np	[Kč/W/r]	2,35	3,66	2,77	2,35	4,32
měrné stálé náklady na vyrobenou energii	np_{1kWh}	[Kč/MWh]	470	1 462	1 977	-	-
měrné náklady na vyrobenou energii	np_{2kWh}	[Kč/MWh]	1 070	1 462	1 977	-	-

Tabulka 5: Měrné náklady vybraných typů elektráren v ČR pro diskont 8%

Měrné stálé náklady na vyrobenou energii popisují stálé náklady na vyrobenou MWh – investice ve formě odpisů a náklady na opravu a údržbu – při odhadovaném ročním využití elektráren. Měrné náklady na vyrobenou energii zahrnují také variabilní náklady ve formě palivových nákladů a nákladů na emisní povolenky (zde nulové), které se projeví pouze u np uhelné elektrárny.

4.2 Příklady výpočtu

Do vzorců z kapitoly 3 dosadím uvedené technicko-ekonomické parametry a spočítám měrné náklady náhrady uhelné elektrárny. Pro ukázkou uvedu dosazení do jedné podvarianty každé varianty. V další podkapitole jsou uvedeny výsledky a diskuze k jednotlivým variantám a podvariantám.

Varianta 1 - nahrazení UE elektrárnou VTE a úložištěm PVE:

$$\begin{aligned}
 LCOE_{1.1} &= \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE}} \cdot \frac{k_{vsVTE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pVTE} + n_{pPVE})}{T_{mVTE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \\
 &= \frac{5000}{2500} \cdot \frac{1,005}{1,085} \cdot 1,25 \cdot \frac{(3,66 + 2,35) \cdot 10^6}{2500} - 600 \cdot \frac{1,085}{1,005 \cdot 1,02} - \frac{1,60}{5000} = 4\,601 \text{ Kč}/MWh
 \end{aligned}$$

Varianta 2 - nahrazení UE elektrárnou VTE a úložištěm PVE:

$$\begin{aligned}
 LCOE_{2.1} &= \frac{T_{mUE}}{T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pFVE} + n_{pPVE})}{T_{mFVE}} - n_{varUE} \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsFVE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \\
 &= \frac{5000}{1400} \cdot \frac{1,01}{1,085} \cdot 1,25 \cdot \frac{(2,77 + 2,35) \cdot 10^6}{1400} - 600 \cdot \frac{1,085}{1,01 \cdot 1,02} - \frac{1,60}{5000} = 14\,224 \text{ Kč}/MWh
 \end{aligned}$$

Varianta 3 - nahrazení UE elektrárnou VTE + FVE společně s úložištěm PVE:

$$\begin{aligned}
 LCOE_{3.1} &= \frac{T_{mUE}}{T_{mVTE} + T_{mFVE}} \cdot \frac{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE}}{k_{vsUE}} \cdot k_{\check{c}erp} \cdot \frac{(n_{pVTE} + n_{pFVE} + n_{pPVE})}{T_{mVTE} + T_{mFVE}} - n_{varUE} \\
 &\quad \cdot \frac{k_{vsUE}}{k_{vsVTE} \cdot k_{vsFVE} \cdot k_{vsPVE}} - \frac{n_{uoUE}}{T_{mUE}} \\
 &= \frac{5000}{2500 + 1400} \cdot \frac{1,005 \cdot 1,01}{1,085} \cdot 1,25 \cdot \frac{(3,66 + 2,77 + 2,35)}{2500 + 1400} - 600 \cdot \frac{1,085}{1,005 \cdot 1,01 \cdot 1,02} \\
 &\quad - \frac{1,60}{5000} = 2\,419 \text{ Kč}/MWh
 \end{aligned}$$

Varianta 2 je díky malému ročnímu využití sluneční elektrárny nákladově nejnáročnější, naopak varianta 3, kde se VTE a FVE ideálně doplňují, je variantou nejlevnější. VTE + FVE zde tvoří v podstatě jeden výrobní blok OZE a jejich roční doba využití je 3 900 hodin. Celková tabulka měrných výrobních nákladů náhrady stávající uhelné elektrárny obnovitelnými zdroji a úložišti je uvedena ve výsledcích náhrady UE.

4.3 Výsledky náhrady UE

Měrné výrobní náklady náhrady stávající uhelné elektrárny obnovitelnými zdroji a úložišti se skládají z investičních a provozních výdajů nových zdrojů a ušetřených nákladů na provoz, palivo a emisní povolenky CO₂ uhelné elektrárny

Varianta 1

Varianta 1 nahrazuje UE větrnými elektrárnami společně s úložištěm ve formě přečerpávací vodní elektrárny. Měrné výrobní náklady varianty 1 pro hodnoty stanovené v tabulce 4 jsou následující:

Varianta 1	
Způsob náhrady UE	LCOE [Kč/MWh]
VTE, CO ₂ 0 €/t	3 676
VTE + PVE, CO ₂ 0 €/t	4 601
VTE + PVE, CO ₂ 20 €/t	3 993
VTE + PVE, CO ₂ 120 €/t	951
VTE + 1/2 PVE, CO ₂ 0 €/t	3 176

Tabulka 6: Měrné výrobní náklady varianty 1

Varianta VTE by výrobu UE pouze vytlačovala a nesloužila by jako její plnohodnotná náhrada. U variant VTE + PVE je vliv ceny emisních povolenek CO₂ je zřejmý. Náhrada uhelné elektrárny by se při dražší ceně emisních povolenek spíše vyplatila. Při velkém zdanění uhelných elektráren se obnovitelné zdroje stávají levnější variantou výroby energie. Snížení instalovaného výkonu úložiště na 1/2 instalovaného výkonu VTE sníží měrné výrobní náklady o cca 1500 Kč/MWh.

Varianta 2

Zde se uhelná elektrárna nahrazuje fotovoltaickou elektrárnou společně s úložišti PVE a P2G. Přečerpávací vodní elektrárna je uvedena pro porovnání s variantou 1. Ve skutečnosti by FVE potřebovala sezónní akumulaci, kterou poskytuje technologie Power to Gas. Snížení instalované kapacity úložišť uvažuje předvídatelnou denní výrobu FVE a počítá s alespoň 1/5 okamžité spotřeby vyrobené energie FVE v momentech špičkové výroby FVE (anebo s částečnou flexibilitou sítě). Měrné výrobní náklady varianty 2 pro hodnoty stanovené v tabulce 4 jsou následující:

Varianta 2	
Způsob náhrady UE	LCOE [Kč/MWh]
FVE + PVE, CO ₂ 0 €/t	14 224
FVE + PVE, CO ₂ 120 €/t	10 592
FVE + 4/5 PVE, CO ₂ 0 €/t	12 503
FVE + 2/5 PVE + 2/5 P2G, CO ₂ 0 €/t	28 876
FVE + 4/5 P2G, CO ₂ 0 €/t	45 234
FVE + P2G, CO ₂ 0 €/t	55 139

Tabulka 7: Měrné výrobní náklady varianty 2

Emisní povolenky CO₂ opět zvýhodňují náhradu UE obnovitelnými zdroji. Varianty FVE + 4/5 PVE, FVE + 2/5 PVE + 2/5 P2G a FVE + 4/5 P2G porovnávají použití dvou různých typů akumulací společně s FVE. Kombinace FVE a P2G je velmi nákladná a při FVE + PVE kombinaci není zajištěno sezónní ukládání energie. Jako nejlepší se jeví varianta s více druhy úložišť, kde levnější a účinnější PVE může zajišťovat energii pro denní/týdenní akumulací cykly a pro sezónní ukládání je možno využít P2G. Varianta FVE + P2G popisuje možnost akumulace špičkového výkonu, tato varianta je

nejnákladnější z představovaných variant. Jako nejvhodnější se jeví varianty s kombinací úložišť a za použití flexibility sítě.

Varianta 3

Tato varianta kombinuje obnovitelné zdroje, solární a větrné elektrárny, a předpokládá, že se jejich výroba ideálně doplňuje. Ideálním doplněním OZE se docílí vysoké doby využití doby maxima a potřeba instalovaného výkonu ve zdrojích se sníží. Úložiště PVE a P2G jsou zkoumány ve variantách samostatně.

Varianta 3	
Způsob náhrady UE	LCOE [Kč/MWh]
FVE + VTE + PVE, CO ₂ 0 €/t	2 419
FVE + VTE + PVE, CO ₂ 120 €/t	- 1 345
FVE + VTE + 1/2 PVE, CO ₂ 0 €/t	1 721
FVE + VTE + P2G, CO ₂ 0 €/t	10 057

Tabulka 8: Měrné výrobní náklady varianty 3

Varianta s emisními povolenkami na úrovni 120 €/t je v záporných hodnotách a ukazuje úsporu v případě vysoké ceny emisních povolenek. Investice do nových FVE, VTE a PVE by byla levnější oproti nákladům stávající UE – nákladům na palivo, emisní povolenky, opravy a údržbu. Varianta s polovičním instalovaným výkonem do PVE je o cca 700 Kč/MWh méně nákladná oproti variantě s Pi úložiště ve stejné velikosti jako je FVE a VTE. Technologie P2G je nákladnější akumulací a oproti variantě FVE + VTE + PVE jsou náklady varianty FVE + VTE + P2G o cca 7 600 Kč/MWh vyšší. Přínosem technologie P2G je možnost sezónní akumulace energie, kterou PVE neposkytuje. Optimální varianta náhrady UE by se skládala z portfolia úložišť a s možností zapojení flexibility sítě.

Porovnání všech variant

Jednotlivé varianty lze společně s jejich podvariantami porovnat a nalézt optimální variantu nahrazení UE. Varianty 1, 2 a 3 a jejich podvarianty jsou uvedeny v následující tabulce:

Varianta 1		Varianta 2		Varianta 3	
Způsob náhrady UE	LCOE [Kč/MWh]	Způsob náhrady UE	LCOE [Kč/MWh]	Způsob náhrady UE	LCOE [Kč/MWh]
VTE + PVE, CO ₂ 0 €/t	4 601	FVE + PVE, CO ₂ 0 €/t	14 224	FVE + VTE + PVE, CO ₂ 0 €/t	2 419
VTE + PVE, CO ₂ 20 €/t	3 993	FVE + PVE, CO ₂ 120 €/t	10 592	FVE + VTE + PVE, CO ₂ 120 €/t	- 1 345
VTE + PVE, CO ₂ 120 €/t	951	FVE + 4/5 PVE, CO ₂ 0 €/t	12 503	FVE + VTE + 1/2 PVE, CO ₂ 0 €/t	1 721
VTE + 1/2 PVE, CO ₂ 0 €/t	3 176	FVE + 2/5 PVE + 2/5 P2G, CO ₂ 0 €/t	28 876	FVE + VTE + P2G, CO ₂ 0 €/t	10 057
		FVE + 4/5 P2G, CO ₂ 0 €/t	45 234		
		FVE + P2G, CO ₂ 0 €/t	55 139		

Tabulka 9: Porovnání měrných výrobních nákladů zkoumaných variant

Vysoká cena emisních povolenek (jakožto i jiných variabilních nákladů UE, například paliva) snižuje měrné výrobní náklady náhrady UE a zvýhodňuje obnovitelné zdroje oproti konvekčním spalovacím elektrárnám. Varianta 3 FVE + VTE + PVE, CO₂ 120 €/t je záporná. V této variantě by nahrazující FVE, VTE a PVE byly výrazněji levnějšími zdroji oproti stávající UE při ceně emisní povolenky 120 €/t. Varianta 1 uvažuje ceny emisních povolenek na úrovni 0 €/t, 20 €/t a 120 €/t. Varianty s emisními povolenkami na nulové úrovni nejsou zatěžované pomyslnou daní z emisí CO₂. Emisní povolenky se v roce 2018 pohybovaly na úrovni 20 €/t, nyní v roce 2023 se pohybují o řád výše, v přibližných cenách 120 €/t. Varianta 1 ilustruje, jak ceny emisních povolenek vyřazují například uhelné elektrárny a zvýhodňují obnovitelné bezemisní zdroje.

Využití flexibility sítě či okamžité spotřeby popisují varianty se sníženým instalovaným výkonem v akumulacích energie. Snížení akumulace o ½ jako je v případě varianty 1 a 3 je pouze ilustrativní, lze takto lépe demonstrovat snížení LCOE při srovnání s variantami s plnou akumulací. V případě snížení instalovaného výkonu do PVE na ½ se LCOE subvariant variant 1 a 3 snížilo, ovšem větší část měrných výrobních nákladů subvariant stále zastávají měrné výrobní náklady zdrojů. Při snížení instalovaného výkonu do akumulace se sníží nejen náklady na instalovaný výkon úložiště, ale také náklady na instalovaný výkon ve zdroji, který je potřeba na ztráty v přečerpání či zpětné extrakci energie zpět z úložiště.

Varianty FVE + 4/5 PVE, FVE + 2/5 PVE + 2/5 P2G, FVE + 4/5 P2G předpokládají alespoň 20% spotřebu ve špičkách výroby FVE. Výroba slunečných elektráren je na rozdíl od výroby větrných elektráren lépe předvídatelná. FVE vždy vyrábí pouze přes den, kdy je také větší než minimální odběr v soustavě. Je tedy možné ušetřit část instalovaného výkonu v úložištích. V případě FVE je nutné sezónní skladování energie, které poskytuje technologie P2G. Varianta FVE + 4/5 P2G je více než třikrát dražší oproti variantě FVE + 4/5 PVE, ovšem PVE neskýtá možnost sezónní akumulace. Nejlepší variantou se stává FVE + 2/5 PVE + 2/5 P2G, kde by se část energie uskladnila v nákladnější technologii P2G a část energie pro například týdenní akumulací cyklus by se skladovala v levnější a účinnější akumulaci PVE.

Varianta 2 a 3 porovnává úložiště PVE a P2G. Nespornou výhodou technologie P2G je možnost sezónního ukládání energie. Další parametry jako účinnost a měrné výrobní náklady P2G tuto technologii prodražují a výsledkem je cca 4násobné LCOE variant s P2G oproti variantám s akumulací v PVE. Například měrné výrobní náklady náhrady UE FVE + PVE jsou 14 224 Kč/MWh, měrné výrobní náklady náhrady UE kombinací FVE + P2G jsou 55 139 Kč/MWh.

Nejméně nákladnou variantou je varianta s ideálním doplněním FVE a VTE s akumulací do PVE. Ideální doplnění uvažovaných zdrojů zvýší jejich roční dobu využití maxima a potřeba velkého instalovaného výkonu do nových OZE se tímto způsobem sníží. Akumulace do PVE je méně nákladná oproti úložišti P2G, ovšem v případě FVE by byla optimální kombinace úložišť, které by dokázali zajistit sezónní ukládání energie. Při změně ceny emisní povolenky a v případě uvažování flexibility sítě či částečné okamžité spotřeby zůstává optimální variantou varianta 3.

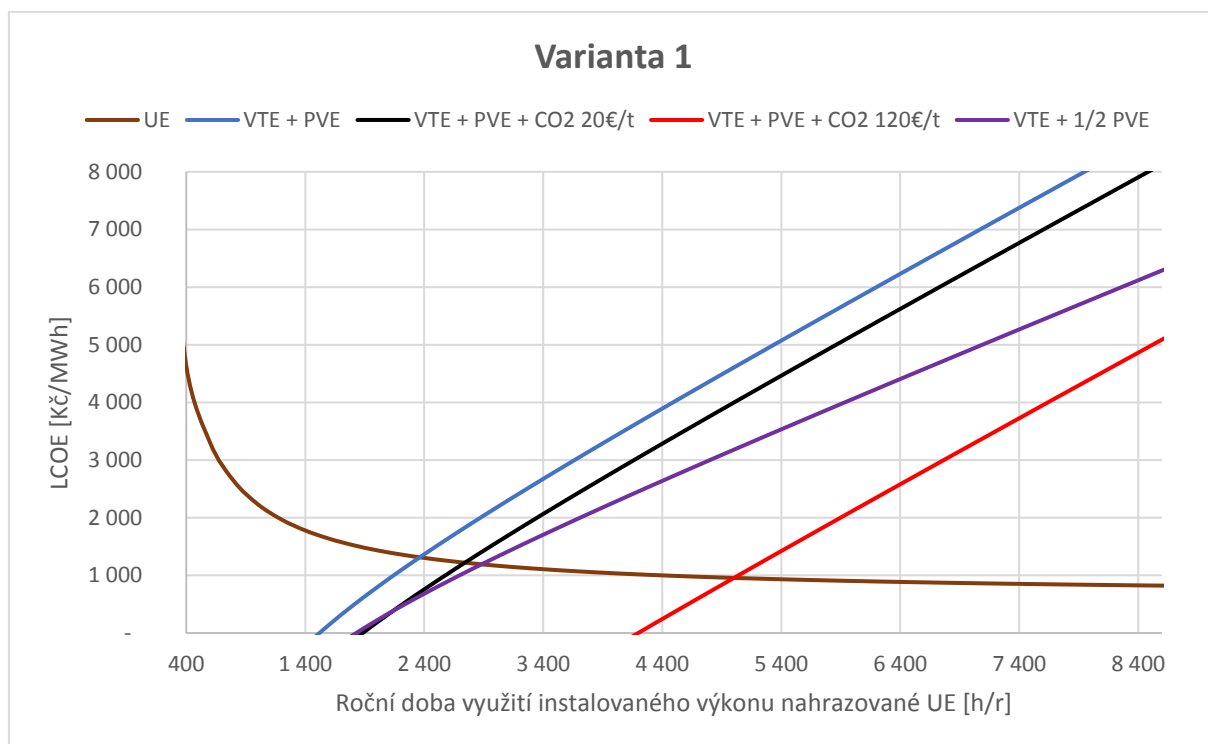
4.4 Citlivostní analýzy

Citlivostní analýzy hodnotí vliv změny vstupních parametrů na měrné výrobní náklady náhrady UE. Nejprve je uveden vliv roční doby využití maximálního výkonu UE na LCOE. Dalšími parametry citlivostních analýz jsou: diskont, měrné investiční výdaje a doba životnosti technologie P2G, palivové náklady UE a ceny emisních povolenek CO₂.

4.4.1 Vliv ročního využití maxima UE na LCOE variant

Grafy popisují závislost měrných výrobních nákladů zvolené varianty na roční době využití instalovaného výkonu nahrazované UE. Křivka značená hnědou barvou popisuje provozní a palivové náklady UE základní varianty (varianta 1: VTE + PVE, varianta 2: FVE + PVE, varianta 3: FVE + VTE + PVE). S vyšší dobou využití UE se provozní náklady na opravy a údržbu rozpočítají do většího množství vyrobené energie a náklady na vyrobenou energii UE klesají. Křivky jednotlivých subvariant v grafech značí měrné výrobní náklady nahrazení UE danou subvariantou, tedy rozdílem investičních a provozních výdajů OZE a akumulace mínus ušetřené výdaje na palivo a na stálé provozní výdaje UE.

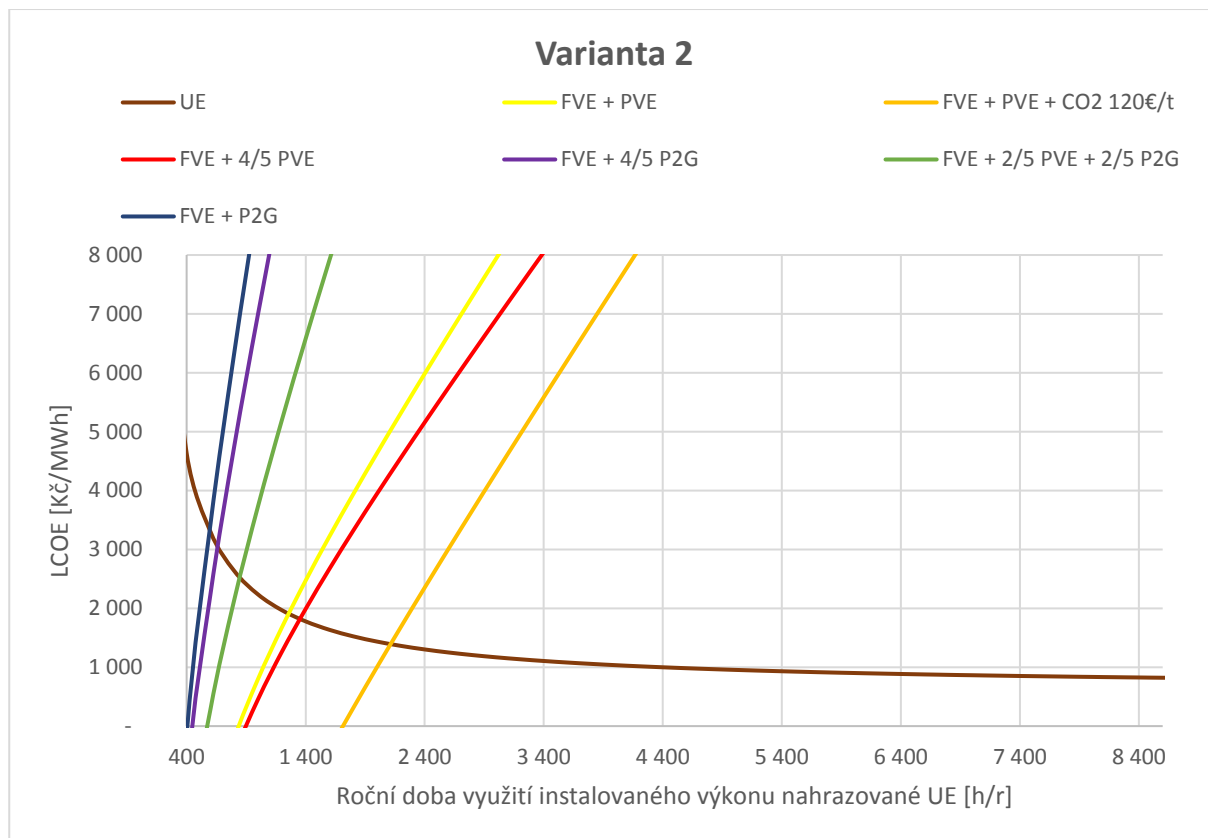
Při nízkém využití UE jsou náklady náhrady variant výhodnější, při době využití ročního maxima UE 5 000 h/rok je stavba a provoz nových zdrojů více nákladná oproti užívání stávajícího zdroje ve formě UE. Křivky variant náhrady UE lze vysvětlit také způsobem, kdy při větší výrobě UE potřebují vyšší instalovaný výkon do nahrazujících OZE, což prodražuje náhradu UE. V případě vyšší výroby UE se její stálé provozní náklady na údržbu a provoz rozpočítají do více hodin a výroba UE na MWh se stává méně nákladnou.



Graf 17: Závislost LCOE varianty 1 na roční době využití instalovaného výkonu nahrazované UE

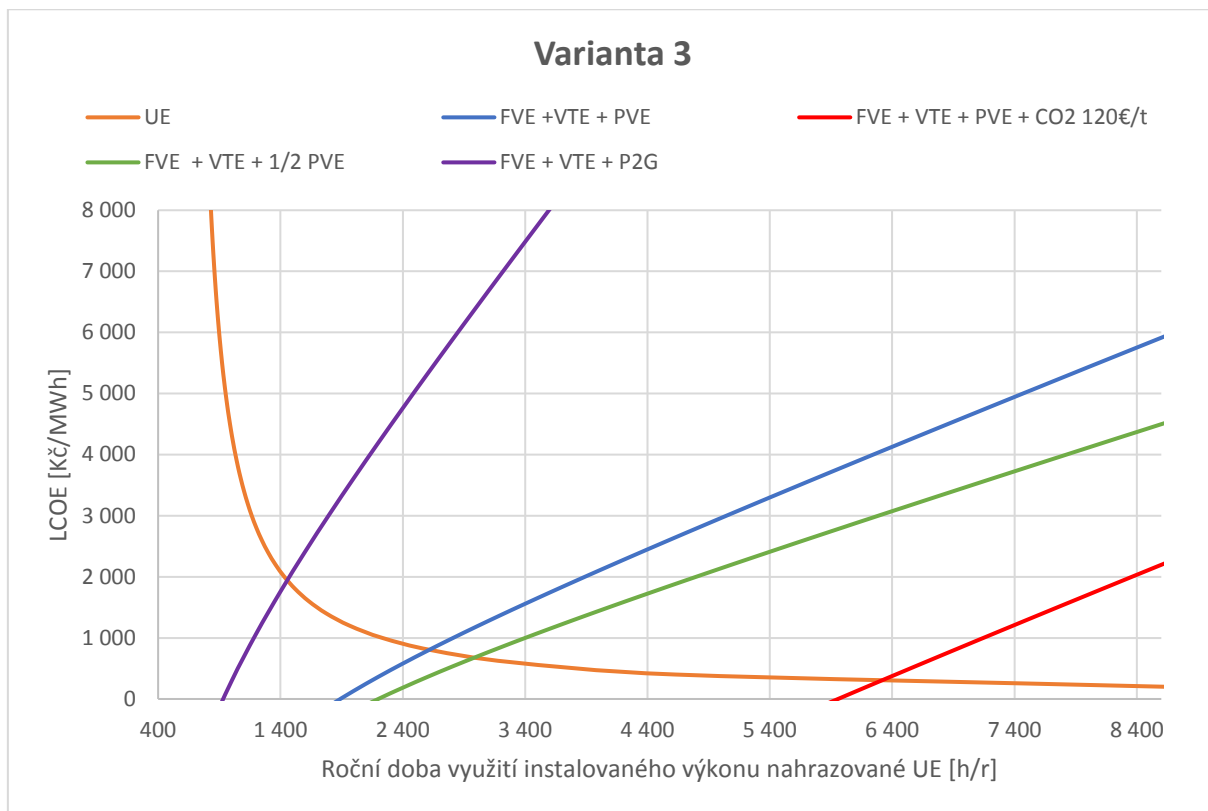
Křivka UE značí stálé provozní náklady UE a náklady na palivo pro subvariantu VTE + PVE (emisní povolenky zde nejsou uvažovány), které jsou zobrazeny v závislosti na roční době využití UE. Subvarianty nahrazení UE. Křivky jednotlivých subvariant značí měrné výrobní náklady dané náhrady UE při uvážení různé ceny emisních povolenek a při snížení instalovaného výkonu do PVE. LCOE subvariant je uvedeno v závislosti na roční době využití UE, při vyšší výrobě UE je třeba

vyšší instalovaný výkon do VTE a dochází k prodražení náhrady UE. Pro variantu 1 vychází nejmenší měrné výrobní náklady náhrady variantou VTE + PVE + CO₂ 120 €/t. Drahé emisní povolenky zde zvýhodňují náhradu UE. Další variantou méně nákladnou variantou je varianta VTE + ½ PVE. Flexibilita sítě a další řešení úložišť, kde by nebylo potřeba najednou uložit maximální výkon VTE, by zlevnily přechod na obnovitelné zdroje a umožnili dostupnější ceny pro koncové spotřebitele.



Graf 18: Závislost LCOE varianty 2 na roční době využití instalovaného výkonu nahrazované UE

Křivka UE značí stálé provozní náklady UE a náklady na palivo pro subvariantu FVE + PVE (emisní povolenky zde nejsou uvažovány), které jsou zobrazeny v závislosti na roční době využití UE. Vzhledem k malému koeficientu využití FVE je potřeba do solární elektrárny instalovat výrazně vyšší výkon, aby elektrárna vyrobila stejné množství energie jako nahrazovaná UE. Nejlevnější subvariantou varianty 2 je FVE + PVE + CO₂ 120 €/t, kde emisní povolenky opět zvýhodňují náhradu UE obnovitelnými zdroji. PVE neposkytuje sezónní uskladnění energie. Energetický zdroj je nutné doplnit akumulací do technologie P2G. Nejméně nákladná subvarianta, která zahrnuje P2G, kombinuje úložiště PVE a P2G: FVE + 2/5 PVE + 2/5 P2G. Tato varianta využívá nižší investiční výdaje a delší dobu životnosti PVE ke snížení jejich nákladů, zároveň část akumulace zajišťuje P2G. Instalovaný výkon do akumulace je snížen o 1/5 a počítá s okamžitou spotřebou špičkové výroby FVE během dne (nebo využití flexibility sítě). FVE vyrábí energii vždy přes den. Výrobu FVE lze oproti výrobě VTE lépe předvídat a ušetřit náklady na instalovaný výkon do akumulace.

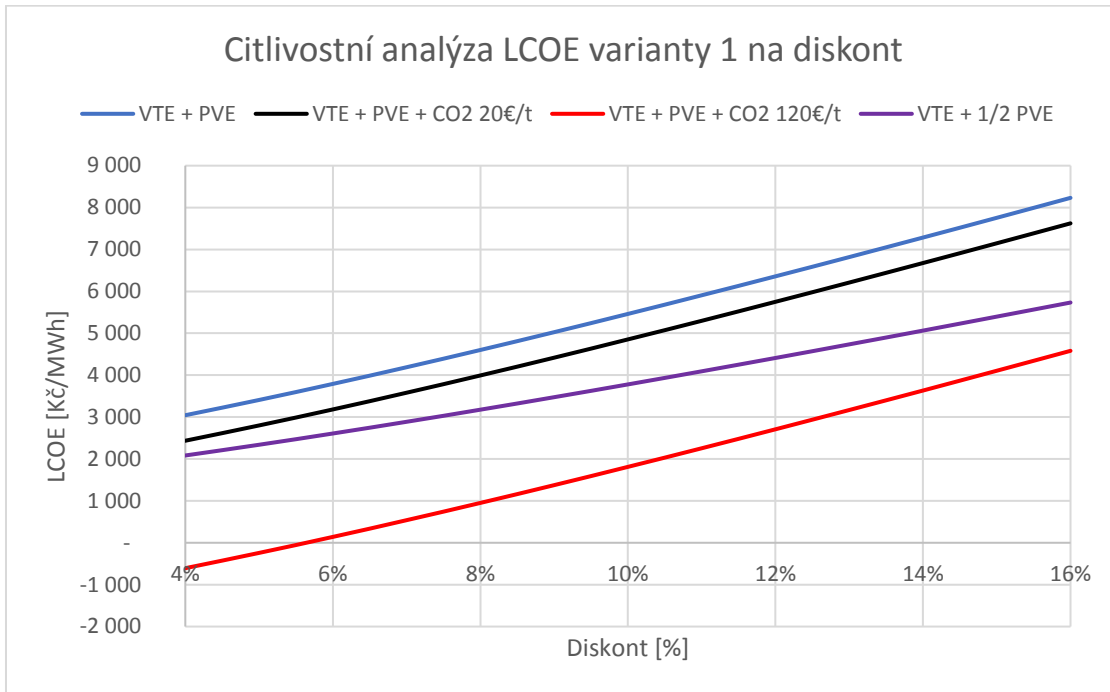


Graf 19: Závislost LCOE varianty 3 na roční době využití instalovaného výkonu nahrazované UE

Křivka UE značí stálé provozní náklady UE a náklady na palivo pro subvariantu FVE + VTE + PVE (emisní povolenky zde nejsou uvažovány), které jsou zobrazeny v závislosti na roční době využití UE. Obnovitelné zdroje se zde ideálně doplňují, roční doba využití zdrojů se zvyšuje a potřeba instalovaného výkonu do zdrojů či akumulace se snižuje. Ideální doplnění OZE je nejméně nákladnou variantou nahrazení UE. Emisní povolenky jako u předchozích variant zvýhodňují OZE. Z důvodu zapojení FVE do výroby je nutné alespoň část akumulace zajistit technologií P2G, která dokáže sezónně ukládat energii. P2G je nákladnější možností akumulace, křivka FVE + VTE + P2G v porovnání s křivkou FVE + VTE + PVE roste rychleji a je usazena v grafu výše. Toto značí vyšší měrné výrobní náklady UE varianty s akumulací P2G.

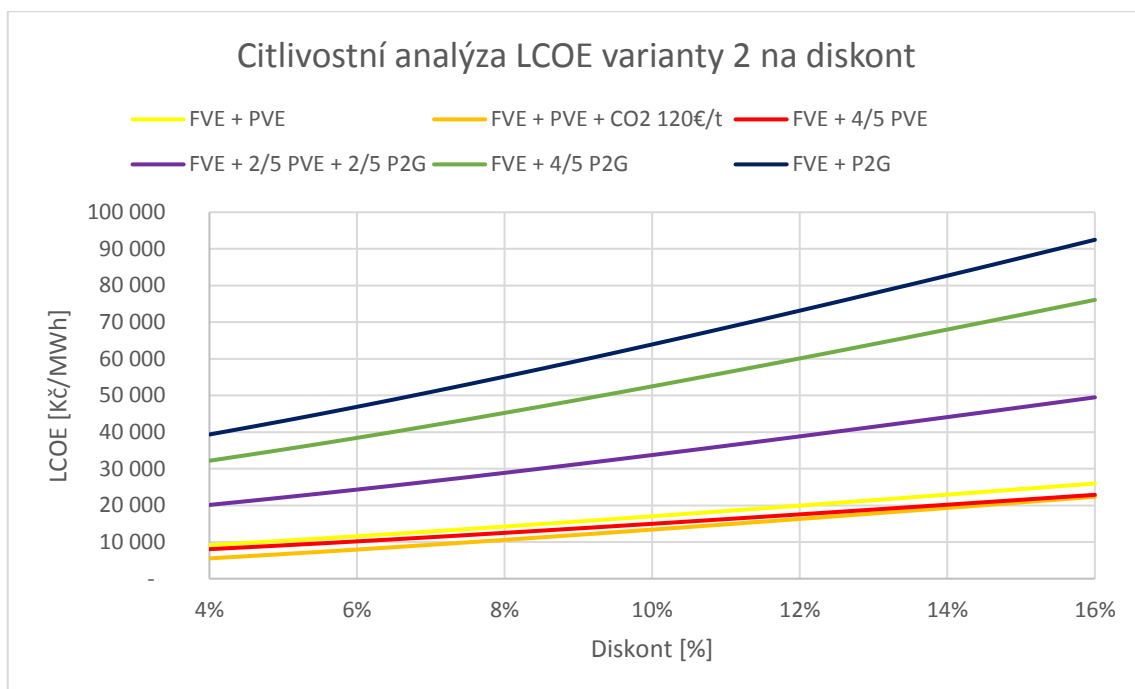
4.4.2 Vliv diskontu na LCOE zkoumaných variant

Obecně vyšší diskont prodražuje jednotlivé varianty z důvodu očekávaného vyššího rizika investice či dražší půjčky. LCOE varianty VTE + 1/2 PVE roste pomaleji, investice do této varianty je nižší oproti variantě VTE + PVE.



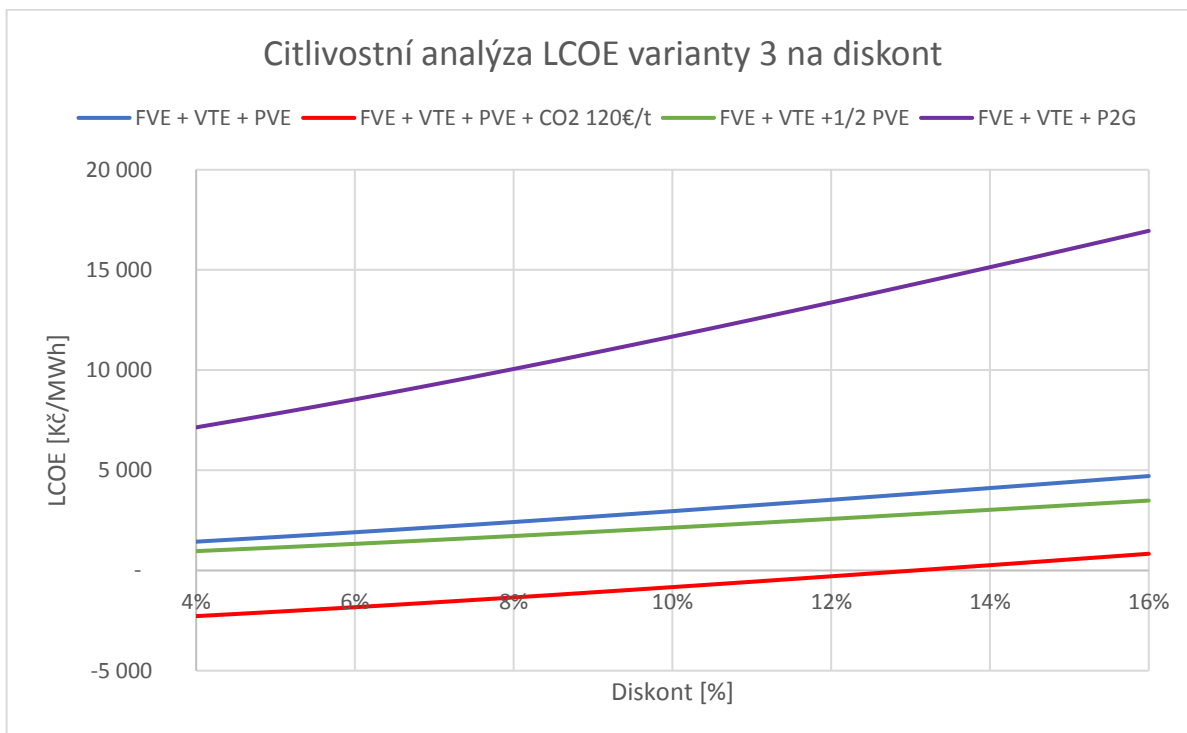
Graf 20: Závislost LCOE varianty 1 na diskontu

Varianta FVE + P2G roste při zvyšujícím se diskontu nejrychleji, tato subvarianta má nejvyšší měrné výrobní náklady náhrady UE. Další rychle rostoucí variantou je varianta FVE + 4/5 P2G. Ve variantě FVE + 2/5 PVE + 2/5 P2G růst LCOE při zvyšujícím se diskontu zpomaluje investičně méně náročné úložiště PVE.



Graf 21: Závislost LCOE varianty 2 na diskontu

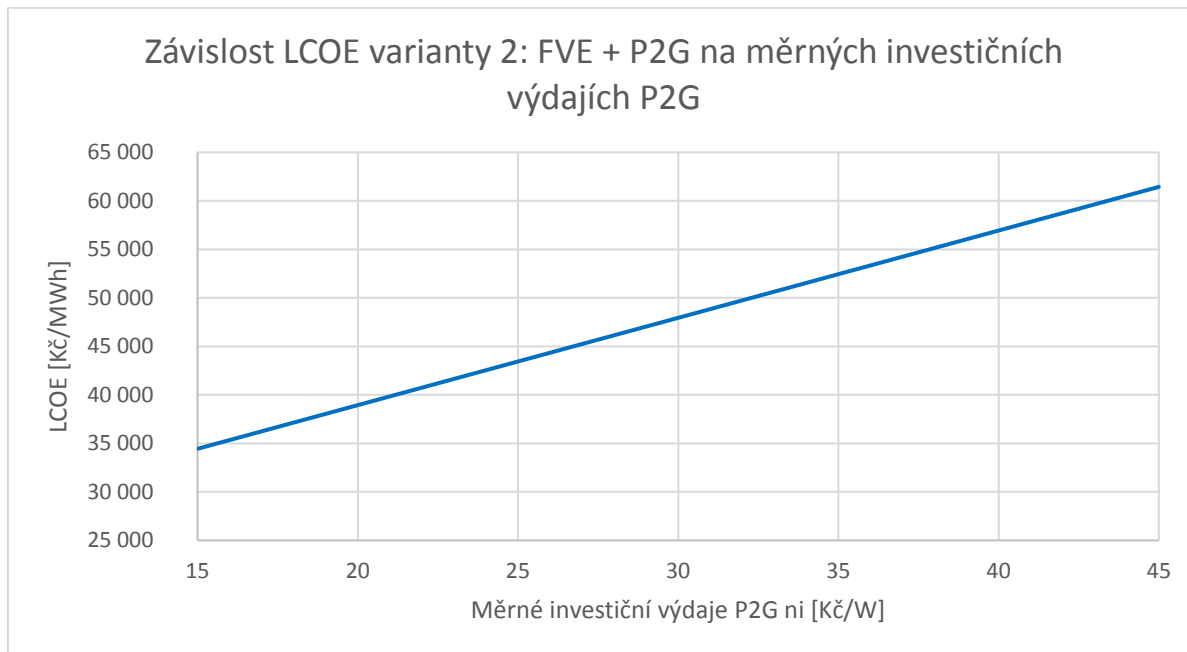
Citlivostní analýza LCOE varianty 3 v závislosti na diskontu opět poukazuje na rychlý růst LCOE při zvyšujícím se diskontu pro variantu FVE + VTE + P2G. Technologie P2G je investičně náročná s poměrně krátkou dobou životnosti. LCOE variant s úložištěm P2G se bude při změně diskontu zvětšovat rychleji oproti variantám s úložištěm PVE.



Graf 22: Závislost LCOE varianty 3 na diskontu

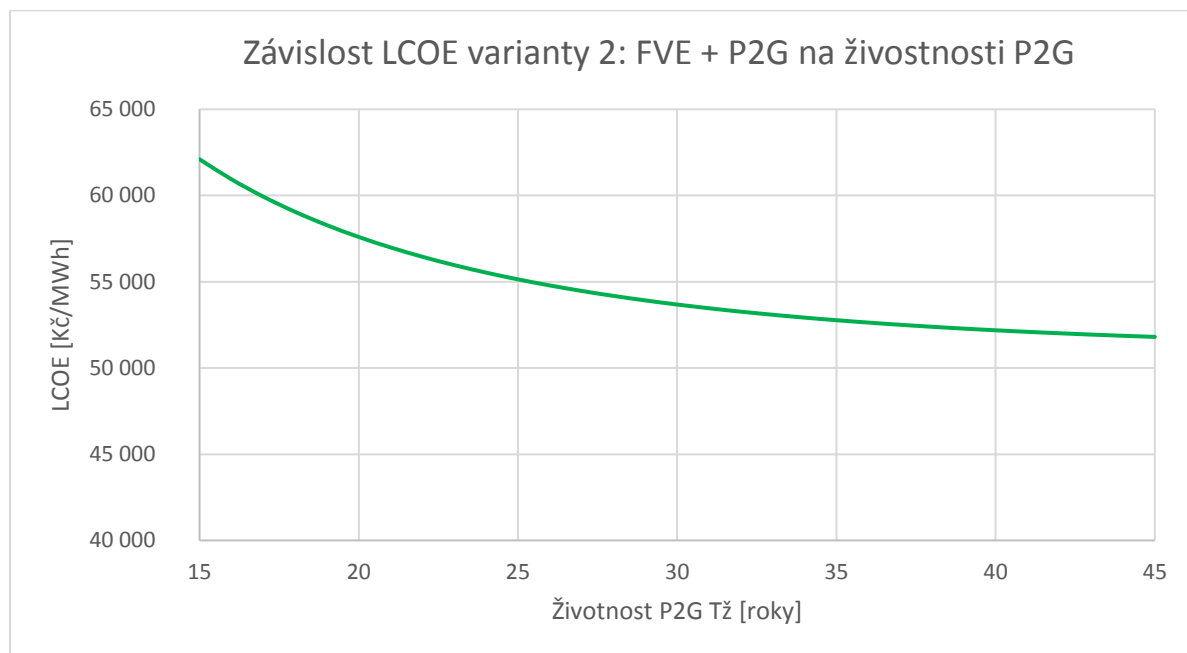
4.4.3 Technologie P2G a měrné variabilní náklady UE

Měrné investiční výdaje technologie P2G jsou dle dat v této práci na úrovni 38 Kč/W (data převzána od Ing. Zimčíka, platná pro rok 2017), což je o 13 Kč/W více oproti investiční výdajům na Watt PVE. Při zlevnění investičních výdajů technologie P2G by bylo možné ukládat energii sezónně levněji a zvýhodnilo by to náhradu UE solárními elektrárnami.



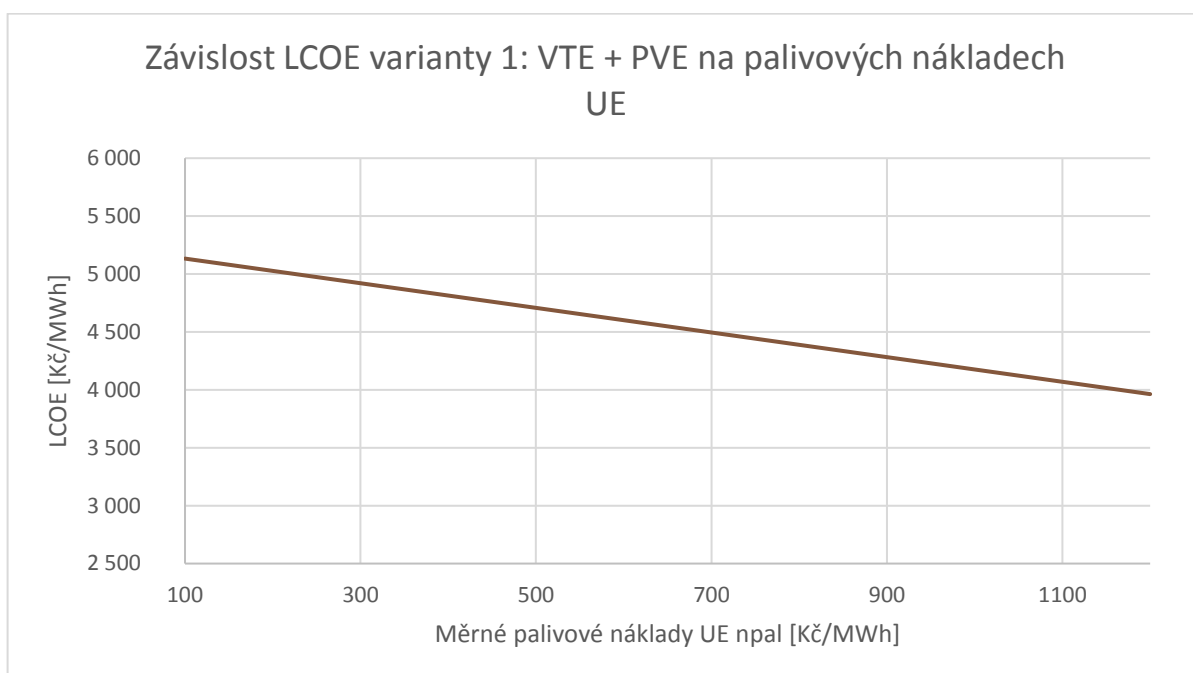
Graf 23: Závislost LCOE varianty 2 na měrných investičních výdajích P2G

Technologie P2G uvažovaná v práci má životnost 25 let. Životnost PVE je 40 a více let. Při delší životnosti P2G by opět klesly měrné výrobní náklady variant, které uvažují tuto technologii. Pokles ovšem není tak výrazný jako u snížení investičních výdajů P2G. Při prodloužení doby životnosti P2G o 10 let by LCOE varianty 2: FVE + P2G kleslo o cca 2 500 Kč/MWh.



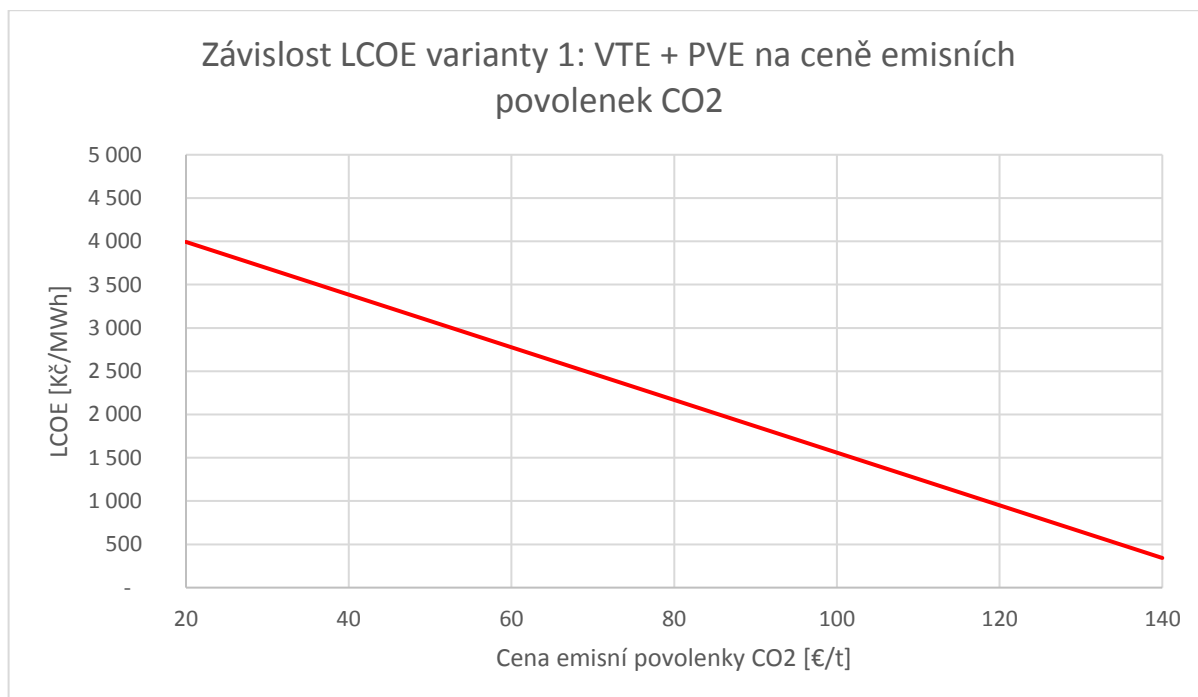
Graf 24: Závislost LCOE varianty 2 na době životnosti P2G

Uvažované palivové náklady UE jsou na úrovni 600 Kč/MWh. Dražší palivo uhelné elektrárny zvýhodňuje náhradu obnovitelnými zdroji. Ušetřené palivové náklady se odečítají od investiční a provozních nákladů OZE a úložišť a snižují LCOE náhrady UE.



Graf 25: Závislost LCOE varianty 1 na měrných palivových nákladech UE

Emisní povolenky CO₂ jsou stejně jako palivové náklady variabilními náklady uhelné elektrárny. Při vyšší ceně emisních povolenek se vyplácí uhelné elektrárny nahrazovat obnovitelnými zdroji. Emisní povolenky mají za úkol postupně vytlačovat parní spalovací elektrárny a nahrazovat je bezemisními zdroji.



Graf 26: Závislost LCOE varianty 1 na ceně emisních povolenek

ZÁVĚR

Úvodní kapitoly představují problematiku přechodu na bezemisní energetiku a typy výpočtů měrných výrobních nákladů elektráren. Zmíněné jsou mezinárodní dohody, nejnovější legislativní balíčky EU a cíle podílu obnovitelných zdrojů na energetickém mixu EU. Metodika LCOE je uvedena v několika variantách společně s výhodami a nevýhodami. Stávající výzkum LCOE nastiňuje další možné přístupy k výpočtu měrných výrobních nákladů. Součástí LCOE by se staly náklady vyvolané v síti, například dodatečné náklady na řízení sítě vyvolané intermitentní výrobou OZE či náklady na stavbu nových přenosových a distribučních sítí. Nový způsob výpočtu nákladů na energii COVE uvažuje také možnost začlenění zisků z výroby elektřiny. Takto měřené náklady na energii zahrnují cenu energie na spotových trzích a lépe zobrazují přínos či znevýhodnění zapojení OZE do výroby energie. Výzkum LCOE obnovitelných zdrojů používá data síly větru a slunečního osvětlení EU, počítá LCOE pro lokality EU a určuje nejvhodnější místa pro umístění nových OZE. Data světových energetických agentur dále rozvíjejí téma aktuálního stavu měrných výrobních nákladů na energii OZE a popisují její vývoj v posledním desetiletí. Metoda výpočtu měrných výrobních nákladů náhrady UE společně s přijatými předpoklady je popsána v samostatné kapitole.

Popis variant měrných výrobních nákladů UE otevírá diskuzi k výběru úložiště energie, které je součástí variant jako akumulací prvek. Různé typy úložišť poskytují odlišné možnosti akumulace energie. Jejich využití se liší dle potřeby ukládání energie a následném způsobu extrakce energie zpět do sítě. Výrobní diagramy elektráren a průběh středního denního výkonu elektráren ilustruje proměnnou výrobu obnovitelných zdrojů oproti UE, srovnává využití instalovaného výkonu zkoumaných zdrojů a jejich výrobu během roku. Varianta 1 popisuje nahrazení UE elektrárnou VTE v kombinaci s úložištěm PVE. Subvarianty dále uvažují změnu ceny emisních povolenek a zapojení stávající flexibility sítě (snížení instalovaného výkonu v PVE například využitím chytrého řízení sítě). Varianta 2 využívá k náhradě UE elektrárnu FVE společně s akumulací do PVE, P2G a jejich kombinace. Subvarianty zde zahrnují částečnou spotřebu špičkové výroby FVE. Výroba FVE je na rozdíl od VTE více předvídatelná, jelikož FVE vyrábí pouze přes den. Spotřeba energie je přes den také vyšší, část vyrobené energie FVE se může rovnou spotřebovat a není třeba stejně velký instalovaný výkon v úložišti jako ve FVE. Varianta 3 obsahuje oba uvažované zdroje OZE a počítá s jejich ideálním doplněním. FVE a VTE se chovají jako jeden obnovitelný zdroj, koeficient využití tohoto zdroje je vyšší oproti samostatným zdrojům a měrné výrobní náklady náhrady této varianty klesají. Subvarianty ideálního doplnění OZE zapojují zvláště akumulaci PVE a P2G a porovnávají jejich vliv na LCOE varianty.

Nejmenší měrné výrobní náklady náhrady UE při porovnání ekvivalentních subvariant byly spočteny pro variantu 3. Ideálním doplněním FVE a VTE se dosahuje vyššího koeficientu využití obnovitelných zdrojů a snižuje se potřebná velikost instalovaného výkonu do OZE pro plnohodnotné nahrazení UE. Dražší emisní povolenky zvýhodňují náhradu UE, jelikož se při výrobě OZE na těchto nákladech ušetří. Citlivostní analýzy zaměřené na závislost LCOE na ceně emisních povolenek CO₂ a palivových nákladech ukazují nižší LCOE náhrady UE pro zvyšující se variabilní náklady UE. Měrné výrobní náklady náhrady UE subvariant, které zahrnují použití flexibility sítě (snížení instalovaného výkonu do PVE a P2G), jsou nižší oproti variantám s akumulací o stejném instalovaném výkonu. Cena flexibility sítě a další nástrojů k udržení stability sítě je ovšem ve výpočtu LCOE náhrady UE zanedbána. Subvarianty varianty 2 popisují částečnou spotřebu špičkové výroby FVE a tedy úsporu v instalovaném výkonu úložiště. VTE vyrábí energii po celou dobu roku a je možné tento zdroj zálohovat akumulací do PVE, která poskytuje denní až týdenní cykly ukládání energie. Výroba FVE v zimních měsících je téměř nulová a pro plnohodnotnou náhradu UE je nutné FVE zálohovat sezónním úložištěm energie, v případě této práce technologií P2G. PVE jako úložiště je investičně méně náročná a její doba životnosti je delší. Přestavuje méně nákladný způsob akumulace energie.

Součástí výpočtu měrných výrobních nákladů UE jsou zjednodušující předpoklady. Provozní náklady na opravu a údržbu se mění dle využití zdroje v daném roce. V této práci je jedním z předpokladů stálý koeficient využití neboli každoroční stejná výroba zdroje a náklady na opravu a údržbu se zapojují do výpočtu jako stálé provozní náklady. Náklady na flexibilitu sítě a náklady způsobené v síti nejsou uvažovány. Mezi tyto náklady se řadí stavba nových linek elektrického vedení, řízení sítě, aktivace podpůrných služeb, náklady na ztráty v síti a další. Flexibilita sítě je do určité velikosti součástí stávající sítě a postupně roste s větším počtem odběrných míst. Pro větší rozvoj flexibility je třeba zahrnout další investice, například do chytrých elektroměrů, datových center a datových propojení. Stavba úložišť energie se předpokládá ve stejné lokalitě společně s obnovitelnými zdroji, které místně nahradí uhelnou elektrárnu a neuvažují se tedy linky na přenos energie mezi výrobou, akumulací a dožívající uhelnou elektrárnou.

Optimální variantou náhrady dosavadních konvenčních spalovacích elektráren je kombinace více obnovitelných zdrojů společně s různými systémy akumulace, které budou zajišťovat sezónní skladování energie a potřebnou dodávku energie do sítě v případě jejího nedostatku. Měrné výrobní náklady na energii neuvažují náklady způsobené nepředvídatelnou výrobou OZE v síti a cenu elektřiny na spotových trzích. LCOE metrika by se měla nahradit jiným způsobem výpočtu měrných nákladů na energii, který by tyto další externality zahrnoval.

ZDROJE

- [1] Electricity production, consumption and market overview - Statistics Explained. [online]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview#Electricity_generation
- [2] Energy balances - early estimates - Statistics Explained. [online]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_balances_-_early_estimates
- [3] Paris agreement on climate change - consilium. Available at: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/climate-change/paris-agreement/> (Accessed: 13 May 2023).
- [4] Obnovitelná Energie: Fakta a čísla O evropské unii: Evropský parlament (no date) Fakta a čísla o Evropské unii | Evropský parlament. Available at: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/cs/sheet/70/obnovitelna-energie> (Accessed: 13 May 2023).
- [5] Jak zmírnit změny klimatu: řešení EU: Zpravodajství: Evropský parlament (2022) Jak zmírnit změny klimatu: řešení EU | Zpravodajství | Evropský parlament. Available at: <https://www.europarl.europa.eu/news/cs/headlines/priorities/climate-change/20180703STO07129/jak-zmirnit-zmeny-klimatu-reseni-eu> (Accessed: 13 May 2023).
- [6] MPO představilo východiska pro aktualizaci Státní energetické koncepce | Průmyslová ekologie. Průmyslová ekologie | Průmyslová ekologie [online]. Copyright © 2023 [cit. 13.05.2023]. Dostupné z: <https://www.prumyslovaekologie.cz/info/mpo-predstavilo-vychodiska-pro-aktualizaci-statni-energeticke-koncepce>
- [7] Short, W. & Packey, Daniel & Holt, T.. A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. NASA STI/Recon Technical Report N. 95. 10.2172/35391. (1995).
- [8] Helm, Dieter. Cost of energy review. Department of Business, Energy & Industrial Strategy (2017).
- [9] National Renewable Energy Laboratory. Simple levelized cost of energy (LCOE) calculator documentation. *NREL.gov* (2018). Available at: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>. (Accessed: 2nd January 2023)
- [10] Aldersey-Williams, J. & Rubert, T. Levelised cost of energy – a theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy* 124, 169–179 (2019).
- [11] Kammen, Daniel M., and Sergio Pacca. Assessing the costs of electricity. *Annu. Rev. Environ. Resour.* 29 (2004): 301-344.
- [12] Manzhos, Sergei. On the choice of the discount rate and the role of financial variables and physical parameters in estimating the levelized cost of energy. *International Journal of Financial Studies* 1.3 (2013): 54-61.
- [13] Sklar-Chik, M. D., A. C. Brent, and I. H. De Kock. Critical review of the levelised cost of energy metric. *South African Journal of Industrial Engineering* 27.4 (2016): 124-133.
- [14] Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63, 61–75. (2013). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
- [15] Loth, E., Qin, C., Simpson, J. G., & Dykes, K. (2022). Why we must move beyond LCOE for renewable energy design. *Advances in Applied Energy*, 8, 100112. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100112>
- [16] Bódis, K. *et al.* (2019) “A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114, p. 109309. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109309>.

- [17] (2021) *A European assessment of the solar energy cost: Key factors and optimal ...*
Available at:
https://www.researchgate.net/publication/350089711_A_European_Assessment_of_the_Solar_Energy_Cost_Key_Factors_and_Optimal_Technology (Accessed: 14 May 2023).
- [18] Lai, C.S. and McCulloch, M.D. (2017) 'Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and Electrical Energy Storage', *Applied Energy*, 190, pp. 191–203.
doi:10.1016/j.apenergy.2016.12.153.
- [19] Reichenberg, L. *et al.* (2018) 'The marginal system LCOE of variable renewables – evaluating high penetration levels of wind and solar in Europe', *Energy*, 152, pp. 914–924. doi:10.1016/j.energy.2018.02.061.
- [20] Martinez, A. and Iglesias, G. (2022) "Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the European Atlantic," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 154, p. 111889. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111889>.
- [21] Martinez, A. and Iglesias, G. (2021) "Multi-parameter analysis and mapping of the levelised cost of energy from floating offshore wind in the Mediterranean Sea," *Energy Conversion and Management*, 243, p. 114416. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114416>.
- [22] Sliz-Szkliniarz, B. *et al.* (2019) "Assessing the cost of onshore wind development scenarios: Modelling of spatial and temporal distribution of wind power for the case of Poland," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 109, pp. 514–531. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.039>.
- [23] Obi, M. *et al.* (2017) 'Calculation of levelized costs of electricity for various Electrical Energy Storage Systems', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, pp. 908–920. doi:10.1016/j.rser.2016.09.043.
- [24] IEA (2020), *Projected Costs of Generating Electricity*, International Energy Agency, Paris
- [25] IRENA (2021), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [26] Ayodele, T., & Ogunjuyigbe, A. (2015, April). Mitigation of wind power intermittency: Storage technology approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 447–456. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.034>
- [27] OSEL.CZ - Větrné elektrárny včera, dnes a zítra. OSEL.CZ [online]. Dostupné z: <https://www.osel.cz/9535-vetrne-elektrarny-vcera-dnes-a-zitra.html>
- [28] Přečerpávací vodní elektrárny v České republice. oEnergetice.cz - denní zpravodajství z energetiky [online]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/precerpavaci-vodni-elektrarny-v-ceske-republice>
- [29] Cesta ke klimaticky neutrálnímu hospodářství: Strategie EU pro integraci energetického systému. In: . Brusel: Evropská Komise, 2020, ročník 2020, číslo 299. Dostupné také z: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2020:0299:FIN:CS:PDF>
- [30] Rezidenční flexibilita jako budoucnost energetiky. Nano Green [online]. Copyright © 2023 Nano Green [cit. 19.05.2023]. Dostupné z: <https://www.nanogreen.cz/blog/rezidencni-flexibilita-jako-budoucnost-energetiky>
- [31] Sluneční fotovoltaické elektrárny. SVĚT ENERGIE Vzdělávací portál ČEZ [online]. [cit. 2023-04-24]. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/obnovitelne-zdroje-energie/slunecni-elektrarny-podrobne/slunecni-fotovoltaicke-elektrarny/vyklad>
- [32] Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., & Kolb, T. (2016). Renewable power-to-gas: A technological and Economic Review. *Renewable Energy*, 85, 1371–1390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>
- [33] Roční zpráva o provozu ES ČR pro rok 2018 | eru.cz. Energetický regulační úřad | eru.cz [online]. Copyright © Energetický regulační úřad [cit. 11.05.2023]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/rocnizprava-o-provozu-es-cr-pro-rok-2018>

- [34] Energestat - aktuální data z energetiky. oEnergetice.cz - denní zpravodajství z energetiky [online]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energestat/power/load/czech/2018-07-08/2018-07-08>
- [35] Miglietta, M. M., Huld, T., & Monforti-Ferrario, F. (2017). Local complementarity of wind and solar energy resources over Europe: An assessment study from a meteorological perspective. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 56(1), 217–234. <https://doi.org/10.1175/jamc-d-16-0031.1>
- [36] Steffen, B. and Waidelich, P. (2022) 'Determinants of cost of capital in the electricity sector', *Progress in Energy*, 4(3), p. 033001. doi:10.1088/2516-1083/ac7936.

SEZNAM ZKRATEK

COVE	Cost of Valued Energy
ČR	Česká Republika
ERU	Energetický Regulační Úřad
EU	Evropská Unie
FVE	Fotovoltaická elektrárna
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Energy
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MUB	Moderní uhelný blok
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OZE	Obnovitelné zdroje
P2G	Power to Gas
PVE	Přečerpávající vodní elektrárny
SEK	Státní energetická koncepce
UE	Uhelná elektrárna
USA	Spojené státy americké
V2G	Vehicle to Grid
VTE	Větrná elektrárna
WACC	Weighted Average Cost of Capital